

# Инженер-нефтяник

№1 2019

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Буровые растворы с  
микропузырьками

Крахмально-  
биополимерный  
буровой раствор

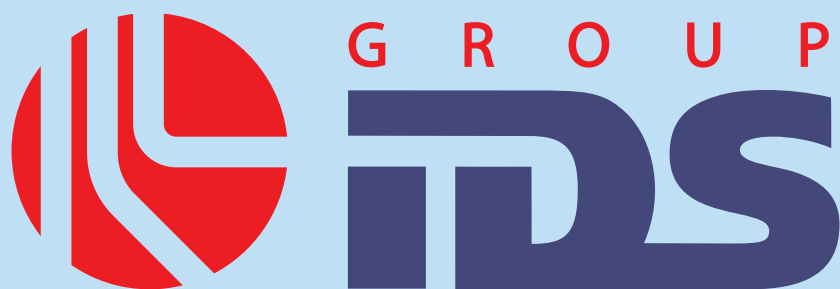
Техническая диагностика  
центробежных насосов

Электронные паспорта  
промышленных  
газопроводов

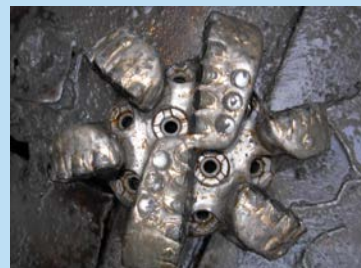
Эволюция вселенной и  
происхождение сил  
тяготения



Интегрированный буровой  
сервис



Адрес компании:  
127422, Москва,  
Дмитровский проезд, 10  
тел.: +7 (495) 543 9116  
факс: +7 (495) 543 9612  
e-mail: [ids@ids-corp.ru](mailto:ids@ids-corp.ru)  
сайт в Интернете:  
[www.ids-corp.ru](http://www.ids-corp.ru)



## Группа компаний Ай Ди Эс (IDS Group) – ведущая российская нефтесервисная группа, оснащенная современным оборудованием и оказывающая комплексные услуги компаниям нефтедобывающего сектора:

- Бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Углубление скважин с целью разведки нижележащих горизонтов с отбором керна собственным оборудованием
- Бурение разведочных скважин глубиной до 3000 метров с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Инженерно-телеметрическое сопровождение:
  - наклонно-направленного и горизонтального бурения собственными телесистемами с гидравлическим каналом связи
  - вырезки «окна», обработки долот, винтовых забойных двигателей, гидравлических ударных механизмов, гидравлических расширителей ствола
  - собственных буровых растворов для промывки скважин
  - отбора керна собственным оборудованием
  - оснастки обсадных колонн при креплении боковых стволов
  - инструмента для заканчивания боковых стволов

**Сотрудничество с IDS Group – это возможность получения полного комплекса современного скважинного сервиса под ключ**

## СОДЕРЖАНИЕ

## CONTENTS

**Исследование закупоривающей способности буровых растворов с микропузырьками (БРМП) в трещиноватых горных породах.**

Соловьев Н.В., Фам Куанг Хиеу, Та Куанг Минь, Чыонг Ван Ты, Кудрявцева Д.К.

5

**Investigation of plugging ability of drilling fluids with microbubbles (DFMB) in fractured rocks.**

Solov'ev N.V., Fam Kuang Hieu, Ta Kuang Min', Chyong Van Ty, Kudryavceva D.K.

**Воздействие фильтратов минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора (МКБПБР) на фильтрационные свойства карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии.**

Милютинский И.Л., Дмитриев А.П., Игумнов И.А., Мироньчев В.Г.

13

**The effects of filtrates of mineralized starch-biopolymer drilling fluids (MSBDF) on the filtration properties of carbonate reservoirs in the Udmurt Republic.**

Milyutinskij I.L., Dmitriev A.P., Igumnov I.A., Mironychev V.G.

**Исследование составов для интенсификации добычи трудноизвлекаемой битуминозной нефти на юго-западе Нигерии.**

Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю.

18

**Investigation of compositions for production intensification of hard-to-recover bituminous oil in the South-Western Nigeria.**

Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V., Mojsa YU.N., Ivanov D.YU.

**Обоснование типов и свойств буровых растворов для строительства высокодебитных скважин в сложных горно-геологических условиях.**

Егорова Е.В., Минченко Ю.С., Симонянц С.Л.

22

**Substantiation of types and characteristics of drilling solutions for high-rate wells construction in complex mining-geological conditions.**

Egorova E.V., Minchenko YU.S., Simonyanc S.L.

**Определение и изменение показателя анизотропии проницаемости в процессе разработки карбонатной залежи нефтяного месторождения.**

Менгалиев А.Г., Мартюшев Д.А.

27

**Determination and change of permeability anisotropy index during development of an oil fields carbonate deposit.**

Mengaliev A.G., Martyushev D.A.

**Внедрение электронных паспортов промысловых газопроводов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».**

Аникаева А.Д., Мартюшев Д.А.

34

**Introduction of electronic passports of field gas pipelines in LLC "LUKOIL-PERM".**

Anikaeva A.D., Martyushev D.A.

**Коэрцитиметрический анализ напряжённого состояния технологических газовых трубопроводов компрессорного цеха на примере аппарата воздушного охлаждения газа.**

Андронов И.Н., Кучерявый В.И., Савич В.Л., Борейко Д.А.

38

**The coercitometric analysis of the stress-state of a compressor yard's technological gas pipelines on the example of the gas air cooler.**

Andronov I.N., Kucheryavyj V.I., Savich V.L., Borejko D.A.

**Анализ методов технической диагностики механических дефектов центробежных насосных агрегатов.**

Быков И.Ю., Ягубов З.Х., Шичёв П.С., Сёмин В.И.

45

**Analysis of the methods applied for technical diagnostics of mechanical defects of centrifugal pumping units.**

Bykov I.YU., YAgubov Z.H., SHichyov P.S., Syomin V.I.

**Эволюция вселенной и происхождение сил тяготения.** Иванников В.И.

51

**The Universe evolution and the origin of gravity forces.** Ivannikov V.I.

Журнал «Инженер-нефтяник» по решению Высшей аттестационной комиссии Минобрнауки РФ включён в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по следующим научным специальностям и соответствующим им отраслям науки (№872 в редакции от 28.12.2018):

25.00.14 – Технология и техника геологоразведочных работ (технические науки);

25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин (технические науки),

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: д.т.н. Повалихин Александр Степанович

**Редакционный совет:**

**Литвиненко Владимир Стефанович** – д.т.н., профессор, ректор Национального минерально-сырьевого университета «Горный»

**Мартынов Виктор Георгиевич** – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

**Косьянов Вадим Александрович** – д.т.н., профессор, ректор Российского Государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

**Калинин Анатолий Георгиевич** – д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

**Оганов Александр Сергеевич** – д.т.н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина

**Бастриков Сергей Николаевич** – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»

**Кульчицкий Валерий Владимирович** – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина

**Потапов Александр Григорьевич** – д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**Редакционная коллегия:**

**Близнюков Владимир Юрьевич** - д.т.н., профессор

**Гноевых Александр Николаевич** – д.т.н., советник генерального директора ООО «Газпром бурение»

**Быков Игорь Юрьевич** – д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

**Нескоромных Вячеслав Васильевич** – д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых» Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского Федерального Университета

**Рогачёв Михаил Константинович** – д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Национального минерально-сырьевого университета «Горный»

**Соловьёв Николай Владимирович** – д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

**Савенок Ольга Вадимовна** - профессор, д.т.н., профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна Кубанского государственного технического университета

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Бисярина Ольга Михайловна

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адреса электронной почты: [om@ids-corp.ru](mailto:om@ids-corp.ru), [rovalihin1@yandex.ru](mailto:rovalihin1@yandex.ru)

Адрес сайта в сети Интернет: [www.ids-corp.ru](http://www.ids-corp.ru)

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842

Типография "ПринтФормула". Тираж 950 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

# Исследование закупоривающей способности буровых растворов с микропузырьками (БРМП) в трещиноватых горных породах

<sup>1</sup>Н.В. Соловьев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

<sup>2</sup>Фам Куанг Хиеу – канд. техн. наук;

<sup>3</sup>Та Куанг Минь – зам. начальника отдела;

<sup>1</sup>Чыонг Ван Ты – аспирант;

<sup>1</sup>Д.К. Кудрявцева – аспирант, преподаватель

(<sup>1</sup>МГРИ-РГГРУ; <sup>2</sup>Министерство промышленности и торговли СРВ;

<sup>3</sup>Институт нефти и газа Вьетнама)

Наиболее частым осложнением при бурении скважин является поглощение бурового раствора, возникающее при выполнении различных технологических операций. При бурении скважин на месторождении Белый Тигр южного шельфа СРВ возникают осложнения в интервалах кристаллического фундамента, представленного трещиноватыми гранитами различной степени проницаемости. При этом промышленно значимые продуктивные коллекторы обладают аномально низким пластовым давлением при коэффициенте аномальности  $0,8 \div 0,65$ . При бурении в пределах таких продуктивных коллекторов с использованием буровых растворов возникают поглощения и загрязнение продуктивных толщ, что часто является основной причиной вывода скважин из добывающего фонда.

Нами проанализированы основные возможные механизмы снижения проницаемости трещиноватых коллекторов и их поглощающей способности. Исследованиям технологии бурения в условиях поглощения посвящены многие работы отечественных и зарубежных исследователей [5, 7, 8, 10, 11, 12, 13].

Наиболее часто для бурения в сильно проницаемых трещиноватых горных породах рекомендуется использовать азрированные буровые растворы и пенные газожидкостные смеси – ПГЖС [4, 5, 9, 11, 12, 13].

Основная задача при использовании ПГЖС в условиях бурения при поглощении заключается в технологической возможности регулирования её плотности в зависимости от давления поглощения. При этом создается условие равновесия гидростатического давления столба ПГЖС и давления поглощения [10, 11, 12]. Для обеспечения равновесия гидростатического давления столба ПГЖС ( $P_{г.см.}$ ) в скважине и давления поглощения ( $P_{п.}$ ) необходимо определить величину степени аэрации ПГЖС:

$$\alpha = \frac{P_0 + \rho_{ж} \cdot g \cdot H - P_{г.см.}}{P_0 \cdot \ln \frac{P_{г.см.}}{P_0}} \quad (1)$$

где  $P_0$  – атмосферное давление,  $P_0 = 1 \cdot 10^5$  Па;  
 $\rho_{ж}$  – плотность исходного бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $H$  – глубина скважины, м;

Величину давления поглощения определяют, исходя из наблюдений за уровнем бурового раствора в скважине в случае возникновения поглощения, по формуле:

$$P_{п.} = \rho_{ж} \cdot g \cdot (H - h_{ст.}) \quad (2)$$

где  $h_{ст.}$  – расстояние от устья до уровня бурового раствора в скважине, м.

Для обеспечения равновесия средней плотности ПГЖС при этом можно определить по формуле:

$$\rho_{см.ср.} = \rho_{ж} - \frac{\alpha \cdot P_0}{g \cdot H} \ln \frac{P_{г.см.}}{P_0} \quad (3)$$

где  $\alpha$  – степень аэрации;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Исследование азрированных буровых растворов как средства борьбы с поглощением основано на создании в трещинах поглощающих пород деформации пузырьков воздуха (газа) и снижения интенсивности поглощения бурового раствора за счёт эффекта Жамена.

Эффект Жамена характеризует капиллярные силы в пористой среде при возникновении водно-нефтяного контакта и движения смеси воды и газа или нефти. При этом образуются так называемые четки – деформированные до эллиптической формы пузырьки газа или нефти в водной среде, противодействующие внешнему гидростатическому давлению, и, таким образом, препятствующие проникновению жидкости (бурового раствора) в трещинно-пористый коллектор.

Величину давления капиллярных сил между воздухом (газом) и водой можно определить по формуле:

$$P_{к} = 2\sigma (\cos \theta'' - \cos \theta') \quad (4)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение между водой и газом (воздухом);

$\theta'$ ,  $\theta''$  – краевой угол смачивания между поверхностью капилляра и газом (воздухом) или водой соответственно.

Величина капиллярного давления может достигать существенных значений при значительном количестве пор и трещин в коллекторе, что будет препятствовать поглощению ПГЖС.

В ряде работ [5] решается проблема устранения поглощения буровых растворов при выполнении технологических операций по бурению скважин, вскрытию продуктивных коллекторов, капитальному ремонту скважин и др. за счёт применения пенных газожидкостных смесей (ПГЖС). Такие технологии особенно важны для сохранения проницаемости прискважинной части продуктивных коллекторов при их вскрытии в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД):

- при бурении скважин на месторождениях, находящихся на поздних стадиях отработки;

- при создании подземных хранилищ газа на истощенных газовых месторождениях;

- при выполнении ремонтных работ в пределах продуктивных пластов с низкими значениями пластового давления;

- при бурении дополнительных стволов и радиальном вскрытии пластов с низким пластовым давлением флюидов.

Эффективное использование ПГЖС для этих целей основано на ряде их преимуществ по сравнению с обычными технологиями:

- возможность регулирования плотности ПГЖС в широком диапазоне её значений, с целью создания равновесия между гидростатическим в скважине и пластовым давлениями;

- возможность блокирования твёрдой фазы в составе ПГЖС для исключения её поступления в коллектор, что создает условия сохранения естественной проницаемости продуктивного коллектора;

- сформированные в процессе приготовления ПГЖС пузырьки имеют ограниченное проникновение в поры, каналы и трещины коллекторов, что позволяет внедрять такие технологии при низких значениях коэффициента аномальности – до  $0,25 \div 0,3$ ;

- высокая транспортирующая способность ПГЖС по отношению к частицам выбуренной породы создает условия для использования ресурсосберегающих технологий при минимальных расходах материалов и химических реагентов;

- применение ПГЖС для бурения и вскрытия продуктивных коллекторов позволяет существенно сократить период освоения скважин при значительном увеличении межремонтного периода работы скважин;

- возможность применения трёхфазных пен, в состав которых входит твёрдая фаза (глина, окись кремния и др. наполнители), что повышает устойчивость пен в скважине и на поверхности, обеспечивая закрепление малоустойчивых интервалов скважин и улучшая очистку забоя от выбуренной породы.

Основные недостатки ПГЖС заключаются в следующем:

- объёмное содержание газа (воздуха) в составе ПГЖС зависит от глубины скважины – т.е. гидростатического давления столба на забое, что снижает вероятность существования пузырьков газа (воздуха) в структуре очистного агента при увеличении глубины скважины;

- деформируемость пузырьков газа (воздуха) в пластовых условиях зависит от температуры и химического состава флюида, действующего на слои ПАВ – пенообразователей, что существенно снижает эффективность применения таких систем;

- для обеспечения выполнения экологических требований, очистки потока ГЖС от выбуренного шлама и регенерации ПГЖС необходимо использовать сложное оборудование для пеногашения и повторного применения растворов пенообразующей жидкости (ПОЖ);

- требуется довольно металлоёмкая и сложная система технологического оборудования для получения ПГЖС, её разрушения и повторного применения ПОЖ (компрессоры, пеногенераторы, аэрогидродинамические пеноразрушители, перекачивающие насосы и др.).

Имеется опыт применения стеклянных микросфер размером 25-100 мкм для облегчения буровых растворов до плотности  $0,4 \div 0,38$  г/см<sup>3</sup> при бурении в интервалах трещиноватых поглощающих горных пород [8]. Эффект снижения интенсивности поглощения бурового раствора достигается за счёт снижения репрессии на поглощающий интервал, а также за счёт проникновения стеклянных микросфер в трещины вмещающих горных пород, что обеспечивает снижение проницаемости трещиноватых пород.

Стеклянные микросферы используются для ввода в буровой раствор, что позволяет снизить его плотность и уравнивать градиенты пластового давления и плотность бурового раствора. Это приводит к снижению репрессии на поглощающие коллекторы и снижает интенсивность поглощения бурового раствора. Такие микросферы позволяют снизить плотность бурового раствора до 0,85 г/см<sup>3</sup>, имеют размер в пределах 25 мкм, и позволяют сохранять фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов.

Преимущества буровых растворов с добавлением стеклянных микросфер заключаются в том, что:

- возникает возможность регулирования плотности буровых растворов в широких пределах её значений и обеспечения рационального значения депрессии на поглощающий интервал;

- достигается высокая технологичность способа применения стеклянных микросфер;

- проявляется инертность материала микросфер к горным породам и флюидам пластов;

- улучшается смазывающая способность буровых растворов;

- достигается совместимость буровых растворов и их компонентов с очистным оборудованием;

- возможна многократная регенерация бурового раствора.

Основная проблема буровых растворов с добавлением стеклянных микросфер заключается в сложности подбора гранулометрического состава таких микросфер для обеспечения их эффективной закупоривающей способности в трещиноватых породах, а также в том, что даже при незначительной репрессии на поглощающий интервал происходит необоснованно высокий расход мелких фракций микросфер при возможном снижении проницаемости продуктивных коллекторов.

Имеется отечественный и зарубежный опыт применения буровых растворов системы «Афроникс», разработанной компанией «Эм Ай Дрилинг Флюидс» [1, 3, 4], а также публикация по результатам применения таких растворов компанией MISWACO [2]. Растворы такой системы насыщаются микропузырьками газа (воздуха)

размерами  $10^{-6}$ - $10^{-7}$  см, что дает положительный эффект в устранении поглощений в высокопроницаемых коллекторах с коэффициентом проницаемости до 2,5 Дарси и более. Раскрытие трещин коллекторов может достигать 3 мм. В таких условиях при репрессии до 1,5-2,0 МПа возможно бурение без потерь бурового раствора и дифференциальных прихватов.

Механизм устранения поглощений по этим данным [1, 2, 3, 4] основан на том, что газовые пузырьки афронов существуют при избыточном давлении, которое препятствует сжатию и схлопыванию этих пузырьков. Кроме того, такие пузырьки обладают достаточной упругостью, способствующей кольматации трещин и пор продуктивных и поглощающих коллекторов, обладающих различной степенью их проницаемости. Кроме того, системы афроникс контролируют глубину проникновения газовых пузырьков в истощенные высокопористые продуктивные коллекторы, обеспечивая ингибирование глиносодержащих пропластков. Это явление также способствует устранению дифференциальных прихватов бурового инструмента в процессе проведения технологических операций за счёт того, что проникающие газовые пузырьки внутрь трещинно-пористого коллектора расширяются, выравнивая давление в припластовой части скважины и вскрываемого коллектора.

Основной недостаток таких обоснований заключается в том, что отсутствуют экспериментальные исследования, связанные с поведением газовых пузырьков афрониксов в трещинах и порах, подтверждающие предлагаемый этими авторами и изложенный выше механизм действия афронов. Кроме того отсутствуют исследования по влиянию температуры и давления на свойства таких буровых растворов и на их закупоривающую способность.

Наши исследования посвящены устранению одного из недостатков исследований других авторов – отсутствие сведений о поведении микропузырьков газа (воздуха) буровых растворов в порах, каналах и трещинах вмещающих коллекторов горных пород. Такие исследования, выполненные нами, позволили уточнить механизм изменения закупоривающей способности буровых растворов с микропузырьками воздуха (газа) – БРМП при перебурировании трещинно-пористых горных пород.

Для проведения экспериментальных исследований нами была разработана технологическая схема с применением моделирования забойных условий при продавливании исследуемых буровых растворов через образцы характерных кернов трещинно-пористых коллекторов.

Схема установки для моделирования закупоривающей способности БРМП приведена на рис. 1.

Для создания и регулирования бокового давления предусмотрено применение ручного насоса (1). Для продавливания через образцы керна БРМП использовался ручной насос (2) нефти и раствора через ёмкости (4) и (3) соответственно. В камере (5) размещались исследуемые образцы керна. Перепад давления в камере поддерживался и регулировался с помощью специального механизма (6). Противодавление на выходе из камеры поддерживалось с помощью закачивания азота из баллона (7). Выходящий из камеры раствор собирался в ёмкость (8). В корпусе модельной установки размещалось оборудование для термостатирования бурового раствора (9).

Исследования проводились по следующей методике:

- монтаж образцов керна в камере лабораторной установки;

- затем повышалась температура в измерительном блоке до 120 °С, увеличивалось боковое давление до 10 МПа и осуществлялось закачивание нефти объёмом, равным пяти объёмам порового пространства ( $V_p$ );

- осуществлялось изменение давления на образцы керна и его удержание в течение 20 минут на уровне 10,5; 10,8 и 11,0 МПа;

- при этом фиксировались изменения объёмов исследуемого раствора и выходящего флюида (раствор + нефть) из камеры в ёмкость;

- при этих исследованиях фиксировалось время от начала эксперимента по закачиванию раствора до получения его полного объёма, выходящего из керна после завершения эксперимента.

Для проведения исследований проводился отбор образцов керна характерных горных пород из фундамента месторождения Белый Тигр. Предварительно образцы отобранного керна обрабатывались для получения двух ровных поверхностей цилиндрической формы. Затем для этих образцов керна определялись следующие параметры: коэффициент проницаемости ( $K_d$ ), поровый объём ( $V$ ), пористость (%) и объём остаточной воды (%).

Общий вид обработанных образцов керна для проведения исследований показан на рис. 2.

Для определения коэффициента проницаемости использовалась известная формула Дарси, из которой получена формула для расчета значений коэффициента проницаемости в виде:

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot l}{F \cdot \Delta P} \quad (5)$$

где  $Q$  – объёмный расход жидкости,  $m^3/c$ ;

$\mu$  – вязкость жидкости, Па·с;

$l$  – длина цилиндрического образца керна, м;

$F$  – площадь поперечного сечения керна,  $m^2$ ;

$\Delta P$  – перепад давления, при котором продавливалась жидкость через образцы керна.

Расчетные значения коэффициента проницаемости и других характеристик исследуемых образцов керна приведены в табл. 1.

Нами исследовалась степень восстановления проницаемости образцов керна при прокачивании через них обычных буровых растворов с содержанием глинистых

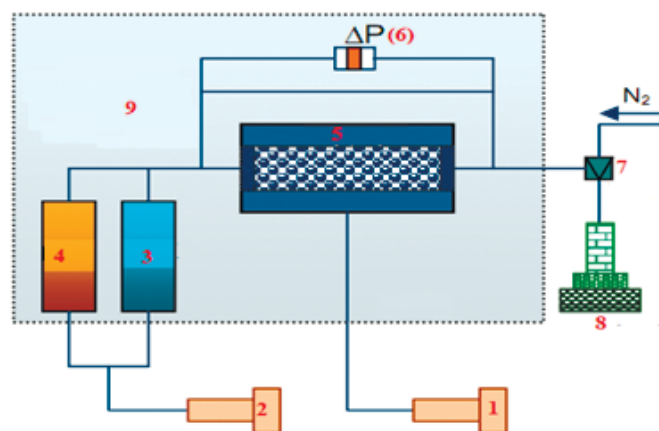


Рис. 1. Схема установки для моделирования закупоривающей способности буровых растворов с микропузырьками.



а) керн для использования с буровым раствором СМС-НВ СП Вьетсовпетро



б) керн для использования с микропенным буровым раствором СТАТ-1.5



в) керн для использования с микропенным буровым раствором СТАТ-1.2



г) керн для использования с микропенным буровым раствором СТАТ-2.5

Рис. 2. Общий вид образцов керна, использованных для оценки закупоривающей способности БРМП.

Таблица 1. Свойства образцов керна до проведения эксперимента.

Образец раствора	Номер образца керна	Глубина отбора образца, м	$K_g$ , мД	Поровый объем, $V$ , см <sup>3</sup>	Пористость, %	Остаточный объем воды, %	Длина керна, см	Диаметр керна, см
VSP	ВН-426. 1-28 Т2	4209,5	8715	1,78	0,014	27	6,62	2,96
СТАТ-1.2	ВН-425. 2-24А	4208,1	7043	2,21	0,017	29	6,52	2,95
СТАТ-1.5	ВН-425. 2-26А	4208,8	7711	2,8	0,021	12	6,86	2,95
СТАТ-2.5	ВН-426. 1-27Т1	4206,9	7954	1,79	0,018	26,7	6,64	3,04

частиц, используемых для бурения и вскрытия продуктивных пластов в компании СП «Вьетсовпетро». После определения первоначального коэффициента проницаемости кернов ( $K_1$ ) по формуле (5) рассчитывались значения коэффициента проницаемости ( $K_2$ ) после обратного прокачивания обычного бурового раствора. Результаты этих исследований приведены в табл. 2.

Установлено, что коэффициент проницаемости керна после прокачивания обычного раствора существенно уменьшается. Это объясняется тем, что в таком растворе

присутствуют частицы глины, которые проникают в поры и трещины, где осаждаются и накапливаются, что способствует снижению проницаемости керна. Такие глинистые частицы, накопившиеся в поровом и трещинном пространстве горной породы не удаляются даже после обратного прокачивания, что приводит к снижению коэффициента проницаемости керна ( $K_2$ ).

Разработанная модельная установка предназначена для проведения исследований по определению свойств продуктивных коллекторов после воздействия буровых



**Таблица 2.** Начальная проницаемость и проницаемость керна после обратного прокачивания раствора.

Образец раствора	Начальная проницаемость, $K_1$ , мД	Проницаемость после обратного прокачивания, $K_2$ , мД	Уровень восстановления проницаемости, %
VSP	193	98	50,78
СТАТ-1.2	175	158	90,28
СТАТ-1.5	154	148	96,10
СТАТ-2.5	209	187	89,47

растворов при бурении, вскрытии и проведении ремонтных работ в скважине. Такая технологическая схема проведения исследований позволяет установить закономерность миграции твёрдых частиц, стимулирования обработки пластов химическими реагентами, влияния динамической статической фильтрации буровых растворов, обратной проницаемости образцов керна. Эти исследования возможно проводить в прямом и обратном направлении с учетом различных значений дифференциального давления и изменения исследуемых параметров в зависимости от объёма раствора и времени его воздействия на образцы кернов. Основным элементом такой технологической схемы является камера для обжатия и удержания керна (рис. 3).

Основными фиксируемыми параметрами при работе на модельной установке являются: задаваемые перепады давлений, фазовая проницаемость образцов керна. Измеряемыми и контролируемыми параметрами являются: объёмная подача насосов, пластовое (поровое) и обжимное (горное) давление. Камера обжатия и удержания образцов керна использовалась в составе системы для исследования степени повреждения продуктивных коллекторов. Технологические параметры такой системы фирмы «Coretestsystems, Inc.» приведены в табл. 3.

При исследовании закупоривающей способности БРМП в соответствии с разработанной методикой придерживались следующей последовательности:

- сначала осуществляется насыщение керна керосином;
- подготовка керна, монтаж керна в камере обжатия и установки керна;
- после повышения температуры до 120 °С, бокового давления до 15,0 МПа и пластового давления до 10,0 МПа закачивается керосин для насыщения порового пространства керна. Этот процесс проводится при расходе 0,5±1,0 см<sup>3</sup>/мин для того, чтобы в последующем этапе буровой раствор заполнил все поровое пространство керна;
- рассчитывается абсолютная проницаемость керна по керосину.

В соответствии с разработанной технологической схемой и методикой проведения исследований нами были выполнены работы по сравнительной оценке закупоривающей способности буровых растворов с микропузырьками воздуха при различных значениях давления в образцах керна, свойства которых описаны выше. Исследования проводились при постоянной температуре 120 °С.



Рис. 3. Камера для обжатия и удержания керна.

**Таблица 3.** Технологические параметры системы для оценки повреждения продуктивного коллектора.

Параметр	Система для оценки повреждения продуктивного пласта
Пластовое давление, МПа	до 34,5
Горное (обжимное) давление, МПа	до 70
Рабочая температура, °С	до 150
Диапазон задаваемых расходов при фильтрации, см <sup>3</sup> /мин	0–50
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	±0,3
Длина керна, м	0,025–0,1
Диаметр керна, м	0,02–0,04

Установлено, при увеличении времени прокачивания обычного бурового раствора через образцы керна объём выходящей из керна жидкости постоянно увеличивается в пределах времени опыта (20 мин) до 12-17 см<sup>3</sup> и только на 12-15 мин появляется на выходе буровой раствор. При прокачивании БРМП СТАТ-1,2; СТАТ-1,5 и СТАТ-2,5 при достижении объёма выходящей жидкости 5,4-6,0 см<sup>3</sup> его значение стабилизируется, что позволяет утверждать о прекращении поступления в поры и трещины керна раствора и о том, что находящийся в них керосин не выталкивается.

Так же установлено, что при увеличении давления от 10,5 МПа до 11,0 МПа уже на 11 мин. экспериментальный объём выходящей жидкости из керна достигает 7 см<sup>3</sup>, на выходе появляется буровой раствор обычной рецептуры и его объём увеличивается во времени. Это свидетельствовало о том, что при увеличении давления на 0,5 МПа происходит существенное увеличение количества проходящего через поры и трещины керна бурового раствора, что способствует заметному снижению естественной проницаемости керна (табл. 2). Однако поведение в порах и трещинах керна БРМП существенно отличается от поведения обычного бурового раствора. При прокачивании БРМП при достижении объёма выходящей из керна жидкости 5,4-7,0 см<sup>3</sup> его значение стабилизируется и после 20 мин. эксперимента он не появляется на выходе из керна.

Результаты этих исследований представлены на рис. 4.

Таким образом, установлено, что при прокачивании через поры и трещины образцов керна БРМП первоначально в течение 8-10 мин объём выталкиваемой из кернов жидкости увеличивается до 5,4-7,0 см<sup>3</sup>, что свидетельствует о его проникновении в поровое пространство образцов. Однако при достижении объёма выходящей жидкости (керосина) из керна 7 см<sup>3</sup> выход БРМП стабилизируется на уровне 7 см<sup>3</sup>, что свидетельствовало о проявлении закупоривающей способности микропузырьков и стабилизации выходящего объёма жидкости из порового пространства образцов керна.

Кроме того установлено, что отношение объёмов, выходящего из кернов раствора и закачиваемого, по мере роста давления увеличивается (рис. 5).

Так для обычного бурового раствора VSP увеличение этого отношения с 27% до 49% происходит при росте давления прокачивания от 10,5 МПа до 11,0 МПа. При этом такое отношение равно нулю сохраняется для БРМП при повышении давления с 10,5 МПа до 10,8 МПа. И только его повышение до 11,0 МПа приводило к незначительному возрастанию этого отношения до 3-5 % при прокачивании БРМП.

Также установлено, что на выходе из образцов керна при давлении 11,0 МПа и температуре 120 °С БРМП в нём присутствовали микропузырьки

газа исходных размеров, что свидетельствовало о высокой прочноститаких воздушных пузырьков и проявлении их эффективной закупоривающей способности.

Для уточнения анализа закупоривающей способности буровых растворов при их прокачивании через поры и трещины образцов керна нами были проведены исследования динамики изменения давления в процессе этого прокачивания. Установлено, что при прокачивании всех видов буровых растворов давление изменяется скачкообразно от своего максимального значения до минимального с последующей стабилизацией этого давления. При этом установлено явление возникновения «узловой точки закупоривания» пор и трещин в образцах керна, после которой изменяется проницаемость керновых проб. Результаты этих исследований представлены на графике изменения давления прокачивания во времени (рис. 6).

В процессе этих исследований получено характерное изменение значений давления прокачивания обычного бурового раствора VSP, при котором в течение 7 мин достигалось максимальное давление 10,5 МПа. После



Рис. 4. Изменение во времени объема жидкости, выходящей из керна (при 10,8 МПа; 120 °С).

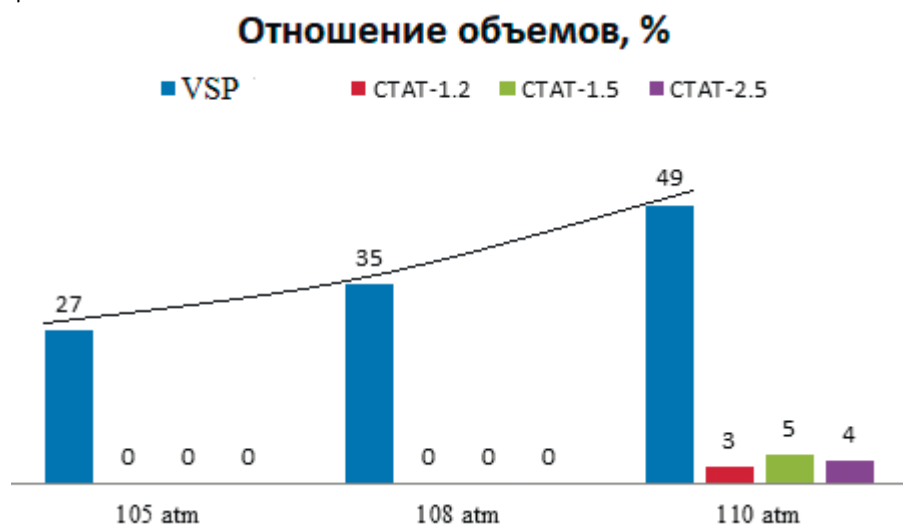


Рис. 5. Изменение отношения объема выходящей и объема входящей жидкости в керна при прокачивании через него.

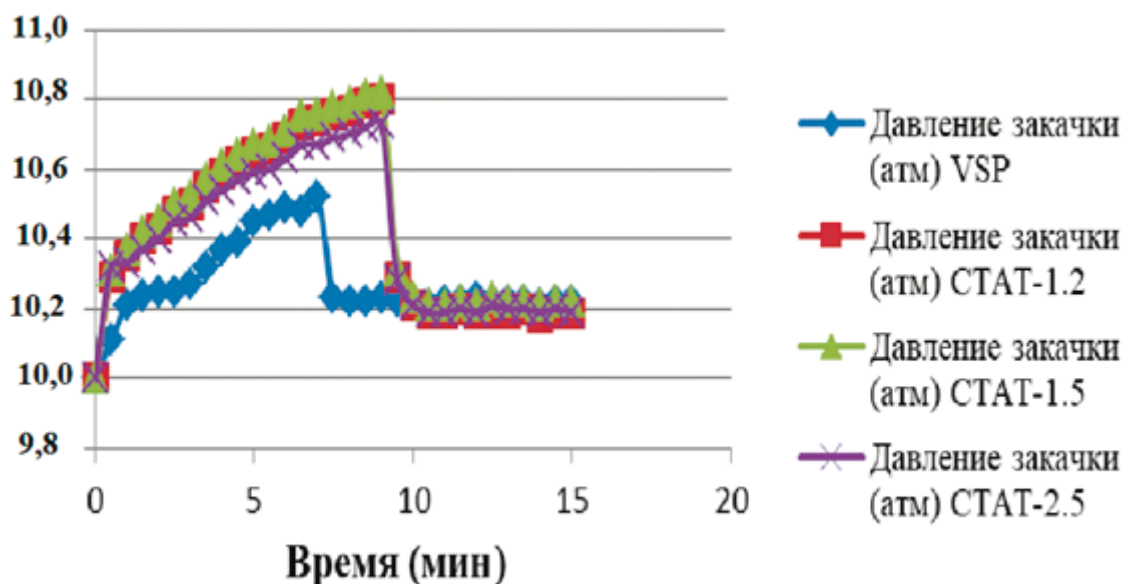


Рис. 6. Динамика изменения давления по времени при прокачивании буровых растворов через керн.

достижения «узловой точки закупоривания» давление резко снижается до величины 10,2 МПа с последующей ее стабилизацией. Такой буровой раствор содержал частицы глины, которые первоначально до достижения характерной точки накапливались в поровом пространстве образцов керна, создавая увеличивающиеся во времени сопротивления. Однако такое скопление частиц глины через 5 мин прокачивания раствора устранилось при достижении «узловой точки закупоривания», о чем свидетельствовало резкое снижение перепада давления до 10,2 МПа.

При прокачивании БРМП через образцы исследуемых кернов максимальное давление 10,8 МПа достигалось через 9 мин, что указывает на более высокую способность таких растворов, содержащих микропузырьки воздуха, создавать сопротивления при движении через поровое пространство образцов керна со смещением «узловой точки закупоривания» в область более высоких значений давления. При этом установлено, что при наиболее высоком значении давления прокачивания 11,0 МПа на выходе из образцов керна вместе с буровым раствором выходили микропузырьки воздуха. Такое появление микропузырьков свидетельствовало об их высокой способности упруго деформироваться при приложении давления без разрушения оболочки микропузырьков воздуха. Можно полагать, что такие микропузырьки, проникая в поровое пространство, способны расширяться за счет снижения давления в каналах пор и трещин, заполняя пространство и создавая дополнительные сопротивления движению бурового раствора, тем самым снижая проницаемость трещинно-пористой среды образцов керна.

Таким образом, выполненные исследования позволили сделать следующие выводы.

1. Разработанные авторами технологическая схема и оборудование для исследования закупоривающей способности буровых растворов позволяют изучать процесс поглощения при бурении и вскрытии трещинно-пористых продуктивных коллекторов.

2. Предлагаемая методика исследований позволяет оценить степень изменения проницаемости образцов керна трещинно-пористых горных пород и оценить эффективность снижения поглощающей способности горных пород после прокачивания различных видов буровых растворов.

3. Доказано, что эффективным средством борьбы с поглощением и изменением естественной проницаемости образцов керна являются буровые растворы с микропузырьками воздуха (БРМП).

4. Выполненные исследования по прокачиванию БРМП через образцы керна позволили получить новые сведения о механизме действия микропузырьков воздуха по изменению проницаемости пор и трещин исследуемых образцов. Доказана высокая упругость микропузырьков воздуха в составе исследуемых растворов, обладающих высокой прочностью защитных оболочек при температуре 120 °С и увеличении давления до 11 МПа.

5. При исследовании закупоривающей способности буровых растворов установлен эффект «узловой точки закупоривания», превышение давления выше которой приводит к стабилизации объема выходящей из образцов керна жидкости и характеризующей существенное снижение их проницаемости.

Дальнейшие исследования должны быть направлены на обоснование и выбор размера микропузырьков в зависимости от раскрытия пор и трещин проницаемых горных пород, деформационных изменений полимерной оболочки таких микропузырьков в зависимости от термобарических условий применения БРМП.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Aphron ICS system distribution. Houston: M-I Drilling Fluids LLC, 2001.
2. Афроникс (The Aphronics TM). Микропузырьки. Макрорезультат. Система с контролируемой фильтрацией. Корпоративный сборник компании MI SWACO «Технологии буровых растворов». – М.: Московский государственный университет МИРЭА, 2018.
3. Буровые растворы низкой плотности: презентационный материал. – М.: «Эм Ай Дриллинг Флюидз», 2002.
4. Васильченко С.В., Меденцев С.В. Решение проблем вскрытия истощенных пластов: технология афрон. «Эм Ай Дриллинг Флюидз». – Материалы интернет сайта компании M-I Drilling Fluids I.K. Ltd.
5. Гасумов Р.А., Калинин А.В., Гейхман М.Г. Пенные системы для бурения и ремонта скважин. – М.: ОАО «Газпром» (ООО «ИРЦ Газпром»), 2008. – 268 с.
6. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971.
7. Куксов В., Меденцев С.В., Васильченко С.В. Решение проблемы вскрытия истощенных пластов: технология Афрон. // Бурение. – М.: ООО «Бурнефть», 2002. – декабрь - с. 36-37.
8. Панков С. Микросферы для бурения. Thechemical Journal.- октябрь 2017.
9. Соловьев Н.В., Бейкель В.А. Состояние и пути повышения эффективности техники и технологии бурения скважин при выполнении геологоразведочных работ. // Известия ВУЗ. Геология и разведка. – М.: МГРИ-РГГРУ, 2013. – январь–февраль. – с. 50-56.
10. Соловьев Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н. и др. Бурение разведочных скважин. – М.: Высшая школа, 2007. – с. 344-362.
11. Соловьев Н.В. Методика расчета параметров пенных газожидкостных смесей, используемых в технологических операциях при бурении и тампонируании горизонтальных скважин в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД). // Вестник российской академии естественных наук. – М.: РАЕН, 2013. – тематический номер.- №6. – том 13. – с. 60-67.
12. Соловьев Н.В. Основные направления применения ресурсосберегающих экологически чистых технологий бурения скважин. // Вестник XXI. Горно-металлургическая секция. Разведка, добыча, переработка полезных ископаемых. – М.: Интернет инжиниринг, 2007. – с. 298-305.
13. Соловьев Н.В., Чихоткин В.Ф., Богданов Р.К., Загора А.П. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных горно-геологических условиях. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. – с. 260-308.
14. Соловьев Н.В., Чыонг Ван Ты, Фам Куанг Хиеу, Та Куанг Минь, Кудрявцева Д.К. Обоснование систем буровых растворов для вскрытия истощенных продуктивных коллекторов месторождения нефти Белый Тигр (СРВ). // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2018.- №3.- с. 8-15.

## REFERENCES

1. Aphron ICS system distribution. - Houston: M-I Drilling Fluids LLC, 2001.
2. Afroniks (The Aphronics TM). Mikropuzyr'ki. Makrorezul'tat. Sistema s kontroliruemoj fil'traciej. Korporativnyj sbornik kompanii MI SWACO «Tekhnologii burovых rastvorov». – М.: Moskovskij gosudarstvennyj universitet MIREHA, 2018.
3. Burovye rastvory nizkoj plotnosti: prezentacionnyj material. – М.: «M-I Drilling Fluids», 2002.
4. Vasil'chenko S.V., Medencev S.V. Reshenie problem vskrytiya istoshchennyh plastov: tekhnologiya afronov. «M-I Drilling Fluids». – Materialy internet sajta kompanii M-I Drilling Fluids I.K. Ltd.
5. Gasumov R.A., Kalinkin A.V., Gejman M.G. Pennye sistemy dlya bureniya i remonta skvazhin. – М.: PJSC «Gazprom» (LLC «IRC Gazprom»), 2008. – 268 p.
6. Gimatudinov SH.K. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. – М.: Nedra, 1971.
7. Kuksov V., Medencev S.V., Vasil'chenko S.V. Reshenie problemy vskrytiya istoshchennyh plastov: tekhnologiya Afronov. // Burenie. – М.: LLC «Burneft'», 2002. – dekabr'- p. 36-37.
8. Pankov S. Mikrosfery dlya bureniya. Thechemical Journal. - oktyabr' 2017.
9. Solov'ev N.V., Bejkel' V.A. Sostoyanie i puti povysheniya ehffektivnosti tekhniki i tekhnologii bureniya skvazhin pri vypolnenii geologorazvedochnyh rabot. // Izvestiya VUZ. Geologiya i razvedka. – М.: MGRI-RGGRU, 2013. yanvar' – fevral' - p. 50-56.
10. Solov'ev N.V., Krivosheev V.V., Bashkatov D.N. i dr. Burenie razvedochnyh skvazhin. – М.: Vysshaya shkola, 2007. – p. 344-362.
11. Solov'ev N.V. Metodika rascheta parametrov pennyh gazozhidkostnyh smesey, ispol'zuemyh v tekhnologicheskikh operacijah pri burenii i tamponirovanii gorizont'al'nyh skvazhin v usloviyah anomal'no nizkih plastovyh davlenij (ANPD). // Vestnik rossijskoj akademii estestvennyh nauk. – М.: RAEN, 2013. - tematiceskij nomer.- №6. – v. 13. - p. 60-67.
12. Solov'ev N.V. Osnovnye napravleniya primeneniya resursoberegayushchih ehkologicheskhi chistyh tekhnologij bureniya skvazhin. // Vestnik XXI. Gorno-metallurgicheskaya sekciya. Razvedka, dobycha, pererabotka poleznyh iskopaemyh. – М.: Internet inzhiniring, 2007. – p. 298-305.
13. Solov'ev N.V., CHihotkin V.F., Bogdanov R.K., Zakora A.P. Resursoberegayushchaya tekhnologiya almaznogo bureniya v slozhnyh gorno-geologicheskikh usloviyah. – М.: PJSC «VNIIOEHNG», 1997. – p. 260-308.
14. Solov'ev N.V., CHyong Van Ty, Fam Kuang Hieу, Та Kuang Min', Kudryavceva D.K. Obosnovanie sistem burovых rastvorov dlya vskrytiya istoshchennyh produktivnyh kollektorov mestorozhdeniya nefti Belyj Tigr (SRV). // Inzhener-neftyanik. – М.: LLC «IDS Drilling», 2018. – №3. – p. 8-15.

УДК 622.24.063

# Воздействие фильтратов минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора (МКБПБР) на фильтрационные свойства карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии

<sup>1</sup>И.Л. Милютинский - инженер; И.П. Дмитриев - инженер;

<sup>1</sup>И.А. Игумнов – канд. ф. м. наук, зав. лабораторией;

<sup>2</sup>В.Г. Миронычев – нач. отдела

(<sup>1</sup>ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»;

<sup>2</sup>Удмуртский государственный университет, Институт нефти и газа)

Воздействие бурового раствора на продуктивные пласты в процессе вскрытия во многом определяет успешность последующего освоения скважины, нефтеотдачу пластов. При вскрытии продуктивного пласта происходит кольматация пристволенной зоны за счёт формирования тонкого защитного экрана дисперсными частицами бурового раствора. Кольматирующие свойства бурового раствора регулируются подбором диаметра основной фракции частиц в соответствии с общими рекомендациями [1], чтобы исключить загрязнение порового пространства пласта сводообразующими частицами на большую глубину. При освоении такой экран (фильтрационная корка) устраняется перфорацией.

Второй процесс, определяющий повреждение пласта, это проникновение в поровое пространство нефтенасыщенной горной породы фильтра бурового раствора [2, 3]. Молекулярно-поверхностные явления, проявления структурных свойств полимерных буровых растворов в значительной степени изменяют свойства поровых по-верхностей и существенно снижают фильтрационные свойства коллектора призабойной зоны. Отрицательное влияние технологического воздействия на пласт во многом определяется геолого-физическими особенностями горной породы, слагающей продуктивный интервал, особенностями её флюидонасыщения. Устранение таких отрицательных последствий требует применения специальных технологий для освоения скважин, например, соляно-кислотных об-работок призабойной зоны пласта или более сложных композиционных обработок.

Одним из наиболее широко используемых при вскрытии продуктивных пластов бурением на месторождениях Удмуртии является минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор (МКБПБР). Результаты прямых лабораторных исследований воздействия

МКБПБР на карбонатные нефтенасыщенные породы месторождений Удмуртии на основе фильтрационных экспериментов могли бы послужить основой для оценки размеров, специфики формирования зон кольматации и, как следствие, повышения эффективности применяемых специальных технологий при освоении скважин.

Соответственно, целью работы стала оценка влияния буровых растворов типа МКБПБР на ухудшение проницаемости карбонатных пластов месторождений Удмуртии на основе фильтрационных модельных экспериментов.

В качестве объектов исследований были использованы пробы буровых растворов (МКБПБР), параметры которых приведены в таблице 1 (измерения выполнены в лаборатории ЗАО «Удмуртнефть-Бурение»). Буровые растворы с обозначением БР 1 и БР 2 отобраны непосредственно на месторождениях перед бурением скважин. Параметры этих буровых растворов (таблица 1) удовлетворяют действующим техническим требованиям и близки друг к другу. Буровой раствор БР 3 представляет собой модельный раствор, параметры которого (таблица 1) не соответствуют техническим требованиям. Основная особенность этого раствора – высокая водоотдача –  $5,7 \cdot 10^{-9}$  м<sup>3</sup>/с (10,2 см<sup>3</sup>/30 мин.), что превышает нормативную величину в 2 раза. Во всех растворах в качестве кольматанта применялся мел с основной фракцией 10 мкм.

В качестве моделей пластов были использованы цилиндрические образцы керна нефтенасыщенных карбонатных пород месторождений Удмуртии: Северной структурно-тектонической зоны Верхнекамской впадины (далее месторождение 1) и Киенгопской группы месторождений Удмуртии (далее месторождение 2) с характерными для них фильтро-ёмкостными свойствами (таблица 2). Предварительно образцы были очищены горячей

экстракцией и высушены. Методом полупроницаемой мембраны в поровом пространстве образцов была сформирована остаточная водонасыщенность, в качестве модели пластовой воды использовали солевой раствор плотностью 1170 кг/м<sup>3</sup>. Затем образцы монтировали в кернодержатель и прокачкой нефти создавали начальную нефтенасыщенность.

Информация о моделях нефтей и буровых растворах, применяемых в фильтрационных экспериментах, приведена в таблице 3. В качестве модели нефти использовали поверхностную нефть рассматриваемых месторождений, вязкость нефти соответствует пластовому состоянию (изовязкая нефть).

Исследования выполнены на установке УИПК-6, стационарный поток флюидов обеспечивался высокоточными прессами Quizix SP-5400. Результаты экспериментов приведены в сводной таблице 4.

Общая схема экспериментов была следующей: через подготовленный образец керна (модель пласта), помещенный в кернодержатель, обеспечивали стационарную фильтрацию нефти и измеряли исходную фазовую проницаемость при остаточной водонасыщенности.

Далее «выходной конец» модели пласта (направление «в пласт») обрабатывали буровым раствором при постоянной репрессии (эксперименты 1-8), то есть фактически проводили статическую фильтрацию бурового

**Таблица 1.** Характеристики буровых растворов.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	БР 1	БР 2	БР 3
1	Плотность бурового раствора	кг/м <sup>3</sup>	1140	1100	1340
2	Условная вязкость	с	50	44	31
3	Водоотдача	м <sup>3</sup> /с (см <sup>3</sup> /30мин.)	2,2 · 10 <sup>-9</sup> (4,0)	2,6 · 10 <sup>-9</sup> (4,6)	5,7 · 10 <sup>-9</sup> (10,2)
4	Статическое напряжение сдвига	Па (Фунт / 100 фут <sup>2</sup> )	5,3 (11,13)	5,8 (12,15)	1,1 (2,2)
5	Пластическая вязкость	Па · с	-	0,012	0,02
6	Динамическое напряжение сдвига	Па (Фунт / 100 фут <sup>2</sup> )	13,9 (29)	12,0 (25)	7,7 (16)
7	Водородный показатель	-	7	7	5

раствора «в пласт». Затем возобновляли фильтрацию модели нефти с замером фазовой проницаемости, измененной воздействием бурового раствора. Степень воздействия бурового раствора на пласт оценивали по объему вытесненной буровым раствором нефти (глубина проникновения) и снижению фазовой проницаемости по нефти после восстановления "прямой" фильтрации.

Подачу бурового раствора в направлении «в пласт» (выходной конец модели пласта) осуществляли при постоянном давлении в диапазоне величин от 0,45 МПа до 0,55 МПа. С учетом отличий по длинам моделей пластов градиент давления составлял 12,5 МПа/м. Такой перепад давления гарантировано обеспечивал формирование плотной фильтрационной корки, а поступление бурового

**Таблица 2.** Геометрические размеры и фильтрационно-емкостные параметры моделей пластов.

Месторождение	Возраст горных пород	№ образца	Порода	Длина L, м	Диаметр D, м	Пористость K <sub>п</sub> , д. ед.	Проницаемость по газу K <sub>прг</sub> , мкм <sup>2</sup>	Объем пор V <sub>пор</sub> , м <sup>3</sup>
Месторождение 1	C2vr + b	519-11	Известняк	0,0389	0,0255	0,240	0,086	4,77 · 10 <sup>-6</sup>
		172-09		0,0402	0,0254	0,155	0,112	3,16 · 10 <sup>-6</sup>
		18-08		0,0414	0,0255	0,198	0,093	4,19 · 10 <sup>-6</sup>
		985-08		0,0423	0,0255	0,138	0,157	2,98 · 10 <sup>-6</sup>
		356-09		0,0437	0,0255	0,193	0,048	4,31 · 10 <sup>-6</sup>
		1183-08		0,0404	0,0258	0,250	0,059	5,12 · 10 <sup>-6</sup>
Месторождение 2	C2vr	12925	Известняк	0,0364	0,0259	0,115	0,194	2,21 · 10 <sup>-6</sup>
		22353		0,0402	0,0258	0,193	0,193	4,06 · 10 <sup>-6</sup>
		20116		Известняк	0,0393	0,0257	0,184	0,170

Таблица 3. Жидкости воздействия на модели пласта.

Месторождение	Возраст горных пород	№ образца	Литология	Параметры модели нефти				Буровой раствор / фильтрат бурового раствора
				Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость керосина, мПа·с	Плотность керосина, кг/м <sup>3</sup>	
Месторождение 1	C2vr + b	519-11	Известняк органогенно-обломочный	20,13	878	-	-	Фильтрат БР 2
		172-09		22,19	880	-	-	БР 3
		18-08		-	-	1,061	786	БР 1
		985-08		-	-	1,061	786	БР 1
		356-09		-	-	1,061	786	БР 1
		1183-08		-	-	1,061	786	БР 1
Месторождение 2	C2vr	12925	Известняк	20,87	888	-	-	БР 2
		22353		-	-	1,061	786	БР 1
		20116	Известняк органогенно-обломочный	-	-	1,061	786	БР 1

раствора в образцы осуществлялось только за счёт мгновенной фильтрации фильтрата бурового раствора в статических условиях. Во всех экспериментах затухание фильтрации бурового раствора в модели пластов происходило в течение 270-300 с, полную выдержку под давлением осуществляли в течение 24 часов.

Глубину проникновения бурового раствора, определяющую зону загрязнения пласта, оценивали по объёму вытесненной нефти с входного конца моделей пластов.

Средняя глубина проникновения фильтрата для БР 1 составила 0,38 см, при диапазоне изменения глубин  $0,20 \div 0,71$  см.

Глубина проникновения БР 2 – 0,40 см. Модельный буровой раствор БР 3 проник в модель пласта на глубину 1,4 см.

В наибольшей степени проникает в пласт модельный буровой раствор БР 3, что, очевидно, связано с низкой водоудерживающей способностью (высокой водоотдачей –  $5,7 \cdot 10^{-9}$  м<sup>3</sup>/с или 10,2 см<sup>3</sup>/30мин).

Зона загрязнения карбонатного пласта буровыми растворами в значительной степени зависит от фильтро-емкостных свойств горной породы (рис. 1). С улучшением коллекторских свойств увеличивается зона мгновенной фильтрации бурового раствора. Точка, соответствующая БР 3, выделена особо. Поскольку параметры БР 1 и БР 2 близки, то на рисунках соответствующие точки не разделяются, и описываются единой зависимостью.

После прекращения воздействия бурового раствора на модель пласта восстанавливали фильтрацию нефти («из пласта»), при этом производили последовательное повышение давления до начала фильтрации. После начала фильтрации давление не повышали и фильтровали не менее 3 поровых объёмов модели пласта, после чего производили замер проницаемости по модели нефти.

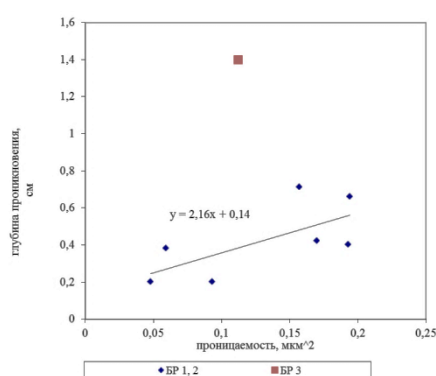
Результаты экспериментов показали следующее. Проницаемость пласта по модели нефти после воздействия буровыми растворами ухудшилась относительно начальной величины в среднем на 85%, при этом величины ухудшения проницаемости относительно базовой лежат в диапазоне 73,7–96%.

Выявлено, что глубина зоны проникновения фильтратов буровых растворов в пласт увеличивается с улучшением фильтро-емкостных свойств карбонатного коллектора. Но восстановление фильтрационных свойств после воздействия буровыми растворами для менее проницаемых карбонатных коллекторов происходит в заметно меньшей степени (рис. 2).

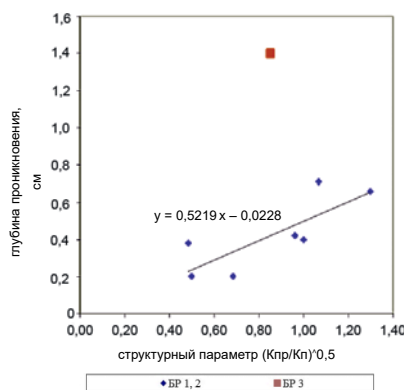
В целом, фильтрация нефти после воздействия бурового раствора определяется наличием гидродинамического сопротивления кольматирующего слоя, образованного дисперсными частицами мела, входящими в состав растворов, и падением проницаемости в зоне загрязненной фильтратами буровых растворов. Для оценки степени воздействия на фильтрационные свойства пластов

Таблица 4. Результаты экспериментов.

№ эксперимента	Буровой раствор	№ образца	Длина $L$ , см	Пористость $K_{пн}$ , д. ед.	Проницаемость по газу $K_{пр1Г}$ , мкм <sup>2</sup> начальная	Фазовая проницаемость по модели пластовой нефти $K_{пр1Н}$ , мкм <sup>2</sup> начальная	Воздействие на модель пласта буровым раствором			
							Фазовая проницаемость по модели пластовой нефти $K_{пр2Н}$ , мкм <sup>2</sup> после воздействия бурового раствора / фильтра	Относительное изменение фазовой проницаемости по модели пластовой нефти $\Delta K_{прН}$ , % от начальной	Градиент давления при замере после воздействия бурового раствора / фильтра $\Delta P$ , МПа/м	Глубина проникновения бурового раствора / фильтра в модель пласта $L_{бр}$ , см
1	БР 1	18-08	4,14	0,198	0,093	0,0701	0,0028	-96,0	2,5	0,20
2	БР 1	985-08	4,23	0,138	0,157	0,0346	0,0044	-87,4	2,5	0,71
3	БР 1	356-09	4,37	0,193	0,048	0,0259	0,0022	-91,4	5	0,20
4	БР 1	1183-08	4,04	0,250	0,058	0,0197	0,0043	-77,9	2,5	0,38
5	БР 1	22353	4,02	0,193	0,193	0,0374	0,0098	-73,7	1,75	0,40
6	БР 1	20116	3,93	0,184	0,170	0,0515	0,0083	-83,7	1,25	0,42
7	БР 3	172-09	4,02	0,155	0,112	0,0549	0,0073	-86,7	5,07	1,40
8	БР 2	12925	3,64	0,115	0,194	0,0674	0,0134	-80,1	5,23	0,66
9	Фильтрат БР 2	519-11	3,89	0,240	0,086	0,0359	0,0116	-67,7	5	0,66



а)



б)

Рис. 1. Зависимость глубины проникновения бурового раствора в пласт от:  
а) проницаемости;  
б) структурного параметра.

загрязнением фильтрами буровых растворов был проведен эксперимент 9 (таблица 4). В этом эксперименте использовали фильтрат бурового раствора БР-2, очищенный от дисперсных частиц путем фильтрации на пресс-фильтре.

После определения исходной фазовой проницаемости модели (образец 519-11) по нефти в «прямом» направлении, полученный фильтрат закачивали в модель пласта с выходного конца. Глубину проникновения фильтра контролировали по объёму нефти, вытесненной с «входного» конца. По условию



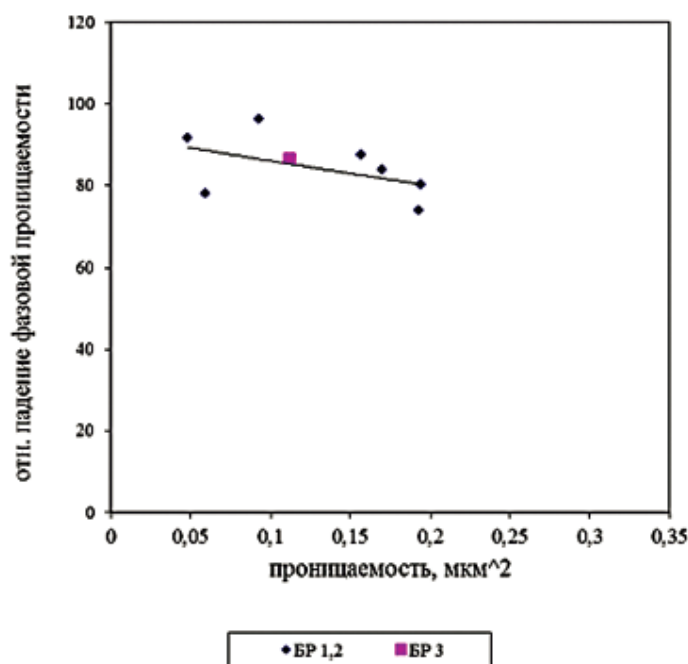


Рис. 2. Относительное падение фазовой проницаемости моделей по нефти после обработки буровыми растворами.

эксперимента глубину проникновения фильтрата в пласт по величине задавали равной глубине проникновения, полученной в ходе эксперимента 8 по воздействию на модель пласта буровым раствором БР 2. После возобновления стационарной фильтрации нефти в «прямом» направлении и прокачки 3 поровых объемов нефти, наблюдалось снижение величины фазовой проницаемости по нефти на 67,7%.

По результатам экспериментов №№ 1-8 ухудшение фильтрационных свойств от воздействия буровых растворов составило 75-96%. Соответственно, основная доля снижения проницаемости пластовых моделей связана с загрязнением образцов моделей фильтратом буровых растворов.

### Заключение

Проведены лабораторные исследования по экспериментальной оценке воздействия бурового раствора типа МКБПР на карбонатные продуктивные пласты месторождений Удмуртии на примере верейских и башкирских отложений.

Показано, что растворы МКБПР образуют в статических условиях плотный колюматизирующий слой, что обеспечивает прекращение фильтрации по направлению «в пласт». Формирование зоны загрязнения происходит за счёт мгновенной фильтрации фильтрата бурового раствора. Глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт в значительной степени определяется водоудерживающей способностью бурового раствора (параметр водоотдача). Экспериментально установлено, что глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт напрямую связана с фильтро-ёмкостными свойствами горной породы: с улучшением коллекторских свойств буровой раствор проникает в пласт на большую глубину. Однако восстановление фильтрационных свойств после воздействия буровыми растворами для менее проницаемых карбонатных коллекторов происходит в заметно меньшей степени.

Установлено, что снижение проницаемости пластов после воздействия буровыми растворами определяется гидродинамическим сопротивлением плотного колюматизирующего слоя и в большей степени связано с загрязнением порового пространства фильтрами буровых растворов. Формирование устойчивой колюматизирующей корки из дисперсных частиц не гарантирует защиту пласта от загрязнения фильтрами буровых растворов. При строительстве скважин должны быть предусмотрены мероприятия по минимизации водоудерживающей способности буровых растворов, точной оценки пластовых давлений, для обеспечения режима проходки при вскрытии продуктивных интервалов с наименьшими величинами репрессий на пласт.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство по предупреждению загрязнения нефтенасыщенных пластов. РД 39-0147009-510-85. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1985.
2. Мавлютов М.Р., Нигматуллина А.Г., Валева Н.А. Вскрытие продуктивных пластов с использованием полимерных растворов с регулируемой колюматацией // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательский дом «Нефтяное хозяйство», 1999. – №3. – с. 20-23.
3. Нацепинская А.М., Гаршина О.В., Татауров В.Г., Гребнева Ф.Н. Основные направления совершенствования безглинистых буровых растворов на основе полисахаридов для вскрытия продуктивного пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИОЭНГ», 2002. – №8. – с. 123-127.

### REFERENCES

1. Rukovodstvo po preduprezhdeniyu zagryazneniya neftenasyshchennyh plastov. RD 39-0147009-510-85. – Krasnodar: VNIICRneft', 1985.
2. Mavlyutov M.R., Nigmatullina A.G., Valeeva N.A. Vskrytie produktivnyh plastov s ispol'zovaniem polimernykh rastvorov s reguliruemoj kol'mataciej // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'skij dom «Neftyanoe hozyajstvo», 1999. – №3. – p. 20-23.
3. Nacepinskaya A.M., Garshina O.V., Tataurov V.G., Grebneva F.N. Osnovnye napravleniya sovershenstvovaniya bezglinistykh burovyyh rastvorov na osnove polisaharidov dlya vskrytiya produktivnogo plasta // Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyah i gazovyh mestorozhdenij. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», 2002. – №8. – p. 123-127.

# Исследование составов для интенсификации добычи трудноизвлекаемой битуминозной нефти на юго-западе Нигерии

<sup>1</sup>Нвизуг-Би Лейи Ключерт – аспирант; <sup>1</sup>О.В. Савенок – доктор техн. наук, профессор;  
<sup>2</sup>Ю.Н. Мойса – канд. хим. наук; <sup>2</sup>Д.Ю. Иванов – главный геолог  
 ( <sup>1</sup>Кубанский государственный технологический университет,  
<sup>2</sup>ООО «НПО» ХИМБУРНЕФТЬ»)

Мировая тенденция снижения объёмов извлечения нефти на нефтегазовых месторождениях большинства добывающих стран, включая Федеративную Республику Нигерии, актуализирует необходимость разработки трудноизвлекаемых источников углеводородного сырья, в первую очередь природных битумов. По экспертным оценкам битуминозные залежи углеводородного сырья в Нигерии достигают 38 млрд. баррелей в нефтяном эквиваленте. Этот ресурс, расположенный на Юго-Западе страны, представлен в виде нефтяного песка и битуминозного масла, и образует пояс из битуминозной нефти, охватывающий около 120 километров.

Битуминозные отложения в Нигерии были обнаружены в 1908 году «Нигерийской битуминозной корпорацией», однако до настоящего времени этот трудноизвлекаемый ресурс остался не разработанным, несмотря на сырьевую потребность нефтеперерабатывающих заводов и возрастающие объёмы строительства дорог в Нигерии. В связи с этим актуальным является исследование по разработке технологических решений для освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов битуминозных месторождений в Нигерии [1, 2].

Для извлечения углеводородного сырья из битуминозных отложений используются различные физические и химические методы воздействия на пласт в зависимости от горно-геологических условий залегания битумов. Нами был использован комбинированный метод физико-химического воздействия на образцы битуминозных керновых материалов в термобарических условиях моделирования их залегания на месторождении «Yegbata» (Нигерия) с использованием стенового оборудования научно-образовательного центра «Физико-химия пласта» ООО «НПО «Химбурнефть» и Кубанского Государственного Технологического Университета (г. Краснодар).

**Методика исследования.** Известно, что технологическая жидкость (ТЖ) при движении в нефтяном коллекторе горной породы физико-химически реагирует с углеводородным флюидом и способна вымывать углеводороды. С целью выбора наиболее эффективной технологической жидкости (ТЖ) для извлечения

битуминозной нефти нами использовались различные по липофильно-гидрофильному балансу жидкости воздействия на битуминозные керны: алифатические углеводороды  $C_{10}-C_{15}$  – смесь жидких парафинов: нонан, декан, ундекан, додекан, тридекан, тетрадекан и пентадекан (по ТУ 2389-002-84095661-2012); керосин (ТУ-0251-79986174-2008); ацетон (ГОСТ-2768-84); дистиллированная вода (ГОСТ 6709-72), 0,1% мас. гидроксид калия (КОН, ГОСТ 24363-80) с сочетанием 0,1% мас. неолола АФ 9–12 (ТУ 2483-077-05766801-98), а также 0,1% мас. гидроксид калия (КОН, ГОСТ 24363-80) с сочетаниями 0,1% мас. неолола АФ 9–12 (ТУ 2483-077-05766801-98).

Исследование изменения фильтрационно-ёмкостных показателей битуминозных кернов было выполнено в интервале температур от 20 °С до 75 °С и давлениях от 2 атм до 10 атм в соответствии с РД 39-0147001-742-92 [4]. Образцы керна битуминозных отложений подвергались испытаниям на установке испытания проницаемости кернов (УИПК-1).

Мощность пласта битуминозных отложений горных пород Маастрихт составляет 25-30 м, глубина отбора керна по вертикали ( $H$ ) – 750 м, пластовая температура ( $T_{пл}$ ) – 25,5 °С, плотность углеводорода ( $UB$ ) ( $\rho$ ) – 1500 кг/м<sup>3</sup>, пластовое давление ( $P_{пл}$ ) – 82 атм, пористость ( $m$ ) – 30%. Из монолитного образца керна были изготовлены образцы прямоугольной формы с размерами 1,9х1,9х4,0 см (см. рис. 1).

Керновый материал битуминозного месторождения «Yegbata», отобранный на глубине 750 м (рис. 1), представляет собой брекчию предположительно интрузивных и метаморфических горных пород, гнейсов от кислого до среднего состава. Обломки слабоокатаны размером от 0,5 см до 1 см около 70% по объёму от всего количества обломков, порода слабо сцементирована. Цемент базального типа и представляет собой смесь тяжёлых углеводородов, песка и глины. На рисунках 2 и 3 приведены электронные снимки керна битуминозного месторождения «Yegbata» при 100-Х и 1000-Х кратном увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония).



Рис. 1. Стандартный образец кернового материала битуминозного месторождения «Yegbata» (Нигерия), подготовленный к испытаниям на приборе УИПК-1.

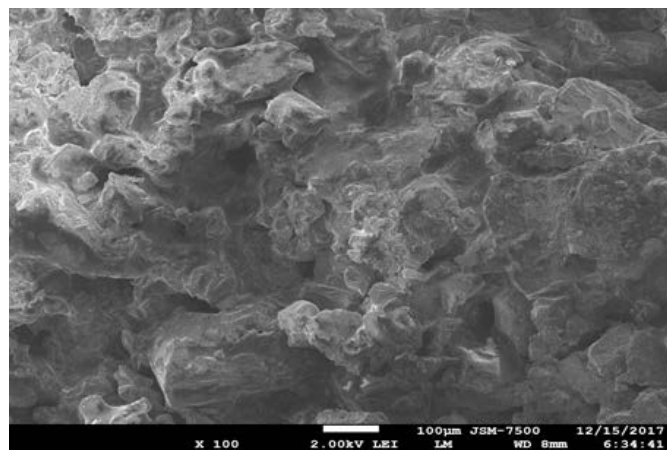


Рис. 2. Электронный снимок керна с глубины 750 м битуминозного месторождения «Yegbata» при 100-кратном увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония).

На приведенных электронных снимках керна битуминозного месторождения «Yegbata» (рис. 2, 3) при 100-кратном и 1000-кратном увеличении с калибровочными шкалами в 100 мкм и 10 мкм соответственно видно, что поверхность керна представлена кристаллами минералов карбоната кальция, кремнезема, глины в сочетании с наплывами слоев битума. На снимках поверхности керна видны редкие каналы и продолговатые отверстия размерами от 5-10 мкм в ширину и до 20-25 мкм в длину.

**Результаты исследований.** Степень вытеснения УВ из керна на установке УИПК-1 оценивалась при перепаде давления  $\Delta P = 2$  атм. Указанная величина соответствует перепаду давления для удаленных от ствола скважины участков пласта, не затронутых около скважинной репрессией в соответствии с РД 39-0147009-510-85 («Руководство по предупреждению загрязнения нефтенасыщенных пластов», ВНИИКРнефть, Министерство нефтяной промышленности). Так как, коэффициент ( $K_{пр}$ ) проницаемости является показателем суммарной площади (мкм<sup>2</sup>) поперечного сечения каналов фильтрации в образце, то изменение этого показателя в конце опыта относительно начала при прочих равных условиях, может косвенно характеризовать степень вытеснения углеводородов.

Коэффициент проницаемости рассчитывался при ламинарном прямолинейном потоке жидкости по формуле:

$$K_{пр} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P} \quad [\text{мкм}^2 \text{ (мД)}]$$

где  $Q$  - объемная скорость фильтрации жидкости, см<sup>3</sup>/с;  
 $\mu$  - вязкость жидкости при заданной температуре, сП или мПа·с;

$L$  - длина образца, см;

$F$  - площадь поперечного сечения образца, см<sup>2</sup>;

$P$  - разница давления на входном и выходном торцах образца, атм.

На первой стадии испытаний в качестве вытесняющего агента использовалась дистиллированная вода по ГОСТ 6709-72, как самая доступная технологическая жидкость (ТЖ). Установлено, что при  $\Delta P = 0,2$  МПа и  $T = 20$  °С коэффициент проницаемости составляет  $K_{пр} = 97$  мкм<sup>2</sup> x 10<sup>-3</sup>.

На выходе из образца керна фильтровалась чистая вода, абсолютно не окрашенная. Через стандартный образец керна было прокачено 60 см<sup>3</sup> воды, т.е. не менее 10 его поровых объемов. Далее при увеличении температуры термостатирования керна до 50 °С величина  $K_{пр}$  резко снизилась до  $5,2$  мкм<sup>2</sup> x 10<sup>-3</sup>, а при дальнейшем повышении температуры до 75 °С испытываемого образца керна в условиях бокового обжима при 12,0 МПа и при торцевом перепаде  $\Delta P = 0,2$  МПа величина  $K_{пр}$  снизилась до 0, т.е. произошла закупорка каналов битуминозного керна. При увеличении торцевого перепада подачи флюида в керн до  $\Delta P = 0,4$  МПа величина  $K_{пр}$  не изменилась даже после 40 мин выдерживания данного режима испытаний.

Во втором опыте использовалась в качестве вытесняющего агента смесь алифатических углеводородов C<sub>10</sub>-C<sub>15</sub> (ТУ-2389-002-84095661-2012), представляющая собой прозрачный низкомолекулярный парафин. При градиенте давления  $\Delta P = 0,2$  МПа на торце битуминозного образца керна стандартной формы при

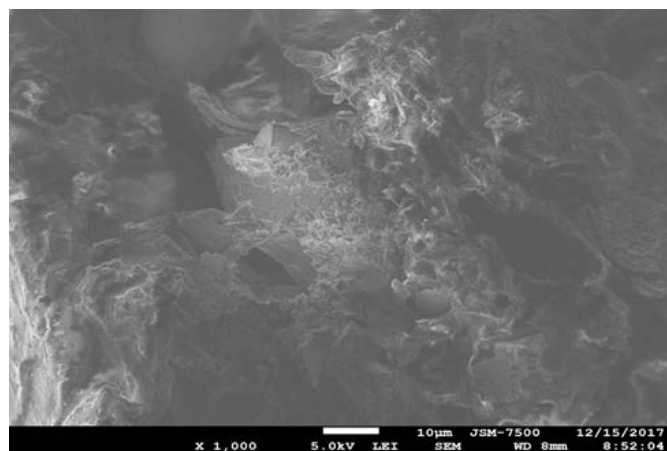


Рис. 3. Электронный снимок керна с глубины 750 м битуминозного месторождения «Yegbata» при 1000-кратном увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония).

температуре  $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$  исходная проницаемость растворителя была равна величине  $K_{\text{пр}} = 75\text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ . Через образец в этих условиях было прокачано  $60\text{ см}^3$  смеси алифатических углеводородов  $C_{10}\text{-}C_{15}$ , т.е. не менее 10 его поровых объёмов. На выходе из торца образца битуминозного керна фильтровался прозрачный неокрашенный углеводородный растворитель. При увеличении температуры до  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  величина  $K_{\text{пр}}$  снизилась до 0, фильтрация прекратилась. Далее при той же температуре термостатирования керна ( $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) увеличили на УИПК-1 градиент давления на торцах керна  $\Delta P$  до 2,5 МПа, однако величина  $K_{\text{пр}}$  не изменилась. Далее при увеличении температуры термостатирования керна до  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$  и при  $\Delta P = 2,5\text{ МПа}$  величина  $K_{\text{пр}} = 0$ . После 40 мин выдерживания данного режима опыт был прекращен.

Графическая зависимость  $K_{\text{пр}}$  для дистиллированной воды и низкомолекулярного парафина от температуры приведена на рис. 4.

Аналогичные результаты были получены при керновых испытаниях, когда в качестве вытесняющего агента использовался ацетон (ГОСТ 2768-84) и керосин (ТУ-0251-79986174-2008). Измерения  $K_{\text{пр}}$  проводили в следующей последовательности изменения температуры и давления: При  $\Delta P = 0,2\text{ МПа}$  и  $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $K_{\text{пр}} = 0$ . При  $\Delta P = 0,2\text{ МПа}$  и  $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $K_{\text{пр}} = 0$ . При  $\Delta P = 1,0\text{ МПа}$  и  $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $K_{\text{пр}} = 0$ . При  $\Delta P = 1,0\text{ МПа}$  и  $T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $K_{\text{пр}} = 0$ . При  $\Delta P = 1,0\text{ МПа}$  и  $T = 75\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $K_{\text{пр}} = 0$ . После 40 мин выдерживания каждого режима испытаний на выходном торце образца ТЖ не фильтровалась. После извлечения керновых образцов из установки и визуального осмотра было установлено, что фронт вытесняющей жидкости находился на уровне 3-5 мм от входного торца, т.е. происходила закупорка фильтрационных каналов керна в присутствии указанных растворителей.

В следующей серии керновых испытаний на проницаемость битуминозных кернов программа работ была откорректирована на длительное увеличение времени воздействия в термобарических условиях с интервалом 1 час. При использовании в качестве вытесняющего агента водного раствора 0,1% мас. гидроксида калия (КОН) в сочетании с поверхностно-активными веществами (ПАВ) - неололом марки АФ 9-12 при концентрации 0,1% мас. и ЛИГ-ВИС были получены экспериментальные данные, приведенные на рисунке 5 и в таблице 1. На протяжении этого эксперимента из выходного торца образца шла насыщенная желто-коричневая жидкость воздействия, окрашенная извлекаемыми углеводородами битуминозного керна.

После второго часа эксперимента, насыщенность цвета значительно увеличилась.

Из рисунков 4 и 5 видно, что в стандартных условиях стендовых испытаний на УИПК-1 для любых технологических жидкостей с увеличением температуры происходит снижение коэффициента проницаемости битуминозного керна за счёт текучести битуминозной массы и кольматации каналов фильтрации керна, не имеющего структурного минералогического каркаса с подвижными фракциями твердой фазы карбонатных и песчано-глинистых материалов.

**Заключение:** Изучение механизма физико-химического воздействия состава различных по природе технологических жидкостей, температуры и давления позволили определить эффективные составы для комбинированного воздействия на битуминозные керны месторождения «Yegbata» на Юго-Западе Нигерии. Установлено, что исследованные битуминозные керны месторождения «Yegbata» при нормальных условиях являются низкопроницаемыми на уровне 80-150 мД. При комбинированном физико-химическом воздействии водных составов с применением растворов 0,1% мас. КОН + 0,1% мас. АФ<sub>9-12</sub> + 1,0% мас. ЛИГ-ВИС, коэффициент

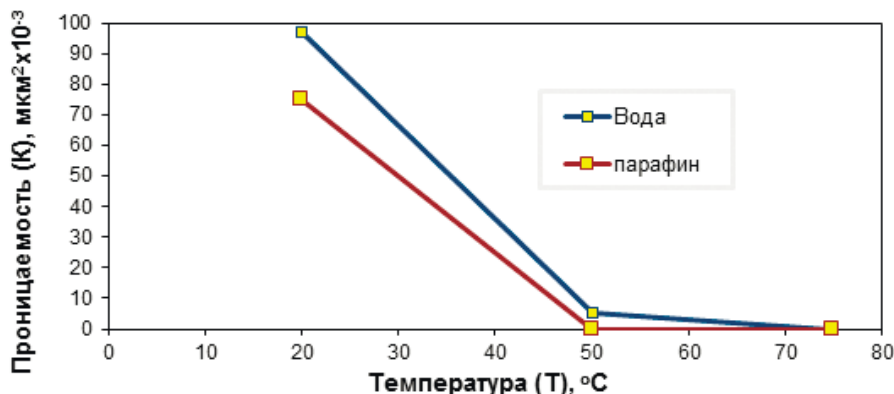


Рис. 4 Зависимость проницаемости битуминозного керна Нигерии для дистиллированной воды и низкомолекулярного ( $C_{10}\text{-}C_{15}$ ) парафина при перепаде давления 2 атм от температуры термостатирования на УИПК-1.

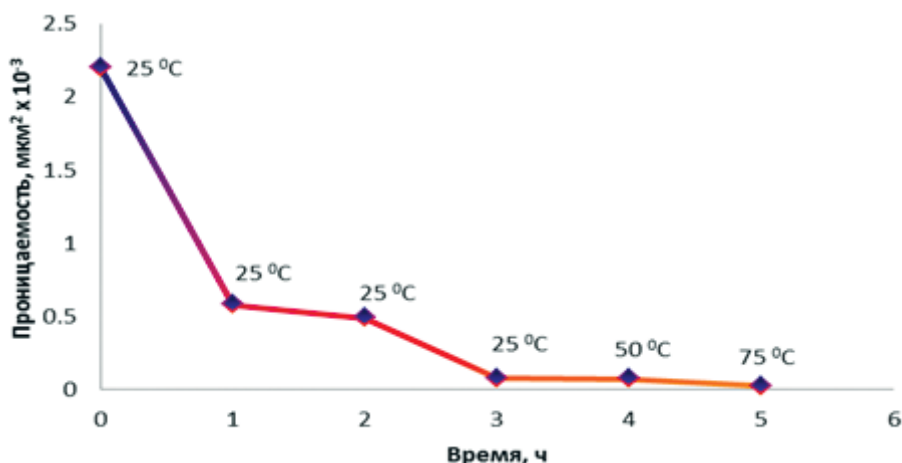


Рис. 5 Зависимость проницаемости от времени при перепаде давления для 0,1% КОН + 0,1% АФ9-12 + 1,0% ЛИГ-ВИС.

**Таблица 1.** Результаты определения коэффициента проницаемости при применении технологической жидкости на водной основе, содержащей 0,1% мас. КОН + 0,1% мас. неолола АФ<sub>9-12</sub> + ЛИГ-ВИС при термобарических условиях фильтрации битуминозного керна.

Номер Образца	Технологическая жидкость, фильтруемая через керн	УВ жидкость, насыщающая керн	Перепад давления, $\Delta P$ , МПа	Температура, °С	Проницаемость, $K_{пр}$ мкм <sup>2</sup> x 10 <sup>-3</sup>	Время t, час
2	0,1% КОН + 0,1% АФ9-12 + 1% ЛИГ-ВИС.	Битум	0,2	25	2,2	0
2	0,1% КОН + 0,1% АФ9-12 + 1% ЛИГ-ВИС	Битум	0,2	25	0,58	1
2	0,1% КОН + 0,1% АФ9-12 + 1% ЛИГ-ВИС	Битум	0,2	25	0,49	2
2	0,1% КОН + 0,1% АФ9-12 + 1% ЛИГ-ВИС	Битум	0,2	25	0,078	3
2	0,1% КОН + 0,1% АФ9-12 + 1% ЛИГ-ВИС	Битум	0,2	50	0,073	4
2	0,1% КОН + 0,1% АФ9-12 + 1% ЛИГ-ВИС	Битум	0,2	75	0,025	5

вытеснения битуминозных углеводородов может достигать 15,0–20,0%. Выполненные исследования подтверждают экономическую целесообразность разработки битуминозных месторождений Нигерии скважинным способом с

использованием комбинированного физико-химического воздействия, а также разработку новых технологий экстракционного извлечения битуминозных углеводородов месторождения «Yegbata» на Юго-Западе Нигерии.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Нвизуг-Би Л. К., Савенок О.В., Мойса Ю.Н. Классификация трудноизвлекаемых запасов на территории Федеративной Республики Нигерии // Наука, техника и образование. – Иваново: ООО «Олимп», 2015. - №11 (17). - 2015. – с. 18-21.
2. Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов, важные ресурсы на территории Федеративной Республики Нигерии // Материалы XXI Международной научно-практической конференции. – М.: 2015. – с. 41-46.
3. Нвизуг-Би Л.К. Оценка технологических решений для разработки и освоения месторождений тяжелой и битуминозной нефти в Нигерии // электронный Научный журнал КубГАУ. – Краснодар: КубГАУ, 2016. - №120 (06). – с. 44–65.
4. Методика комплексной оценки качества вскрытия продуктивных пластов, заканчивания скважин и выбора рабочих жидкостей для повышения качества вскрытия пластов РД 39-0147001-742-92. – Краснодар: ВНИИРнефть, 1992. - с. 37.

#### REFERENCES

1. Nvizug-Bee L. K. Savenok O.V, Moise Yu. N. Classification of hard-to-recover reserves on the territory of Federal Republic of Nigeria // Scientific and methodical journal "Nauka, Technics and Obrazovanie". - Ivanovo: LLC «Olimp», 2015. - 11 (17). - p. 18-21.
2. Nvizug-Bee L.K. Savenok O.V. Hard-to-recover hydrocarbon reserves, important resources on territory of the Federative Republic of Nigeria // Material of the 21st International Conference on Science and Technology. – M.: 2015. - p. 41-46.
3. Nvizug-bee L.K. Evaluation of technological solutions for the design and development of heavy oil fields and bituminous oil in Nigeria. // Scientific journal KubGAU. - Krasnodar: KubGAU, 2016. - №120 (06). - p. 44-65.
4. The method of integrated assessment of the quality of the opening of reservoirs, completion of wells and selection of working fluids for improving the quality of formation penetration RD 39-0147001-742-92 Russian State Oil and Gas Corporation, VNIIRneft, Krasnodar: KubGAU, 1992. - p. 37.

# Обоснование типов и свойств буровых растворов для строительства высокодебитных скважин в сложных горно-геологических условиях

<sup>1</sup>Е.В. Егорова – канд. техн. наук, зам. заведующего кафедрой;

<sup>1</sup>Ю.С. Минченко – канд. техн. наук, доцент;

<sup>2</sup>С.А.Симонянц – доктор техн. наук, профессор

(<sup>1</sup>«Астраханский государственный технический университет»;

<sup>2</sup>РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Нижняя часть мезозойской водонапорной системы Западно-Кубанского прогиба, представленная отложениями нижней, средней юры (песчаные породы) и верхней юры-келловейский ярус (песчаники и известняки), оксфордский, киммериджский и титонский ярусы (известняки, гипсы, ангидриты, глины), характеризуется аномально высокими давлениями (АВПД). Зона АВПД преобладает на глубинах ниже 4000 м. Как правило, АВПД связаны с подсолевыми верхнеюрскими отложениями Восточно-Кубанской впадины и сильно уплотненными одноименными породами Западно-Кубанского прогиба.

АВПД приурочены к зонам с высокими скоростями осадконакопления в неогеновое и четвертичное время и образуются преимущественно в глинистых разрезах, в которых происходит медленный отток отжимаемых в результате увеличения геостатической нагрузки поровых вод в ограниченные по объему породы коллекторы, а также в водонапорных системах с замкнутым контуром. В зависимости от указанных причин в каждом водоносном комплексе имеются пласты, как с нормальными, так и аномально высокими пластовыми давлениями. В этом можно убедиться, анализируя сводный график изменения пластовых давлений от глубины залегания отложений юры, мела, палеогена и неогена (рис. 1).

Таким образом, верхнеюрские отложения в изучаемом районе характеризуются сложными горно-геологическими условиями и могут быть пройдены при высоких плотностях буровых растворов.

По аналогии с Кошехабльским месторождением, открытым в карбонатных отложениях верхней юры Восточно-Кубанской впадины, в пределах Крупской структуры прогнозируется открытие газоконденсатных залежей в гепергемской и каменноостской свитах верхней юры. Перспективные извлекаемые ресурсы УВ в пределах Крупской структуры составляют 86859 тыс. т условного топлива.

Следует отметить, что к настоящему времени более точно, чем при подсчете запасов углеводородов (УВ), определены термобарические условия залежей. Кроме

того, известно, что при таких условиях не происходит выпадение в пласте конденсата, следовательно, коэффициент извлечения конденсата из пласта будет равен единице.

Учитывая сказанное выше, произведена оценка ресурсов УВ на фактические данные (таблица 1). Таким образом, эксплуатационные скважины будут высокодебитными, т.к. перспективные извлекаемые ресурсы УВ в пределах Крупской структуры составляет 107566 тонн условного топлива, т.е. увеличатся на 20706 тонн условного топлива или 23,84%, что позволит значительно улучшить технико-экономические показатели использования природных ресурсов.

Предупреждение ряда осложнений достигается регулированием репрессии на пласты. Для этого необходимо повышать плотность буровых растворов добавлением утяжелителей. Буровые растворы представляют собой дисперсные системы с развитой поверхностью раздела фаз, поэтому утяжелители оказывают существенное влияние на структурно-механические свойства таких систем.

Ведущие фирмы - производители утяжелителей поставляют на мировой рынок свою продукцию исключительно в соответствии со спецификацией Американского нефтяного института и объединения по материалам нефтяных компаний, образованного 17-ю компаниями нефтяной промышленности в Лондоне. Некоторые фирмы - крупные производители барита, например, американская "Бароид", проводят дополнительные испытания для проверки технологических качеств буровых растворов. При сравнении различных спецификаций заметно стремление к унификации требований к баритовым утяжелителям [1].

Разработкой составов буровых растворов в сложных условиях начали заниматься со второй половины XX века. В отечественной практике конца 80-х гг. известны буровые растворы, применяемые в условиях аномально высоких давлений и температур, содержащие глину, хлорид калия, регулятор водоотдачи и вязкости, воду. В качестве регулятора водоотдачи и вязкости используют ССБ и КМЦ [2, 3].

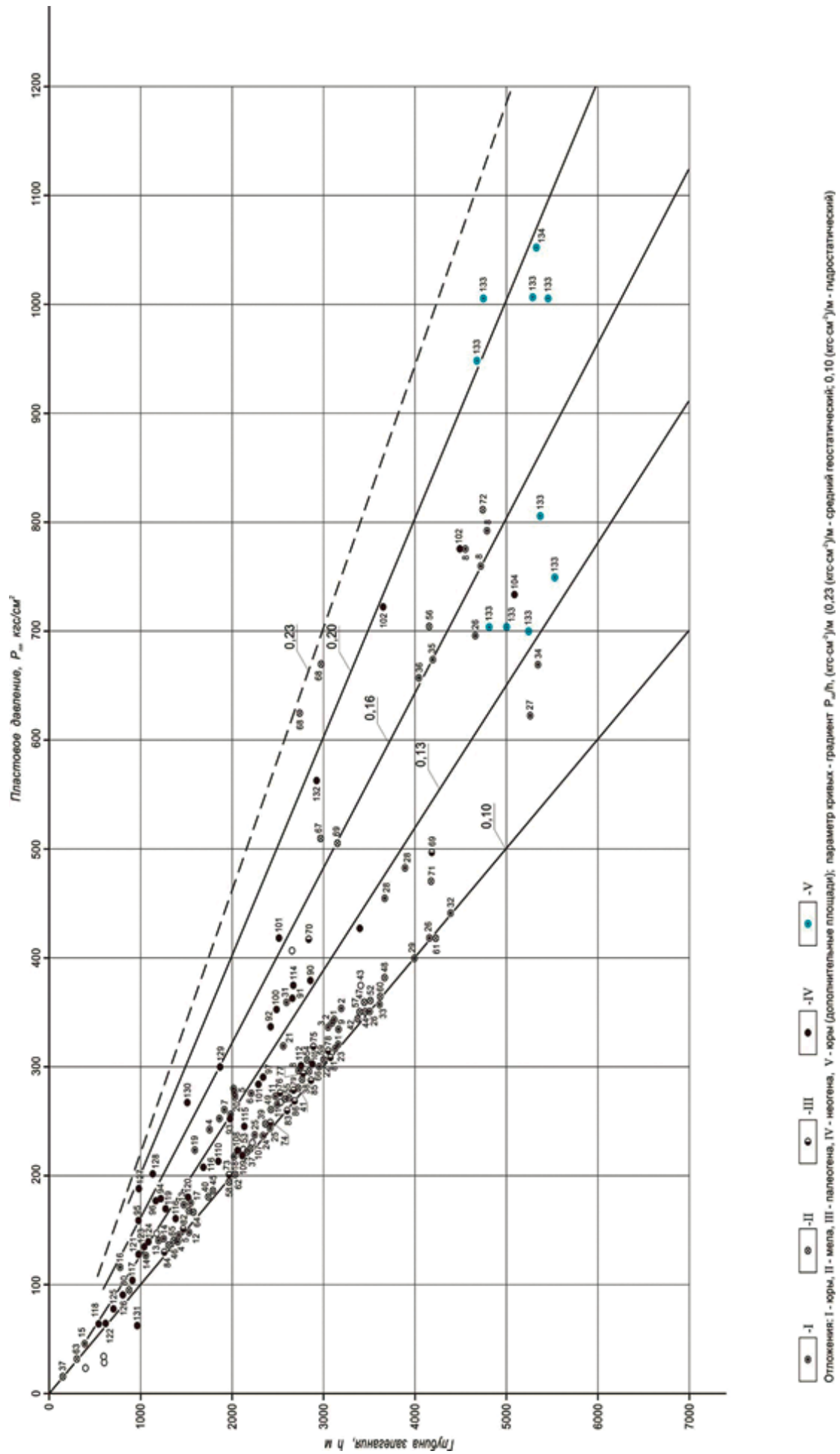


Рис. 1. Сводный график пластовых давлений от глубины залегания в Азово-Кубанской нефтегазоносной области.

**Таблица 1.** Подсчётные параметры и перспективные ресурсы газа и конденсата (категория С<sub>3</sub>) с учетом фактических термобарических условий пласта.

Свита, свод		Площадь ловушки, км <sup>2</sup>	Газонасыщенная толщина, м	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	Начальное пластовое давление, физ. атм.	Поправка на сжим. газа	Поправка на температуру	Ресурсы пластового газа, млн.м <sup>3</sup>	Сод. конденсата в пласт. газе, г/м <sup>3</sup>	Геологические ресурсы конденсата, тыс.т	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	Извлекаемые ресурсы конденсата, тыс.т	Перспективные извлекаемые ресурсы усл. топлива, тыс.т
<b>Герпегемская свита</b>	Юго-Вост. свод	6,5	37	0,12	0,89	1163,7	0,71	0,62	13157	8,12	107	1,0	107	<b>13264</b>
	Сев.-Зап. свод	3,8	12	0,12	0,89	1163,7	0,71	0,62	2495	8,12	20	1,0	20	<b>2515</b>
<b>Каменно-номостская свита</b>	структура до услов. уровня ГVK (6150 м)	26,4	62	0,12	0,89	1313,6	0,65	0,61	91048	8,12	739	1,0	739	<b>91787</b>
<b>Всего по площади</b>									<b>106700</b>	<b>866</b>	<b>866</b>	<b>107566</b>	-	-

Недостатком этих растворов являются низкие смазочные свойства, высокий коэффициент сдвига корки, характеризующий липкость раствора, что приводит к возникновению больших усилий при перемещении бурильных труб, затыжкам и прихватам бурового инструмента.

Улучшенная рецептура бурового раствора появилась в 1995 г. Этот раствор, содержит глину, реагент-стабилизатор, минеральную соль в виде хлорида калия (натрия) или хлорида кальция (магния), смазочную добавку ЯМР-1 на основе экстракта смолки селективной очистки масел и дизельных фракций нефти [4]. Однако применение смазочной добавки ЯМР-1 при концентрациях выше 1% повышает стоимость раствора и влияет на его токсичность.

Специалистами ТюмГНГУ разработан утяжеленный буровой раствор для вскрытия зон с АВПД, содержащий (мас. %): глину 1-2, барит 10-60, реагент-стабилизатор – формиат натрия 10-30, в качестве регулятора реологических и фильтрационных свойств КМК 1-5 и воду – остальное. Этот буровой раствор отличается высокой термостойкостью и повышенными флокулирующими свойствами, что необходимо для удаления шлама при очистке [5]. Данный буровой раствор термостоек только при низкой химической агрессии пластовых флюидов.

Американские специалисты применяют высокоплотные рассолы для глубокого бурения. Водные рассолы, содержащие в растворённом виде поливольфраматы

щелочных металлов, используют в качестве носителя буровых растворов [6].

В литературных источниках встречается информация о возможности применения тяжелых жидкостей (рассолов CaCl<sub>2</sub>, CaBr<sub>2</sub>, ZnCl<sub>2</sub>, ZnBr<sub>2</sub> и их смесей) в качестве основы для бурения скважин с АВПД, однако, конкретных рецептов с определением их параметров не приводится.

Буровые растворы на водной и нефтяной основах очень сильно различаются между собой по отношению к H<sub>2</sub>S, что связано, во-первых, с различной физико-химической природой его растворения в дисперсионной среде и, во-вторых, с устойчивостью к H<sub>2</sub>S разных структурообразующих материалов (глина, с одной стороны, известь и битум, с другой) [7, 8].

Геологические особенности месторождений сероводородсодержащих флюидов таковы, что при вскрытии продуктивных отложений обычно используют минерализованные или ингибированные буровые растворы.

Вероятно, одной из первых попыток создания в нашей стране специального бурового раствора на водной основе для бурения в условиях сероводородной агрессии следует считать разработку рецептуры бурового раствора для Астраханского газоконденсатного месторождения [9]. За основу был взят лигносульфонатный буровой раствор, обработанный КССБ, NaOH и хромпиком.

При создании системы бурового раствора исходили из следующих положений: глинистый компонент раствора должен быть наиболее устойчив к воздействию H<sub>2</sub>S; утяжелитель



**Таблица 2.** Составы ИБР для исследований поглощения H<sub>2</sub>S.

Объемная доля компонента ИБР, %							Показатель свойств ИБР (при 80 °С)				
Дизельное топливо	Высокоокислительный битум	Ca(OH) <sub>2</sub>	Сульфанол НП-3	Барит	СМАД	СНУД	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	УВ <sub>200:100</sub> , с	η, МПа с	τ <sub>0</sub> , дПа	
52,4	7,7	11,0	1,1	27,1	0,8	10	156/360	22	57	78	
52,7	7,6	10,8	1,3	17,1	1,0		129/300		52	93	

должен поглощать H<sub>2</sub>S; реагенты-нейтрализаторы H<sub>2</sub>S должны дополнять друг друга и обеспечивать нейтрализацию H<sub>2</sub>S в широком диапазоне значений pH и температуры; в состав раствора должен входить ингибитор сероводородной коррозии.

На Астраханском газоконденсатном месторождении применяют обычно буровой раствор, состоящий из КССБ, NaOH, хромпика, Т-66, альметьевского глино порошка, магнетита как утяжелителя и активированного магнетита (Н-5) как реагента для связывания H<sub>2</sub>S. Такой буровой раствор, содержащий несколько нейтрализаторов, позволяет эффективно связать как свободный неионизированный, так и ионизированный H<sub>2</sub>S при широком диапазоне значений pH. Нормальной нейтрализующей способностью, определяемой в лабораторных условиях, считалась нейтрализация 5-6 кг H<sub>2</sub>S на 1 м<sup>3</sup> раствора за 1 ч.

Отмечается обратимость показателей технологических свойств буровых растворов после прекращения действия H<sub>2</sub>S. Исследования показали, что в присутствии ЖС-7 после прекращения подачи H<sub>2</sub>S начинает восстанавливаться не только pH, но и показатель фильтрации и СНС растворов, причем чем выше концентрации ЖС-7 в буровом растворе, тем сильнее проявляется этот эффект [10].

В настоящее время считается, что наиболее приемлемыми для бурения скважин в условиях сероводородной агрессии являются растворы на нефтяной основе (РНО). Объясняется это несколькими факторами. Во-первых, РНО обладают большой поглотительной способностью по отношению к H<sub>2</sub>S. Так, 1 м<sup>3</sup> известково-битумного раствора (ИБР) поглощает необратимо 8–10 м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S. Во-вторых, РНО обладают высокой устойчивостью к H<sub>2</sub>S, несмотря на то, что щёлочность их, как и растворов на водной основе, в присутствии H<sub>2</sub>S уменьшается, но показатели реологических свойств при этом практически не изменяются. Кроме того, преимущество РНО состоит в том, что они создают защитную пленку на поверхности бурильных и обсадных труб, что приводит к уменьшению

коррозии и вероятности водородного охрупчивания. Эта же пленка обладает и хорошими смазывающими свойствами.

Среди РНО предпочтение отдается ИБР. Промысловый опыт достаточно убедительно свидетельствует о высокой устойчивости и антикоррозионной ингибирующей способности ИБР при взаимодействии с H<sub>2</sub>S [34].

Для исследования готовили пробы ИБР плотностью 2,0 г/см<sup>3</sup>, данные о составе которых приведены в таблице 2.

Результаты исследований проб ИБР №1 и №2 представлены на рисунке 2, из которого видно, что с увеличением температуры поглотительная способность ИБР без добавки нейтрализатора резко уменьшается.

В растворе, содержащем нейтрализатор (рис. 2, проба №2), при росте температуры протекают два противоположно направленных процесса: уменьшение поглощения H<sub>2</sub>S компонентами ИБР, с одной стороны, и увеличение скорости реакции СНУД с H<sub>2</sub>S, с другой.

При температуре до 60 °С преобладает первый процесс, вследствие чего в целом поглотительная способность раствора уменьшается. При температуре выше 60 °С преобладает второй процесс и поглотительная способность раствора начинает расти.

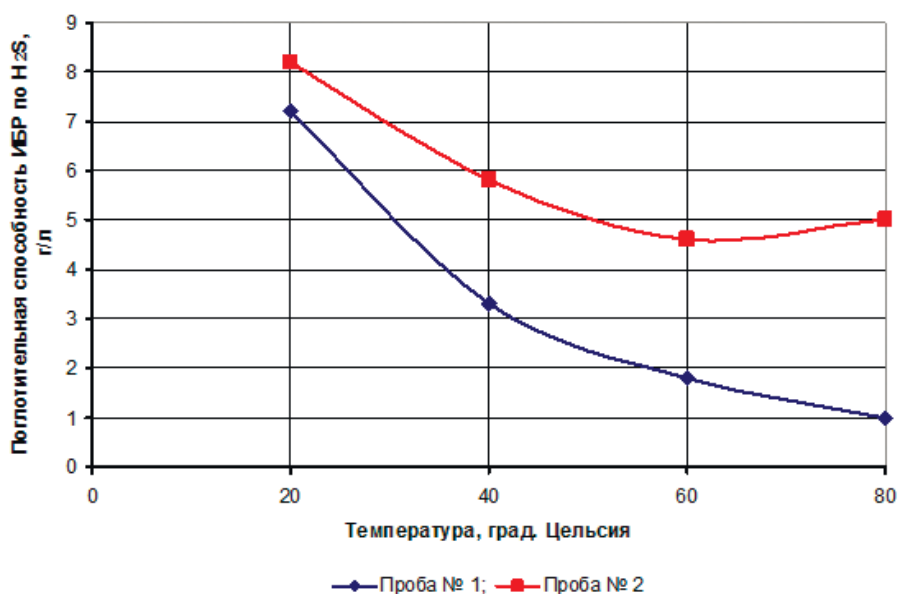


Рис. 2. Зависимость поглотительной способности ИБР от температуры проба №1 – без добавки СНУД; проба №2 – с добавкой СНУД.

Можно сделать вывод, что ИБР, как и любой другой буровой раствор, нуждается в обработке реагентами-нейтрализаторами H<sub>2</sub>S, которые выполняют при этом функции основного связывающего вещества, реагирующего с агрессивным газом непосредственно на забое скважины с образованием устойчивых и безопасных соединений. Остальные компоненты ИБР играют роль вспомогательных очистителей от H<sub>2</sub>S, например, в случае его неожиданного и большого поступления.

Оптимальные базовые составы утяжеленно-инвертно-эмульсионного раствора (ИЭ) с различным пределом термостойкости приведены в таблице 3.

ИЭ отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы. Как показывают результаты исследований, процесс гидратации глин можно частично снизить или полностью приостановить, повысив концентрацию электролита в водной фазе ИЭ.

Таким образом, проведенный анализ существующего отечественного и зарубежного опыта разработки буровых растворов для проводки скважин в сложных горно-геологических условиях с наличием в продукции агрессивных компонентов свидетельствует о многообразии дисперсных систем (на водной и углеводородной основе), которые могут быть использованы в высокотемпературных скважинах с АВПД.

**Таблица 3.** Оптимальные составы утяжеленного инвертно-эмульсионного раствора.

Соотношение фаз (вода: масло)	Концентрация органоглины, %	Плотность эмульсии, г/см <sup>3</sup>	Предел термостойкости, °С
60:40	3	1,25	150
50:50	3	1,50	150
40:60	3	2,60	180
30:70	4	2,25	200
20:80	5	2,50	200

На наш взгляд, наиболее приемлемыми для бурения высокодебитной скважины карбонатного комплекса юры Западно-Кубанского прогиба из проанализированных типов буровых растворов является РНО (например, ИБР). После проведения дополнительных исследований по разработке рецептуры с определением параметров возможно применение бурового раствора на основе тяжелых рассолов.

ЛИТЕРАТУРА

REFERENCES

1. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2002. – 274 с.
2. Лубан В.З., Розенгафт А.Г., Прохоров Н.М. [и др.] Калиевый буровой раствор // Авторское свидетельство SU №1399322. - 1986. - опубл. 30.05.1988. - бюл. №20.
3. Розенгафт А.Г., Харив З.Ю., Гинковская Л.Н. [и др.] Буровой раствор // Авторское свидетельство SU №1696451. – 1989. - опубл. 07.12.1991. - №45.
4. Оголихин Э.А., Утенко Л.В., Быкадоров А.Н. [и др.] Утяжелённый буровой раствор // патент России №2027734. – 1992. - опубл. 27.01.1995. - бюл. №3.
5. Яковлев И.Г. Утяжелённый буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов // патент России № 2291182. – 2005. - опубл. 10.01.2007. - бюл. №1.
6. Zhang, Hui; Horton, Robert L.; Prasek, Bethicia, B. [и др.] Высокоплотные рассолы для использования в качестве носителя буровых растворов // патент WO №2006065990. 2005. - опубл. 22.06.2006.
7. Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф. и др. Теория и практика заканчивания скважин. – М.: «Недра», 1997. – т. 1. – 1997. – 395 с.
8. Перейма А.А. Минченко Ю.С., Кондренко О.С. Биополимерглинистые буровые растворы для проводки скважин в зоне многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – №1. – с. 27-30.

1. Ryabokon' S.A. Tekhnologicheskie zhidkosti dlya zakachivaniya i remonta skvazhin – Krasnodar: LLC «Prosveshchenie-YUg», 2002. – 274 p.
2. Luban V.Z., Rozengaft A.G., Prohorov N.M. [i dr.] Kalievyy burovoy rastvor // Avtorskoe svidetel'stvo SU №1399322. -1986. - opubl. 30.05.1988. - byul. №20.
3. Rozengaft A.G., Hariv Z.YU., Ginkovskaya L.N. [i dr.] Burovoj rastvor // Avtorskoe svidetel'stvo SU №1696451. – 1989. - opubl. 07.12.1991. - №45.
4. Ogolihin E.H.A., Utenok L.V., Bykadorov A.N. [i dr.] Utyazhelyonnyj burovoy rastvor // patent Rossii №2027734. – 1992. - opubl. 27.01.1995. - byul. №3.
5. YAkovlev I.G. Utyazhelyonnyj burovoy rastvor dlya vskrytiya produktivnyh plastov // patent Rossii №2291182. – 2005. - opubl. 10.01.2007. - byul. №1.
6. Zhang, Hui; Horton, Robert L.; Prasek, Bethicia, B. [i dr.] Vysokoplotnye rassoly dlya ispol'zovaniya v kachestve nositelya burovyyh rastvorov // patent WO №2006065990. 2005. - opubl. 22.06.2006.
7. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Budnikov V.F. i dr. Teoriya i praktika zakanchivaniya skvazhin. – M.: «Nedra», 1997. – v. 1. – 1997. – 395 p.
8. Perejma A.A. Minchenko YU.S., Kondrenko O.S. Biopolimerglinistyе burovyе rastvory dlya provodki skvazhin v zone mnogoletnemerzlyh porod // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. - M.: PJSC «VNIIOENHG», 2011. – №1. – p. 27-30.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

9. Александров, В.П. Промышленное применение добавки для нейтрализации сероводорода в бурении. Выбор оптимальной технологии промывки скважин. – Краснодар: 1981. – с. 22-25.

10. Мосин В.А. и др. О поглощении сероводорода известково-битумным раствором. РНТС. сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – вып. 5. – с. 10-12.

*REFERENCES (ending)*

9. Aleksandrov V.P. Promyshlennoe primeneniye dobavki dlya nejtralizacii serovodoroda v burenii. Vyor optimal'noj tekhnologii promyvki skvazhin. – Krasnodar: 1981. – p. 22-25.

10. Mosin V.A. i dr. O pogloshchenii serovodoroda izvestkovo-bitumnym rastvorom. RNTS. ser. Burenie. – M.: VNIIOEHNG, 1983. – v. 5. – p. 10-12.

УДК 622.276

# Определение и изменение показателя анизотропии проницаемости в процессе разработки карбонатной залежи нефтяного месторождения

<sup>1</sup>А.Г. Менгалиев - инженер; <sup>2</sup>Д.А. Мартюшев – канд. техн. наук, ст. преподаватель

<sup>1</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»;

<sup>2</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

## Введение

На сегодняшний день доля разрабатываемых нефтяных пластов, приуроченных к карбонатным сложнопостроенным залежам, заметно возросла как на месторождениях России, так и на территории Пермского края [1]. Сложнопостроенные карбонатные коллектора характеризуются значительной геологической неоднородностью, перетоками флюидов между различными типами пустотности (матричная, трещинная, кавернозная), а также различием между латеральной и вертикальной проницаемостью [2-4]. Производительность и продуктивность скважин, эксплуатирующих такой тип коллектора в большей степени зависят от параметров трещиноватости [5]. Достоверно определенное значение данных параметров позволяет спроектировать либо оптимизировать систему разработки, обеспечить оптимальные для данного объекта геолого-технические мероприятия (ГТМ) и уточнить геолого-гидродинамическую модель (ГГДМ) [6, 7]. При построении и адаптации ГГДМ нефтяных месторождений важным условием является знание как латеральной, так и вертикальной проницаемости. В большинстве случаев вертикальную проницаемость в ГГДМ принимают равной нулю, хотя это далеко не всегда верно. Даже в самых низкопроницаемых пластах аргиллитов, по которым в лабораторных исследо-

ваниях проницаемость равна нулю, может быть развита трещиноватость, а, если существует еще и линзовидность напластования, то по всему резервуару вертикальную проницаемость нельзя брать нулевой [7].

В условиях сложнопостроенного карбонатного коллектора при активной роли пластовых вод особое значение играет вертикальная проницаемость. Добыча нефти может быть высокой на протяжении некоторого периода времени, но затем уменьшиться при появлении конуса подошвенной воды, который часто образуется при форсированной и нерациональной выработке запасов и необоснованных технологических режимах добывающих скважин. Процесс образования конусов протекает намного интенсивнее в трещинных коллекторах, имеющих вертикальные трещины, так как именно они простираются далеко вниз в подстилающие пласты, образуя пути для создания конусов [8].

## Методы определения параметра анизотропии проницаемости

Параметры трещинно-поровой среды, в том числе вертикальная проницаемость и параметр анизотропии, определяются различными геофизическими, промысловыми и гидродинамическими исследованиями скважин и пластов, а также исследованиями кернового материала.

Однако изучение кернового материала и геофизические исследования не могут дать точных знаний об особенностях пласта в связи с особенностями самих исследований. Основные методы определения параметра анизотропии представлены в таблице 1.

**Таблица 1.** Методы определения показателя анизотропии.

Метод	Способ определения	Преимущества	Недостатки
Промысло-геофизические исследования	Боковой каротаж сканирующий	Позволяет судить о наличии в разрезе вертикальных и субвертикальных трещин при значении показателя анизотропии пород более 1,3	Определяется не сам показатель анизотропии проницаемости, а лишь анизотропия электропроводности пластов, однако такая оценка возможна при относительно низкоомном разрезе (водонасыщенные коллекторы 11-100 Ом·м, нефтенасыщенные – 20-500 Ом·м)
	Волновые методы (волновой акустический каротаж и др.)	Определение физико-механических свойств пород (ФМС), позволяющие судить о наличии трещиноватости. В обсаженных скважинах путем сравнительных измерений параметров ФМС, волны Стоунли, коэффициента анизотропии до и после гидроразрыва пласта (ГРП), определяются интервалы ГРП.	Определяется не сам показатель анизотропии проницаемости, а лишь акустическая анизотропия пород по интервальному времени быстрой и медленной поперечных волн.
	<b>Вывод:</b> определение целого ряда различных параметров, характерных для ГИС, но оценка на качественном уровне. Привязка к скважине – локальность определения		
Исследования керна	Изучение ориентированного керна	Изучение проницаемости вдоль направлений X, Y, Z. Возможность создания различных термобарических условий и характера насыщения. Численное определение значения искомого параметра.	Дороговизна и редкость отбора ориентированного керна, соответственно, невозможность исследования для скважины, в которой в период бурения не отобран керн. Привязка к скважине – локальность определения. Иногда невозможность воссоздать пластовые условия.
Гидродинамические исследования скважин	Интерпретация кривой восстановления давления (уровня)	Снятие КВД (КВУ) входит в стандартной комплекс исследований по контролю за разработкой месторождений. Отсутствие необходимости в специальных дорогих приборах. Численное определение значения искомого параметра. Охват по площади зоны дренирования. Сравнительно высокая скорость обработки.	Желательно наличие ТМС и отсутствие возмущений от соседних скважин.
Специальные методы ГДИ	Гидропрослушивание пластов и трассирование меченых веществ	Наиболее полно разработанные способы, большой охват исследованиями. Численное определение значения искомого параметра.	Дороговизна. Длительность исследований. Для трассирования необходима большая обводненность продукции.

Исходя из данных, представленных в таблице 1, можно сделать вывод, что гидропрослушивание пластов и трассирование меченых веществ наиболее точно могут оценить значения вертикальной проницаемости, но ввиду дороговизны и длительности проведения данных исследований на месторождениях Пермского края проводятся нечасто. Особое внимание следует уделять интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (КВД или КВУ), как наиболее распространенному методу контроля разработки месторождений, позволяющий решить огромный круг производственных и научных задач.

**Методика определения показателя анизотропии проницаемости по данным ГДИ**

Коллективом авторов [9] предложена методика интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, позволяющая определить вертикальную, горизонтальную проницаемость и показатель анизотропии.

По данной методике проинтерпретированы 252 гидродинамических исследования на неустановившихся режимах (исследования были взяты с начала разработки фаменской залежи Гагаринского месторождения). По результатам обработки данных ГДИ получена зависимость показателя анизотропии от забойного давления, представленная на рис. 1.

Как можно заметить из рис. 1, коэффициент детерминации имеет достаточно низкое значение, этому может быть несколько причин: во-первых, возможно, необходимо рассматривать данную зависимость отдельно для каждой фациальной зоны фаменских отложений Гагаринского месторождения, во-вторых, в выборку

вошли исследования как в естественном состоянии пласта, так и после различных ГТМ, и в-третьих, в некоторых случаях была не соблюдена технология проведения ГДИ [10-12]. Зависимость, представленная на рис. 1, была рассмотрена отдельно для каждой литолого-фациальной зоны в отдельности. Карбонатная залежь нефти в фаменских отложениях Гагаринского месторождения характеризуется двойной пустотностью и имеет следующую геологическую особенность: по площади распространения залежи установлено чередование коллекторов разной ёмкости для одних и тех стратиграфических горизонтов, обусловленное условиями седиментации. Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) обладает часть залежи в виде рифового гребня. В более низкорельефные участки в процессе седиментации сносился микритовый материал, который заполнял естественные трещины, ухудшая фильтрационно-емкостные свойства горных пород (рис. 2).

На рис. 3 представлена зависимость показателя анизотропии проницаемости от отношения забойного давления к начальному пластовому для различных литолого-фациальных зон фаменской залежи Гагаринского месторождения.

Использование зависимости, представленной на рис. 1, с разграничением ее по литолого-фациальным зонам, привело к получению значимых зависимостей. Применение данных зависимостей позволит спрогнозировать анизотропию проницаемости в каждой литолого-фациальной зоне, подобрать оптимальный технологический режим работы скважин и геолого-технические мероприятия на скважинах.

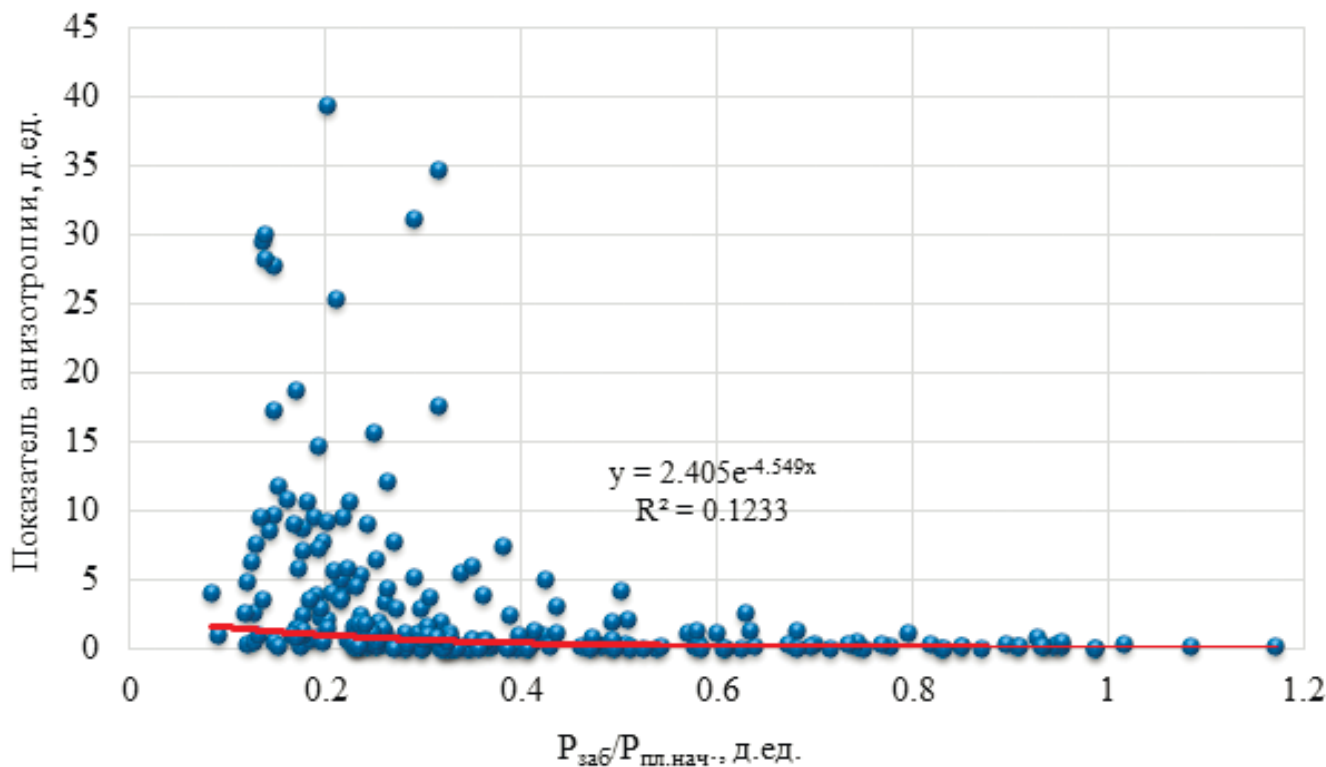


Рис. 1. Зависимость показателя анизотропии проницаемости от забойного давления.

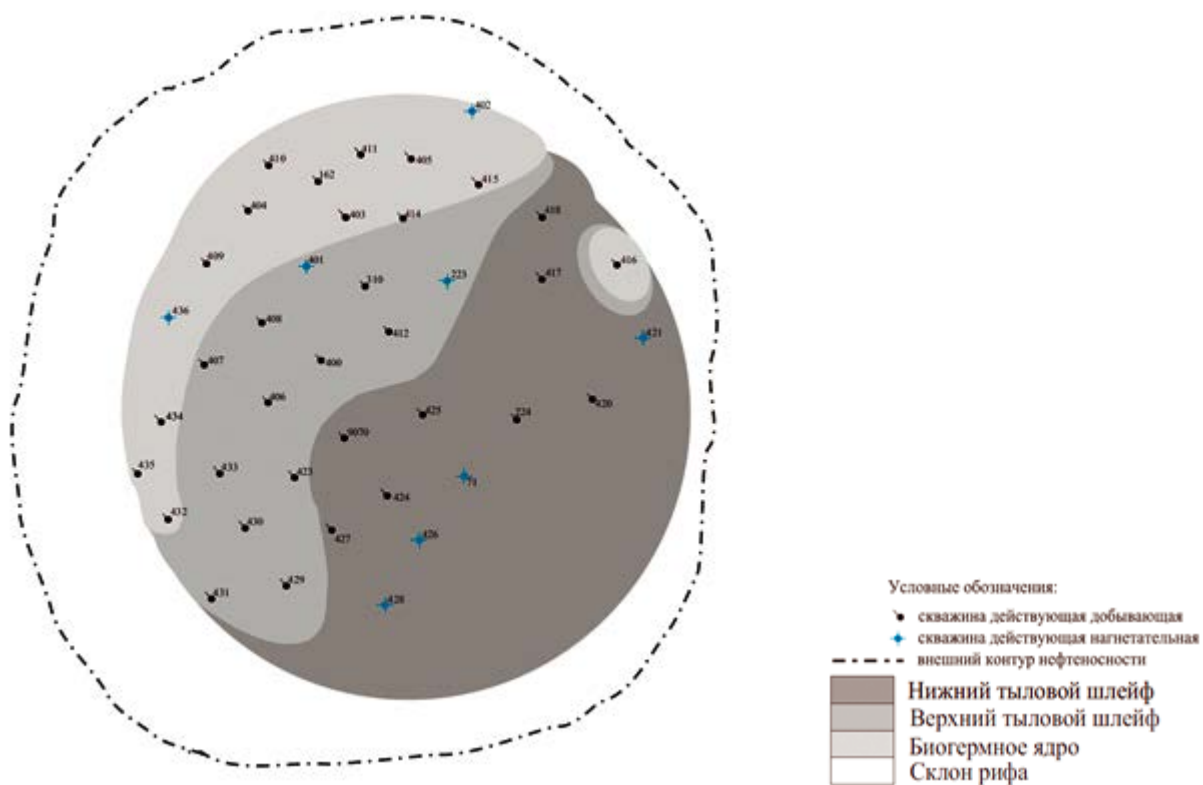


Рис. 2. Литолого-фациальная карта фаменских отложений Гагаринского месторождения.

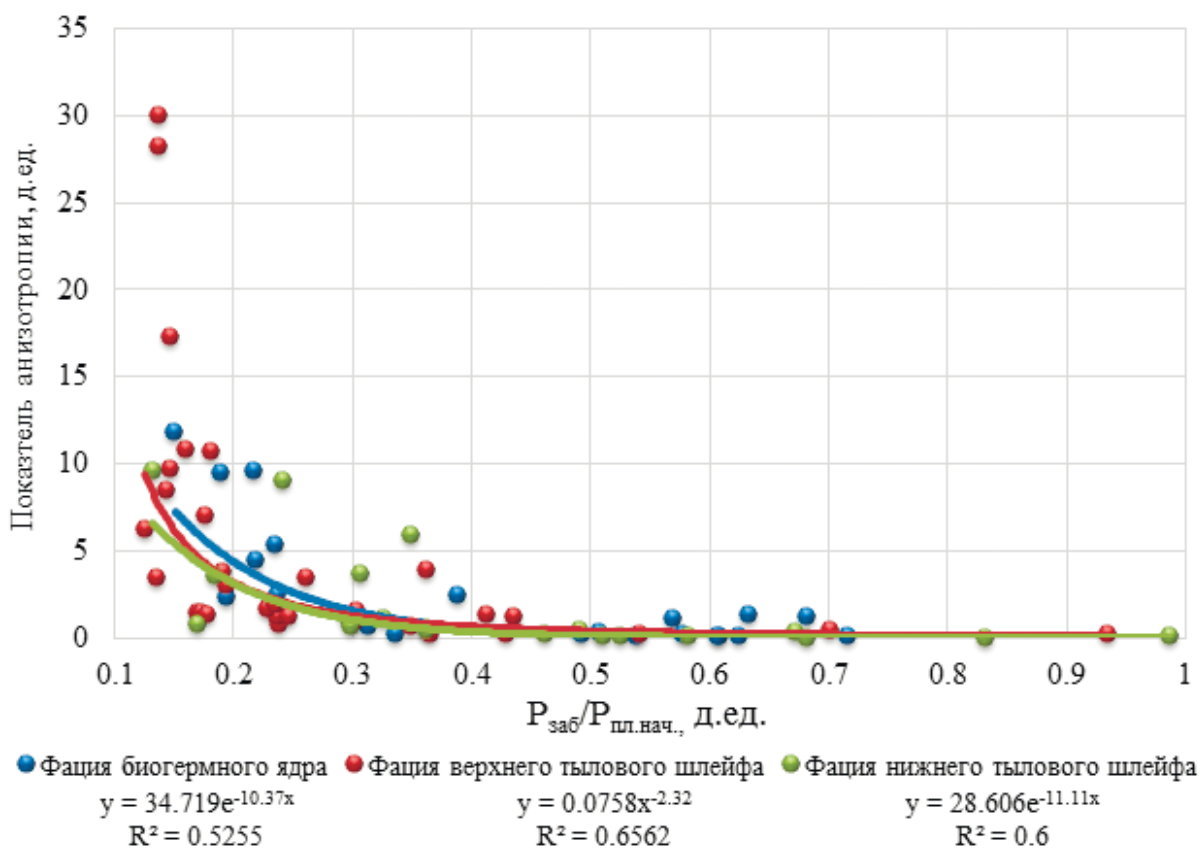


Рис. 3. Зависимость показателя анизотропии от отношения забойного давления к начальному пластовому, построенная для каждой фациальной зоны фаменской залежи Гагаринского месторождения.

**Анализ проведенных ГРП**

Во избежание проблем при разработке месторождений необходимо тщательно подбирать скважины-кандидаты для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП). Несоблюдение основных требований к скважине и дренируемой области пласта может привести к повышенному росту обводнённости добываемой продукции и другим негативным эффектам. Одним из основных параметров, на который необходимо обращать внимание

при подборе скважин для проведения ГРП, является показатель анизотропии пласта. На сегодняшний момент времени на фаменской залежи Гагаринского месторождения проведено 50 ГРП (37 на добывающем фонде), из них 6 оказались неуспешными по причине быстрого обводнения скважин (рис. 4).

В таблице 2 представлены результаты проведенных ГРП, где до и после мероприятия проводились гидродинамические исследования скважин.

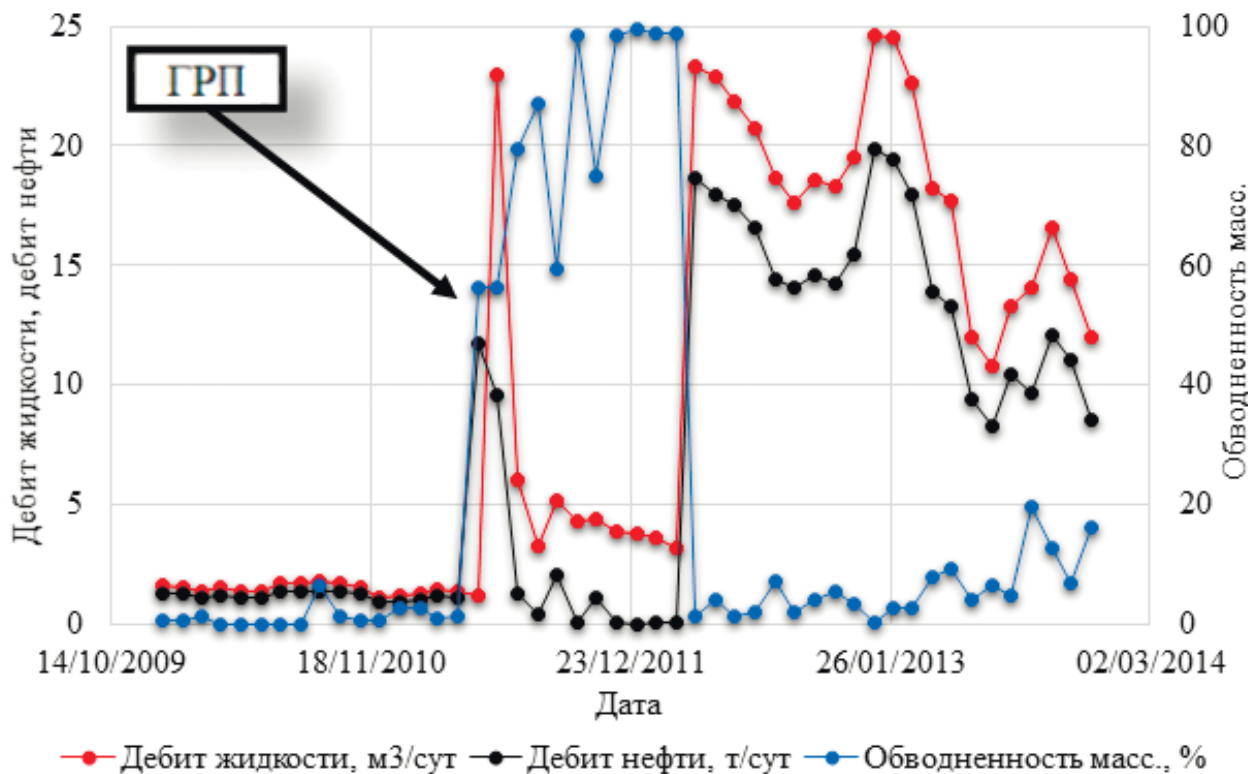


Рис. 4. Динамика работы скважины № 412 Гагаринского месторождения.

**Таблица 2.** Анализ результатов проведенных ГРП.

Скв. №	до ГРП		после ГРП		Показатель анизотропии до ГРП, д.ед.	Показатель анизотропии после ГРП, д.ед.
	Дебит нефти, т/сут	Обводнённость масс., %	Дебит нефти, т/сут	Обводнённость масс., %		
400	4,6	10,0	15,9	29,3	0,101	10,517
407	1,3	2,0	18,5	20,0	0,847	2,821
408	2,3	2,5	42,5	0,2	1,447	2,138
415	1,3	20,0	1,3	25,4	0,157	0,570
423	10,4	2,0	22,5	27,0	1,231	1,820
430	0,2	1,6	6,4	34,8	1,004	8,962
410_2	0,8	3,0	8,2	49,0	2,355	5,744

По результатам, проведенного анализа показателя анизотропии до и после ГРП, построена зависимость, представленная на рис. 5, на основании которой можно сказать, что показатель анизотропии увеличивается сильнее в тех случаях, когда его значения изначально имеют более высокие показатели. Мероприятия по гидравлическому разрыву пласта, которые не привели к достижению плановой технологической эффективности, и значительное изменение показателя анизотропии проницаемости прослеживаются преимущественно в зоне верхнего тылового шлейфа и на границе литолого-фациальных зон.

### Заключение

В работе обозначена актуальная проблема – оценка и прогнозирование параметра анизотропии проницаемости. На примере фаменской залежи Гагаринского месторождения рассмотрен подход, основанный на интерпретации данных ГДИ, позволяющий оперативно оценить вертикальную и горизонтальную проницаемость, а также показатель анизотропии без проведения специальных исследований. Для каждой литолого-фациальной зоны фаменской залежи Гагаринского месторождения получены зависимости оценки и прогнозирования показателя анизотропии от забойного давления. Установлено, что значения показателя анизотропии для различных

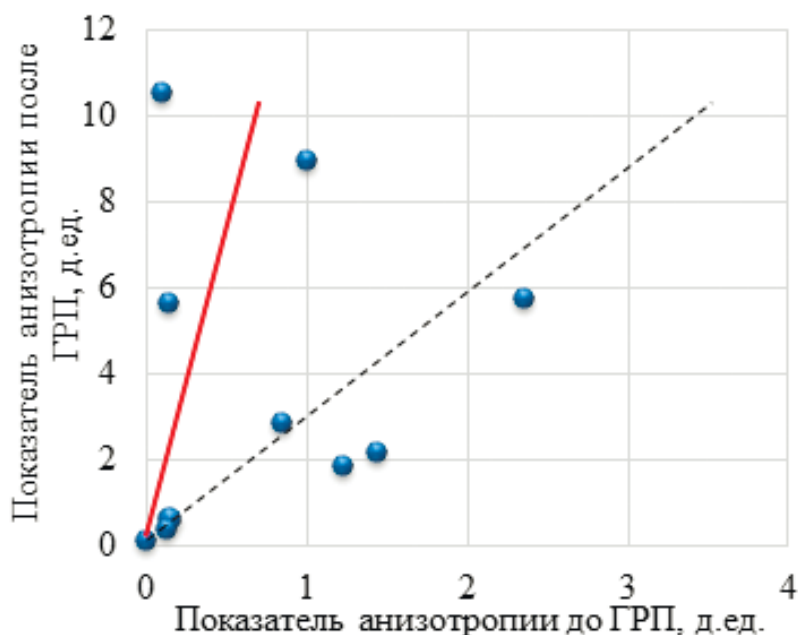


Рис. 5. Изменение показателя анизотропии после проведения ГРП.

литолого-фациальных зон изменяются в широком диапазоне. Установлено, что ГРП, которые не привели к достижению плановой технологической эффективности, и значительное изменение показателя анизотропии проницаемости прослеживаются преимущественно в зоне верхнего тылового шлейфа и на границе литолого-фациальных зон.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Закиров С.Н. Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. ч. 2. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. - 484 с.
2. Вахитова Г.Р., Галин Н.Н., Гумерова А.С. Анализ заводнения продуктивных пластов при наличии пространственной неоднородности // Сборник научных трудов SWORLD по материалам международной научно-практической конференции, 2011. - т. 13. - №2. - с. 80-90.
3. Jackson R.R., Banerjee R. Application of reservoir simulation and history matching methods to MDT vertical interference testing and determination of permeability anisotropy // Paper presented at the 8th European Conference on the mathematics of oil recovery. Freiberg, Germany, 3-6 Sept., 2002 г.
4. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов. ч. 4. Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. - 172 с.

### REFERENCES

1. Zakirov S.N. Indrupskij I.M., Zakirov E.H.S. i dr. Novye principy i tekhnologii razrabotki mestorozhdenij nefti i gaza. ch. 2. – Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovanij, 2009. - 484 p.
2. Vahitova G.R., Galin N.N., Gumerova A.S. Analiz zavodneniya produktivnyh plastov pri nalichii prostranstvennoj neodnorodnosti // Sbornik nauchnyh trudov SWORLD po materialam mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii, 2011. - v. 13. - №2. - p. 80-90.
3. Jackson R.R., Banerjee R. Application of reservoir simulation and history matching methods to MDT vertical interference testing and determination of permeability anisotropy // Paper presented at the 8th European Conference on the mathematics of oil recovery. Freiberg, Germany, 3-6 sept., 2002.
4. Nedolivko N.M., Ezhova A.V. Petrograficheskie issledovaniya terrigennyh i karbonatnyh porod-kollektorov. ch. 4. Tomskij politekhnicheskij universitet. Tomsk: Izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2012. - 172 p.



## ЛИТЕРАТУРА (окончание)

5. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2016. – т. 15. – №19. – с. 145-154.
6. Цаган-Маджиев Т.Н. Повышение достоверности определения вертикальной проницаемости пласта по данным гидродинамических исследований // Газовая промышленность. – М.: ОАО «Газпром», 2012. – №5. – с. 19-23.
7. Репина В.А. Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2016. – т. 16. – №2. – с. 104-1112.
8. Дзюбенко А.И., Никонов А.Н., Мерсон М.Э. Информационный способ повышения эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта в действующих скважинах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2017. – т.16. – №2. – с. 148-157.
9. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Хижняк Г.П. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2013. – №4. – с. 60-61.
10. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
11. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Цаган-Манджиев Т.Н. Способ определения анизотропии проницаемости пласта // патент России №2374442, 2008; опубл. 27.11.2009.
12. Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М., Шуталев А.Д., Квеско Б.Б. Оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2018. – т. 17. – №2. – с. 123-135.

## REFERENCES (ending)

5. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Issledovanie processa nefteizvlecheniya v kollektorah razlichnogo tipa pustotnosti s ispol'zovaniem mnogomernogo statisticheskogo analiza // Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – Perm': Permskij nacional'nyj issledovatel'skij politekhnicheskij universitet, 2016. – v.15. – №19. – p. 145-154.
6. Cagan-Madzhiev T.N. Povyshenie dostovernosti opredeleniya vertikal'noj pronicaemosti plasta po dannym gidrodinamicheskikh issledovanij // Gazovaya promyshlennost'. – M.: PJSC «Gazprom», 2012. – №5. – p. 19-23.
7. Repina V.A. Vozmozhnost' ucheta plotnosti porody pri modelirovanii pronicaemosti v geologo-gidrodinamicheskoy modeli neftyanyh mestorozhdenij // Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – Perm': Permskij nacional'nyj issledovatel'skij politekhnicheskij universitet, 2016. – v. 16. – №2. – p. 104-1112.
8. Dzyubenko A.I., Nikonov A.N., Merson M.EH. Informacionnyj sposob povysheniya ehffektivnosti metodov vozdeystviya na prizabojnuyu zonu plasta v deystvuyushchih skvazhinah // Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – Perm': Permskij nacional'nyj issledovatel'skij politekhnicheskij universitet, 2017. – v. 16. – №2. – p. 148-157.
9. Cherepanov S.S., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Hizhnyak G.P. Ocenka anizotropii pronicaemosti karbonatnyh kollektorov po krivym vosstanovleniya davleniya // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2013. – №4. – p. 60-61.
10. Gricenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin. – M.: Nauka, 1995. – 523 p.
11. Zakirov S.N., Indrupskij I.M., Cagan-Mandzhiev T.N. Sposob opredeleniya anizotropii pronicaemosti plasta // patent Rossii №2374442, 2008; opubl. 27.11.2009.
12. Davydova A.E., SHChurenko A.A., Dadakin N.M., SHutalev A.D., Kvesko B.B. Optimizaciya provedeniya gidrodinamicheskikh issledovanij skvazhin v usloviyah karbonatnogo kollektora // Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – Perm': Permskij nacional'nyj issledovatel'skij politekhnicheskij universitet, 2018. – v. 17. – №2. – p. 123-135.

# Внедрение электронных паспортов промысловых газопроводов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

<sup>1</sup>А.Д. Аникаева - инженер; <sup>2</sup>Д.А. Мартюшев – канд. техн. наук, старший преподаватель

(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

<sup>2</sup>Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

## Введение

На данный момент существующий объем прикладных пользовательских задач не всегда позволяет в режиме автоматической обработки получать необходимую информацию. В связи с этим разработка унифицированных электронных систем документооборота позволит наиболее быстро получать и обрабатывать информацию, а также принимать решения по управлению технологическими процессами.

Объекты газопроводов расположены в конкретном географическом пространстве. Таким образом, одним из направлений эффективного управления является применение электронных карт и соответствующих баз геоданных. Использование ГИС-технологий позволит реализовывать возможности пространственного анализа, прогнозировать положительные и отрицательные последствия деятельности при разных исходных сценариях [1-3]. Прогнозирование и оценка на основе актуальных аналитических данных – эффективный способ оценки вариантов вложения финансов в ремонт, строительство и диагностику газопроводов.

Трубопроводы, транспортирующие различные среды, являются весьма опасными производственными объектами, аварии на которых могут привести не только к серьезным экономическим потерям, но и к существенному ущербу окружающей среде. Отсутствие оперативной информации о состоянии технического устройства (трубопровода, задвижек, оборудования электрохимзащиты (ЭХЗ) и т.д.) может стать причиной аварии [4-7]. Анализ основных причин возникновения аварийных ситуаций на газопроводах представлены на рис. 1.

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что 57% аварийных ситуаций можно избежать при наличии оперативной информации о трубопроводах.

Надежность газопровода, как и любой технической системы, есть

его способность выполнять заданные функции в заданном объеме в течение рассматриваемого периода времени при определенных условиях эксплуатации. Надежность газопроводов это комплексное понятие, объединяющее следующие свойства: безотказность – способность непрерывно сохранять работоспособность; безопасность – способность не допускать ситуации, опасные для людей и окружающей среды; ремонтпригодность – приспособленность к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и устранению их последствий путем обслуживания и ремонтов; долговечность – способность объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния (полного износа) [8-12].

Внедрение электронных паспортов промысловых газопроводов в компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», главным образом, позволит обеспечить учёт, контроль наличия и состояния, долговременное хранение паспортов технологического оборудования и трубопроводов в электронном виде.



Рис. 1. Причины возникновения аварийных ситуаций на газопроводах.

Наличие электронных паспортов промысловых трубопроводов позволит решить следующие задачи:

1. учёт трубопроводов, контроль над полнотой паспортизации трубопроводов;
2. создание электронного архива первичной документации по трубопроводам;
3. навигация в базе данных трубопроводов (возможность поиска паспортов по наборам заданных граничных значений, техническому состоянию и т.п. параметрам);
4. хранение данных жизненного цикла трубопроводов;
5. аналитическая отчётность по техническому состоянию трубопроводов;
6. формирование отчётов по перечням паспортов с отображением заданных технических параметров, статусов, технического состояния.

Для предотвращения возможных нештатных ситуаций необходимо иметь полную информацию о точном месторасположении газопроводов, техническом состоянии входящих в них состав объектов и сооружений, элементов конструкций и потенциально опасных мест и дефектов, выявленных в ходе внутритрубной дефектоскопии и других методов обследований, а также объектов местности вдоль трассы газопровода [13, 14].

Еще одна проблема заключается в том, что сервисные службы предприятия используют свои данные индивидуально, и они не консолидируются между собой. Таким образом, создание единой электронной системы газопроводов, в которой накапливаются как первичные, так и вторичные данные внутритрубной дефектоскопии, результаты коррозионного обследования и геодезического позиционирования, информация о технических характеристиках объектов линейной части и т.п. является актуальной задачей для компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

### Создание электронных паспортов

Формирование электронных паспортов выполняется в программном комплексе ArcGIS на основе имеющихся данных (маркшейдерских планов; данных исполнительных съемок; данных последней топографической или геодезической съемки; фотографических материалов и т.д.) с последующей верификацией, досъемкой необходимых элементов.

Каждый из электронных паспортов трубопроводов включают в себя максимально полную информацию по данным объектам, которая может потребоваться при решении различных производственных задач.

В каждом из паспортов содержится основная информация по следующим объектам: газопровод; трубопроводное оборудование, арматура и ЭХЗ; переходы с а/дорогами и ж/дорогами; пересечения с линиями электропередач (ЛЭП); нарушения в обустройстве трассы, прокладке трубопровода, изоляционном покрытии; гидравлический расчет трубопровода по участкам; профиль трубопровода; высокоточная привязка отремонтированных участков с анализом исполнительной документации; особо опасные участки требующие замены; данные по инцидентам, ремонтам, отказам.

Слоевая структура каждого из паспортов выполнена согласно требованиям заказчика

на основе корпоративного стандартов СТО ЛУКОЙЛ 1.8-2008 КАРТЫ И ПЛАНЫ ЦИФРОВЫЕ ТОПОГРАФИЧЕСКИЕ. Требования к составу, структуре, содержанию, форматам представления, правилам обновления в ОАО «ЛУКОЙЛ» и организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

На рис. 2 представлен общий вид промыслового газопровода Каменный лог – Пермь, с основной информацией непосредственно по самому газопроводу (принадлежность предприятию; принадлежность месторождению; принадлежность цеху; назначение и т.д.) и один из слоев проекта «Пересечения с ЛЭП» (рис. 3). Созданная и сформированная электронная система позволяет решать такие задачи как: получение информации о технических характеристиках объектов газотранспортной сети, получение информации о месторасположении объектов и смежных землях, вычисление протяженности и площади объектов.

Исходя из структуры и наличия имеющейся информации, можно выделить ряд эффектов электронной паспортизации газопроводов для промысла и непосредственно для самой компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (рис. 4).

Объединение данных геодезического позиционирования и данных внутритрубной дефектоскопии в единую электронную систему дает точное пространственное положение газопровода и дефектов, что позволяет

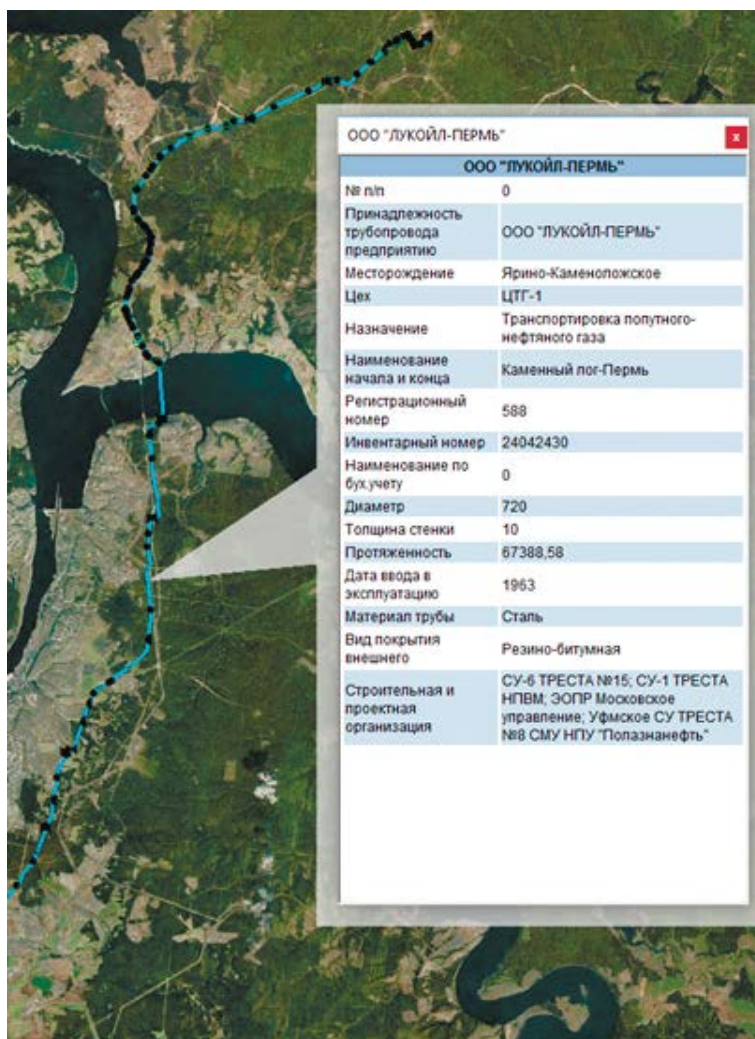


Рис. 2. Общий вид электронного паспорта промыслового газопровода Каменный Лог-Пермь.

Пересечения с ЛЭП			
№ п/п	Наименование трубопровода	Пикет	Напряжение
0	Каменный Лог-Пермь	ПК0+81.06	6 кВ
1	Каменный Лог-Пермь	ПК1+38.90	6 кВ
2	Каменный Лог-Пермь	ПК2+42.08	Кабель связи
3	Каменный Лог-Пермь	ПК2+9.91	6 кВ
4	Каменный Лог-Пермь	ПК14+71.28	6 кВ
5	Каменный Лог-Пермь	ПК22+93.59	6 кВ
6	Каменный Лог-Пермь	ПК24+25.35	Кабель связи
7	Каменный Лог-Пермь	ПК97+77.47	Кабель связи
8	Каменный Лог-Пермь	ПК192+39.05	6 кВ
9	Каменный Лог-Пермь	ПК225+39.55	6 кВ
10	Каменный Лог-Пермь	ПК227+73.72	6 кВ
11	Каменный Лог-Пермь	ПК249+62.33	6 кВ
12	Каменный Лог-Пермь	ПК253+31.44	6 кВ
13	Каменный Лог-Пермь	ПК254+25.14	6 кВ
14	Каменный Лог-Пермь	ПК263+30.58	6 кВ
15	Каменный Лог-Пермь	ПК267+36.92	110 кВ
16	Каменный Лог-Пермь	ПК279+95.80	6 кВ
17	Каменный Лог-Пермь	ПК280+82.84	6 кВ
18	Каменный Лог-Пермь	ПК276+30.68	6 кВ
19	Каменный Лог-Пермь	ПК274+91.36	6 кВ
20	Каменный Лог-Пермь	ПК274+50.89	Кабель связи
21	Каменный Лог-Пермь	ПК275+47.75	Кабель связи
22	Каменный Лог-Пермь	ПК280+73.14	6 кВ
23	Каменный Лог-Пермь	ПК193+33.81	Кабель связи
24	Каменный Лог-Пермь	ПК0+44.11	Кабель связи
25	Каменный Лог-Пермь	ПК2+42.03	Кабель связи

Рис. 3. Слой «Пересечения с ЛЭП».

#### Эффекты для промысла

- Автоматизация ведения паспортов трубопроводов и формирование отчетности для руководства компании и федеральных органов
- Планирование и контроль выполнения освидетельствований и мероприятий по защите трубопроводов
- Учет и анализ аварийности

#### Эффекты для компании

- Наличие единой базы электронных паспортов трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
- Возможность своевременного контроля за ходом ведения электронных паспортов
- Прямой доступ к необходимой интересующей информации по трубопроводам и сопутствующему трубопроводному оборудованию
- Использование данных электронной паспортизации для создания корпоративной ГИС ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Рис. 4. Эффекты от внедрения электронных паспортов трубопроводов.

принимать решения по оперативной ликвидации аварийных ситуаций, существенно сократить время на поиски дефектов. На основе анализа причин возникновения дефектов принимаются решения о первоочередности профилактических работ на отдельных участках газопроводов.

### Заключение

Таким образом, одним из основных путей учета, контроля, анализа и прогнозирования технического состояния, обеспечения безопасности газопроводов может послужить

использование электронных паспортов, что позволит снизить риск возникновения чрезвычайных ситуаций и, как следствие, обеспечит их безопасную эксплуатацию. Созданная электронная паспортизация газопроводов, которая будет доступна всем сервисным компаниям, позволит облегчить анализ общего технического состояния газопроводов и планирования вывода объектов в капитальный ремонт, реконструкцию, диагностику, а также ускорится сам процесс формирования перечня объектов. Все это позволит повысить эффективность управления и снизить производственные риски при принятии решений.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Докучаев Д., Каменнова М., Новожилов О. Внедрение информационной системы как способ совершенствования бизнес-процессов предприятия // САПР и графика. – М.: ООО «КомпьютерПресс», 2005. – №4. – с. 34-38.
2. Макаров В.В., Андреев А.П., Васильев С.И. О создании диагностического паспорта трубопроводной арматуры // Арматуростроение. – С.-Пт.: ООО «Отраслевой ИАЦ НПАА, 2006. – №5. – с.49-53.
3. Есиев Т.С., Ряховских И.В., Машуров С.С. Использование статистических методов и ГИС-технологий для оценки стресс-коррозионного состояния объектов МГ // Газовая промышленность. – М.: ЗАО «Камелот», 2010. – №7. – с. 53-56.
4. Ханухов Х.М., Алаков М.А. Методика оценки остаточного ресурса и электронная паспортизация // Предотвращение аварий зданий и сооружений. 2010. Электронный ресурс: <http://pamag.ru/prensa/oor-metod>.
5. Пономарев В.Н., Травуш В.И., Бондаренко В.М., Еремин К.И. О необходимости системного подхода к научным исследованиям в области комплексной безопасности и предотвращения аварий зданий и сооружений // Предотвращение аварий зданий и сооружений. 2014. Электронный ресурс: [http://pamag.ru/prensa/necessiy\\_sys-appro](http://pamag.ru/prensa/necessiy_sys-appro).
6. Филатов А.А., Велиулин И.И., Городниченко В.И. Выбор метода капитального ремонта газопроводов с поверхностными дефектами потери металла // Газовая промышленность. – М.: ЗАО «Камелот», 2015. – №8 (726). – с. 31-35.
7. Worthingham R. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: the role of hydrogen // Acta Material. 2009. – V. 57. – №20. – p. 6200-6214.
8. Sebastian Siebert, Jochen Teizer, Mobile 3D mapping for surveying earthwork projects using an Unmanned Aerial Vehicle (UAV) system Automation in Construction, V 41. – May 2014. – Pages 1-14.
9. Токтошов Г.Ы. О создании геоинформационных система на основе гиперсетей для организации инженерной инфраструктуры современных городов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск: ТПИ, 2016. – т. 327. – №1. – с. 48-55.
10. Cecilia Martin, Stephen Parkes, Qiannan Zhang, Xiangliang Zhang, Carlos M. Duarte Use of unmanned aerial vehicles for efficient beach litter monitoring / Marine pollution bulletin. Volume 131. Part A. 2018. – p. 662-673.
11. Ковязин В.Ф., Романчиков А.Ю. Метод кадастровой оценки лесных земель с представлением результатов в виде геоинформации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск: ТПИ, 2017. т. 328. – №2. – с. 104-112.
12. Чумаков Г.Н., Илюшин П.Ю., Мордвинов В.А. Гидравлический расчет промышленного нефтепровода при движении газожидкостных систем // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2011. – №8. – с. 141-143.

## REFERENCES

1. Dokuchaev D., Kamennova M., Novozhilov O. Vnedrenie informacionnoj sistemy kak sposob sovershenstvovaniya biznes-processov predpriyatiya // SAPR i grafika. – M.: LLC «Komp'yuterPress», 2005. – №4. – p. 34-38.
2. Makarov V.V., Andreev A.P., Vasil'ev S.I. O sozdanii diagnosticheskogo pasporta truboprovodnoj armatury // Armaturostroenie. – S.-Pt.: LLC «Otraslevoj IAC NPAA, 2006. – №5. – p. 49-53.
3. Esiev T.S., Ryahovskih I.V., Mashurov S.S. Ispol'zovanie statisticheskikh metodov i GIS-tekhnologij dlya ocenki stress-korroziionnogo sostoyaniya ob'ektov MG // Gazovaya promyshlennost'. – M.: CJSC «Kamelot», 2010. – №7. – p. 53-56.
4. Hanuhov H.M., Alakov M.A. Metodika ocenki ostatochnogo resursa i ehlektronnaya pasportizaciya // Predotvrashchenie avarij zdaniy i sooruzhenij. 2010. EHlektronnyj resurs: <http://pamag.ru/prensa/oor-metod>.
5. Ponomarev V.N., Travush V.I., Bondarenko V.M., Eremin K.I. O neobhodimosti sistemnogo podhoda k nauchnym issledovaniyam v oblasti kompleksnoj bezopasnosti i predotvrashcheniya avarij zdaniy i sooruzhenij // Predotvrashchenie avarij zdaniy i sooruzhenij. 2014. EHlektronnyj resurs: [http://pamag.ru/prensa/necessiy\\_sys-appro](http://pamag.ru/prensa/necessiy_sys-appro).
6. Filatov A.A., Veliyulin I.I., Gorodnichenko V.I. Vyor metoda kapital'nogo remonta gazoprovodov s poverhnostnymi defektami poteri metalla // Gazovaya promyshlennost'. – M.: CJSC «Kamelot», 2015. – №8 (726). – p. 31-35.
7. Worthingham R. Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: the role of hydrogen // Acta Material. 2009. – V. 57. – №20. – p. 6200-6214.
8. Sebastian Siebert, Jochen Teizer, Mobile 3D mapping for surveying earthwork projects using an Unmanned Aerial Vehicle (UAV) system Automation in Construction, v. 41. – May 2014. – pages 1-14.
9. Toktoshov G.Y. O sozdanii geoinformacionnyh sistema na osnove gipersetej dlya organizacii inzhenernoj infrastruktury sovremennyh gorodov // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – Tomsk: TPI, 2016. – v. 327. – №1. – p. 48-55.
10. Cecilia Martin, Stephen Parkes, Qiannan Zhang, Xiangliang Zhang, Carlos M. Duarte Use of unmanned aerial vehicles for efficient beach litter monitoring / Marine pollution bulletin. Volume 131. Part A. 2018. – p. 662-673.
11. Kovyazin V.F., Romanchikov A.YU. Metod kadastrvoy ocenki lesnyh zemel' s predstavleniem rezul'tatov v vide geoinformacii // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – Tomsk: TPI, 2017. – v. 328. – №2. – p. 104-112.
12. CHumakov G.N., Ilyushin P.YU., Mordvinov V.A. Gidravlicheskiy raschet promyslovogo nefteprovoda pri dvizhenii gazozhidkostnyh sistem // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2011. – №8. – p. 141-143.

**ЛИТЕРАТУРА** (окончание)

13. Кузнецова И.А., Колтунов В.В. Информационная поддержка систем качества: проблемы и перспективы // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – М.: ООО «Редакция журнала «Химическое и нефтегазовое машиностроение», 2004. - №11. - с. 32-35.

14. Ульянова Ю.Е., Пугачева О.Ю., Сиротина В.И. Интерактивная система паспортизации оборудования АЭС // Глобальная ядерная безопасность. – Волгоград: «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», 2013. - №4 (9). - с. 46-52.

**REFERENCES** (ending)

13. Kuznecova I.A., Koltunov V.V. Informacionnaya podderzhka sistem kachestva: problemy i perspektivy // Himicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie. – M.: 000 «Redakciya zhurnala «Himicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie», 2004. - №11. - p. 32-35.

14. Ul'yanova YU.E., Pugacheva O.YU., Sirotina V.I. Interaktivnaya sistema pasportizacii oborudovaniya AEHS // Global'naya yadernaya bezopasnost'. – Volgogradsk: «Nacional'nyj issledovatel'skij yadernyj universitet «MIFI», 2013. - № 4 (9). - p. 46-52.

УДК 620.172: 621.317.42

# Коэрцитиметрический анализ напряженного состояния технологических газовых трубопроводов компрессорного цеха на примере аппарата воздушного охлаждения газа

**И.Н. Андронов** – доктор техн. наук, профессор;

В.И. Кучерявый – доктор техн. наук, профессор;

В.А. Савич – канд. техн. наук, зав. кафедрой;

Д.А. Борейко – канд. техн. наук, зав. кафедрой

(Ухтинский государственный технический университет)

Проведены исследования изменения коэрцитивной силы в стенке трубопровода под действием механических напряжений на входных секциях аппарата воздушного охлаждения (АВО) газоперекачивающего агрегата (ГПА) одной из действующих компрессорных станций.

Для проведения измерений использовались следующие приборы:

- коэрцитиметр КМ-445.1 (рис. 1), который является переносным прибором общего применения для работы в лабораторных и производственных

условиях, и предназначен для измерения коэрцитивной силы изделий из ферромагнитных материалов;

- твердомер УЗИТ-2-М.

В работе выполнен анализ изменений значений коэрцитивной силы в определенных точках сечений на входных патрубках трубопроводной обвязки аппаратов воздушного охлаждения компрессорной станции. Более детально измерения коэрцитивной силы этим прибором описаны в многочисленных работах, как в условиях одноосного напряженного

состояния [1-3] так и при плоском напряженном состоянии [4].



Рис. 1. Внешний вид прибора КМ-445.1.

Для измерения коэрцитивной силы были определены соответствующие контрольные сечения на схеме АВО, представленные на рис. 2 пунктирными линиями, а также контрольные точки измерения в часовой ориентации. Значения коэрцитивной силы брались в контрольных точках в двух направлениях (в продольном – вдоль направления движения потока газа и перпендикулярном – кольцевом направлении).

Полученные результаты соответственно вносились в журнал измерений, частично (для сечения  $C_5$ ) они представлены в таблице 1.

В общей сложности для 8 входных секций АВО выполнено измерение значений КС в продольном ( $H_{Cпр}$ ) и кольцевом ( $H_{Cк}$ ) направлениях для 128 контрольных точек (часовой ориентации 12, 3, 6 и 9 часов). Типичные лепестковые диаграммы для продольных и кольцевых значений КС представлены на рис. 3 (а, б). Диаграммы свидетельствуют об угловой анизотропии измеренных значений КС.

Чрезвычайно важно отметить, что величина произведения значений КС является практически постоянной величиной, т.е.  $H_{Cпр} \times H_{Cк} \approx const$  (рис. 4).

Это говорит о том, что если продольная компонента коэрцитивной силы уменьшается, то кольцевая компонента будет возрастать.

В источнике [4] было показано, что коэрцитивная сила в условиях действия растягивающих напряжений уменьшается в продольном направлении и возрастает в поперечном. В терминах настоящей статьи эта мысль выразится в следующем виде:

$$a - b \sigma_{np} + \mu b \sigma_k = H_{Cпр}, \quad (1)$$

$$a - b \sigma_k + \mu b \sigma_{np} = H_{Cк}, \quad (2)$$

где  $a$  и  $b$  - некоторые размерные константы;  $\mu$  - коэффициент Пуассона трубной стали равный 0,3.

Решая систему линейных уравнений (1, 2), находим:

$$a = \frac{\begin{vmatrix} H_{Cпр} & \mu \sigma_k - \sigma_{np} \\ H_{Cк} & \mu \sigma_{np} - \sigma_k \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \mu \sigma_k - \sigma_{np} \\ 1 & \mu \sigma_{np} - \sigma_k \end{vmatrix}} = \frac{H_{Cпр} (\mu \sigma_{np} - \sigma_k) - H_{Cк} (\mu \sigma_k - \sigma_{np})}{(\sigma_{np} - \sigma_k)(1 + \mu)}, \quad (3)$$

$$b = \frac{\begin{vmatrix} 1 & H_{Cпр} \\ 1 & H_{Cк} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \mu \sigma_k - \sigma_{np} \\ 1 & \mu \sigma_{np} - \sigma_k \end{vmatrix}} = \frac{H_{Cпр} - H_{Cк}}{(\sigma_{np} - \sigma_k)(1 + \mu)}. \quad (4)$$

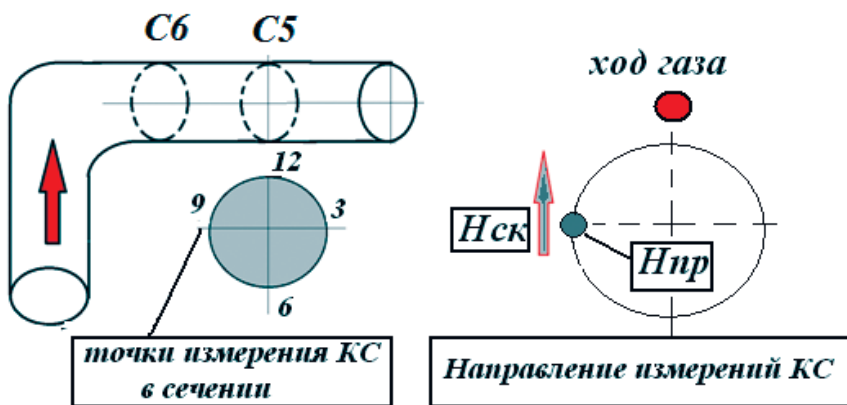
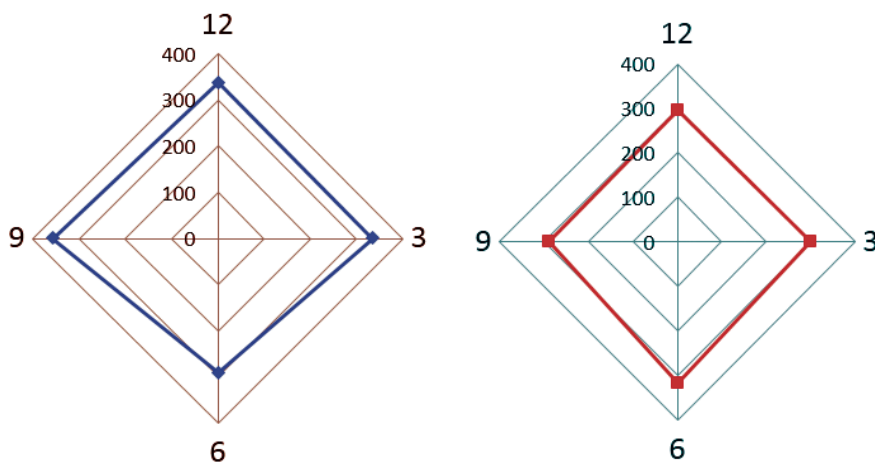


Рис. 2. Схема реализации коэрцитиметрического измерения в системе АВО.



а - в продольном направлении

б - в кольцевом направлении

Рис. 3. Лепестковая диаграмма величины КС (для сечения  $C_5$  на входе пятой секции АВО).

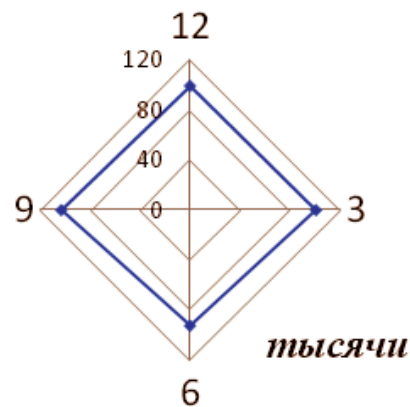


Рис. 4. Лепестковая диаграмма произведений продольных и кольцевых значений КС (для сечения  $C_5$  на входе пятой секции АВО).

**Таблица 1.** Результаты измерения величины коэрцитивной силы (КС) для продольного -  $H_{Cпр}$  и поперечного (кольцевого) -  $H_{Cк}$  направлений и их произведения -  $H_{Cпр} \times H_{Cк}$  для сечения  $C_5$  АВО ГПА.

		Вход АВО				Выход АВО			
Часовая ориентация		12	3	6	9	12	3	6	9
№ точки контроля		Т. 5.2	Т. 5.3	Т. 5.4	Т. 5.1	Т. 5.2	Т. 5.3	Т. 5.4	Т. 5.1
Секция АВО	Измеренные значения КС и их произведения.								
	1	$H_{Cпр}, A/M$	328	337	304	356	331	286	338
$H_{Cк}, A/M$		310	286	309	297	287	286	251	256
$H_{Cпр} \times H_{Cк}$		101680	96382	93936	105732	94997	81796	84838	84480
2	$H_{Cпр}, A/M$	336	363	386	389	324	318	328	337
	$H_{Cк}, A/M$	354	360	388	363	265	264	287	257
	$H_{Cпр} \times H_{Cк}$	118944	130680	149768	141207	85860	83952	94136	86609
3	$H_{Cпр}, A/M$	336	310	311	350	340	317	343	376
	$H_{Cк}, A/M$	320	306	318	277	280	293	278	283
	$H_{Cпр} \times H_{Cк}$	107520	94860	98898	96950	95200	92881	95354	106408
4	$H_{Cпр}, A/M$	309	337	315	332	325	353	335	306
	$H_{Cк}, A/M$	312	292	304	289	273	255	300	263
	$H_{Cпр} \times H_{Cк}$	96408	98404	95760	95948	88725	90015	100500	80478
5	$H_{Cпр}, A/M$	336	335	317	358	321	357	328	310
	$H_{Cк}, A/M$	295	300	291	287	277	271	258	262
	$H_{Cпр} \times H_{Cк}$	99120	100500	92247	102746	88917	96747	84624	81220
6	$H_{Cпр}, A/M$	321	364	351	356	362	310	372	281
	$H_{Cк}, A/M$	329	316	330	298	270	269	267	258
	$H_{Cпр} \times H_{Cк}$	105609	115024	115830	106088	97740	83390	99324	72498
7	$H_{Cпр}, A/M$	299	317	340	314	349	320	365	341
	$H_{Cк}, A/M$	301	304	282	306	324	286	276	278
	$H_{Cпр} \times H_{Cк}$	89999	96368	95880	96084	113076	91520	100740	94798
8	$H_{Cпр}, A/M$	300	330	320	307	463	403	397	377
	$H_{Cк}, A/M$	305	288	297	292	342	372	328	346
	$H_{Cпр} \times H_{Cк}$	91500	95040	95040	89644	158346	149916	130216	130442



Определяя для серии из  $N$  экспериментальных или расчетных точек значения параметров  $a_i$  и  $b_i$  с использованием пакета Microsoft Office Excel 2007, находим средние значения по всей экспериментальной или расчетной выборке:

$$\bar{a} = \frac{\sum_{i=1}^N a_i}{N}; \quad \bar{b} = \frac{\sum_{i=1}^N b_i}{N}.$$

С учетом вышесказанного уравнения (1, 2) и запишутся как

$$\mu\bar{b}\sigma_K - \bar{b}\sigma_{np} = H_{Cnp} - \bar{a}, \quad (5)$$

$$-\bar{b}\sigma_K + \mu\bar{b}\sigma_{np} = H_{CK} - \bar{a}. \quad (6)$$

Откуда из (5) и (6) находим значения кольцевых и продольных напряжений:

$$\sigma_K = \frac{\begin{vmatrix} H_{Cnp} - \bar{a} & -\bar{b} \\ H_{CK} - \bar{a} & \mu\bar{b} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} \mu\bar{b} & -\bar{b} \\ -\bar{b} & \mu\bar{b} \end{vmatrix}} = \frac{\mu\bar{b}(H_{Cnp} - \bar{a}) + \bar{b}(H_{CK} - \bar{a})}{\bar{b}^2(\mu^2 - 1)}, \quad (7)$$

$$\sigma_{np} = \frac{\begin{vmatrix} \mu\bar{b} & H_{Cnp} - \bar{a} \\ -\bar{b} & H_{CK} - \bar{a} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} \mu\bar{b} & -\bar{b} \\ -\bar{b} & \mu\bar{b} \end{vmatrix}} = \frac{\mu\bar{b}(H_{CK} - \bar{a}) + \bar{b}(H_{Cnp} - \bar{a})}{\bar{b}^2(\mu^2 - 1)}. \quad (8)$$

Применяя последние формулы (7, 8), устанавливаются кольцевые и продольные напряжения.

В качестве примера расчеты параметров  $a$  и  $b$  по уравнениям (3, 4) представлены в таблице 2 для сечения  $C_5$  секции 5. Там же приведены экспериментальные значения коэрцитивной силы и расчетные значения кольцевых и продольных значений напряжений, полученные путем отдельных расчетных изысканий методом конечных элементов (МКЭ) с помощью программного комплекса ANSYS [5, 6]. Также в таблице представлены расчетные значения напряжений, выполненные по формулам (7, 8) на основе экспериментальных данных КС, приведенных в таблице 1.

На рис. 5 (а, б) приведены лепестковые диаграммы расчетных значений продольных и кольцевых напряжений для сечения  $C_5$  пятой секции на входе АВО, которые были установлены с применением различных измерений: МКЭ – синяя линия и через КС – красная линия. Расчеты эмпирических коэффициентов  $a_i$  и  $b_i$ , а также их средних величин  $\bar{a}$  и  $\bar{b}$  выполнены для часовых ориентаций 12, 3, 6 и 9 по четырем продольным и четырем кольцевым значениям коэрцитивной силы.

Аналогичные диаграммы для сечения  $C_6$  шестой секции на входе АВО

представлены на рисунке 6 (а, б). Также на рисунках 7 (а, б) и 8 (а, б) представлены лепестковые диаграммы на выходе АВО указанных сечений соответствующих секций.

Рис. 5, а показывает, что значения продольных напряжений найденным по КС для 12 и 6 часовой ориентации существенно превышают расчетные значения напряжений по МКЭ примерно в 1,5...2 раза. При хорошем совпадении значений для 9 и 3 часовой ориентации.

Из рис. 5, б видно, что значения кольцевых напряжений, найденные по расчетам МКЭ и по КС, практически совпадают для всех часовых ориентаций.

Рис. 6 показывает, что значения продольных и кольцевых напряжений найденным по КС как правило существенно превышают расчетные значения напряжений по МКЭ для всех часовых ориентаций примерно в 1,5...2 раза. Такая же тенденция остается и для кольцевых значений напряжений 9 и 3 часовой ориентации при практически полном совпадении для 12 и 6 часовой ориентации.

Аналогичные закономерности наблюдаются и для выходных секций, где по кольцевым напряжениям наблюдается хорошее совпадение расчетных значений по МКЭ и КС для всех часовых ориентаций. По продольным напряжениям наблюдается удовлетворительное совпадение для трех из четырех часовых ориентаций.

Кроме сравнения расчетных значений напряжений, полученных по МКЭ и КС, была предпринята попытка сопоставить значения напряжений, полученных по КС и по методике измерения твердости. Для двух контрольных точек 12 и 3 часовой ориентации шестой секции сечения  $C_6$  осуществляли измерения твердости. Расчет напряжений осуществляли согласно методике подробно описанной в источниках [7, 8]. В таблице 4 приведены значения напряжений и расчетных параметров для двух контрольных точек сечения  $C_6$  шестой секции.

Анализ значений в таблице 4 показывает, что расхождение величины расчетных значений напряжений, сделанных по КС и по твердометрии не превышает 6%. Это свидетельствует о том, что развитие расчетных и инструментальных методов определения напряжений позволит дать возможность мониторинга технического состояния трубопроводной обвязки АВО.

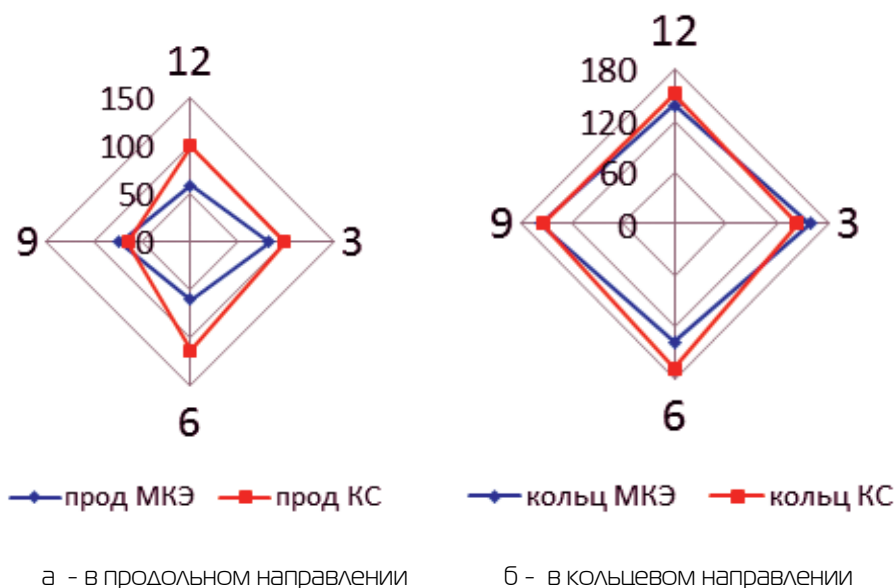
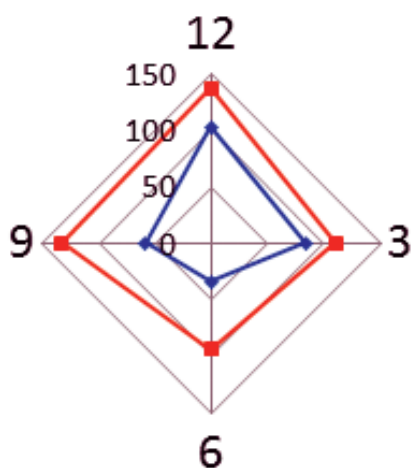


Рис. 5. Напряжения в сопоставлении методов МКЭ и КС, сечение  $C_5$  пятой секции (вход АВО).

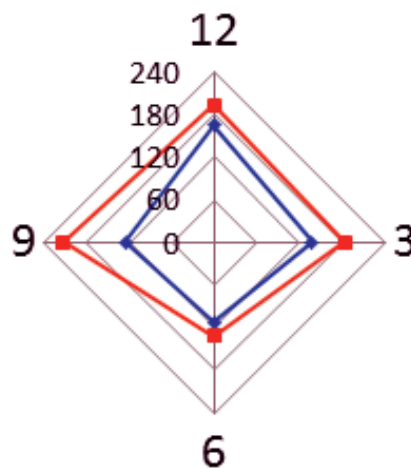
**Таблица 2.** Кольцевые -  $\sigma_k^i$  и продольные -  $\sigma_{np}^i$  - значения напряжения и коэффициенты  $a_i$ ,  $b_i$  и  $\bar{a}$ ,  $\bar{b}$ , а так же кольцевые -  $H_{Ck}^i$  и продольные -  $H_{Cnp}^i$  значения коэрцитивной силы для сечения  $C_5$ , пятой секции АВО.

Исходные параметры						Результаты расчетов					
$n$ , п/п	Точка/ часовая ориентация	$\sigma_k^i$ , МПа (МКЭ)	$\sigma_{np}^i$ , МПа (МКЭ)	$H_{Ck}^i$ , А/м	$H_{Cnp}^i$ , А/м	$a_i$ , А/м	$\bar{a}$ , А/м	$b_i$ , А/м · МПа	$\bar{b}$ , А/м · МПа	$\sigma_k^i$ , МПа Расчет по КС	$\sigma_{np}^i$ , МПа Расчет по КС
На входе АВО											
1	Т 5.1 12ч	138,1	59	295	336	366,6	369,4	0,52	0,615	150,8	99,6
2	Т 5.2 3 ч	158,2	82	300	335	372,7	369,4	0,46	0,615	142,4	98,7
3	Т 5.3 6 ч	138,2	60	291	317	321,1	369,4	0,26	0,615	168,2	113,3
4	Т 5.4 9 ч	155,8	74	287	358	417,3	369,4	1,22	0,615	153,3	64,5
На выходе АВО											
1	Т 5.1 12ч	138,1	59	277	321	303,2	341,5	0,43	0,66	117,6	66,4
2	Т 5.2 3 ч	158,2	82	271	357	387,0	341,5	0,88	0,66	109,6	20
3	Т 5.3 6 ч	138,2	60	258	328	341,0	341,5	0,79	0,66	124,1	64,2
4	Т 5.4 9 ч	155,8	74	262	320	334,9	341,5	0,55	0,66	143,1	75,5



—◆— прод МКЭ    —■— прод КС

а - в продольном направлении



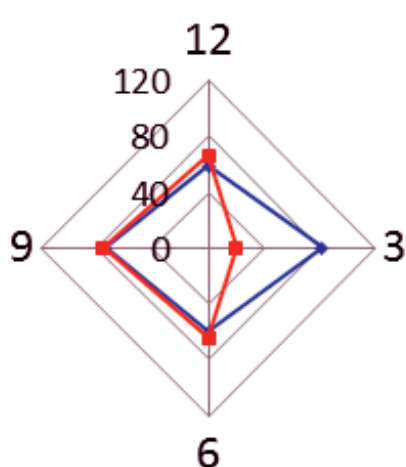
—◆— кольц МКЭ    —■— кольц КС

б - в кольцевом направлении

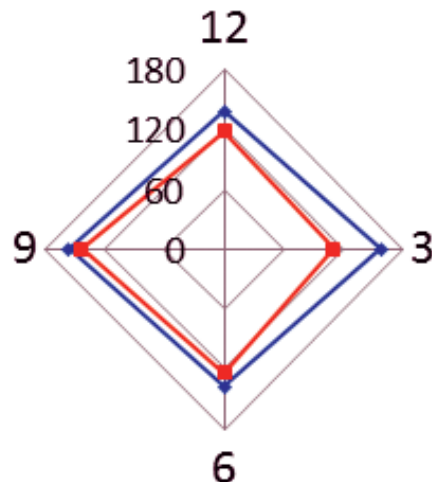
Рис. 6. Напряжения в сопоставлении методов МКЭ и КС, сечение  $C_6$  (вход АВО).

**Таблица 3.** Кольцевые -  $\sigma_k^i$  и продольные -  $\sigma_{np}^i$  - значения напряжения и коэффициенты  $a_i$ ,  $b_i$  и  $\bar{a}$ ,  $\bar{b}$ , а так же кольцевые -  $H_{Ck}^i$  и продольные -  $H_{Cnp}^i$  значения коэрцитивной силы для сечения  $C_6$ , шестой секции АВО.

Исходные параметры						Результаты расчетов					
$n$ , п/п	Точка/ часовая ориентация	$\sigma_k^i$ , МПа (МКЭ)	$\sigma_{np}^i$ , МПа (МКЭ)	$H_{Ck}^i$ , А/м	$H_{Cnp}^i$ , А/м	$a_i$ , А/м	$\bar{a}$ , А/м	$b_i$ , А/м · МПа	$\bar{b}$ , А/м · МПа	$\sigma_k^i$ , МПа Расчет по КС	$\sigma_{np}^i$ , МПа Расчет по КС
На входе АВО											
1	Т. 6.1/ 12 ч	165,5	103	281	356	405,2	427,8	0,92	0,93	192,9	136,9
2	Т 6.2 3 ч	137,6	83,0	288	377	429,3	427,8	1,25	0,93	183,2	109,6
3	Т 6.3 6 ч	112,6	34,0	331	377	490,2	427,8	0,45	0,93	132,4	94,4
4	Т 6.4 9 ч	125,8	59,0	267	363	386,5	427,8	1,1	0,93	212,9	132,6
На выходе АВО											
1	Т 6.1 12ч	165,5	103	255	299	337,3	332,3	0,54	0,68	141,4	94,1
2	Т 6.2 3 ч	137,6	83,0	261	314	345,2	332,3	0,75	0,68	145,1	60,1
3	Т 6.3 6 ч	112,6	34,0	244	325	325,2	332,3	0,79	0,68	146,6	56,3
4	Т 6.4 9 ч	125,8	59,0	253	308	321,3	332,3	0,63	0,68	140,3	80,1



а - в продольном направлении



б - в кольцевом направлении

Рис. 7. Напряжения в сопоставлении методов МКЭ и КС, сечение  $C_5$  (выход АВО).

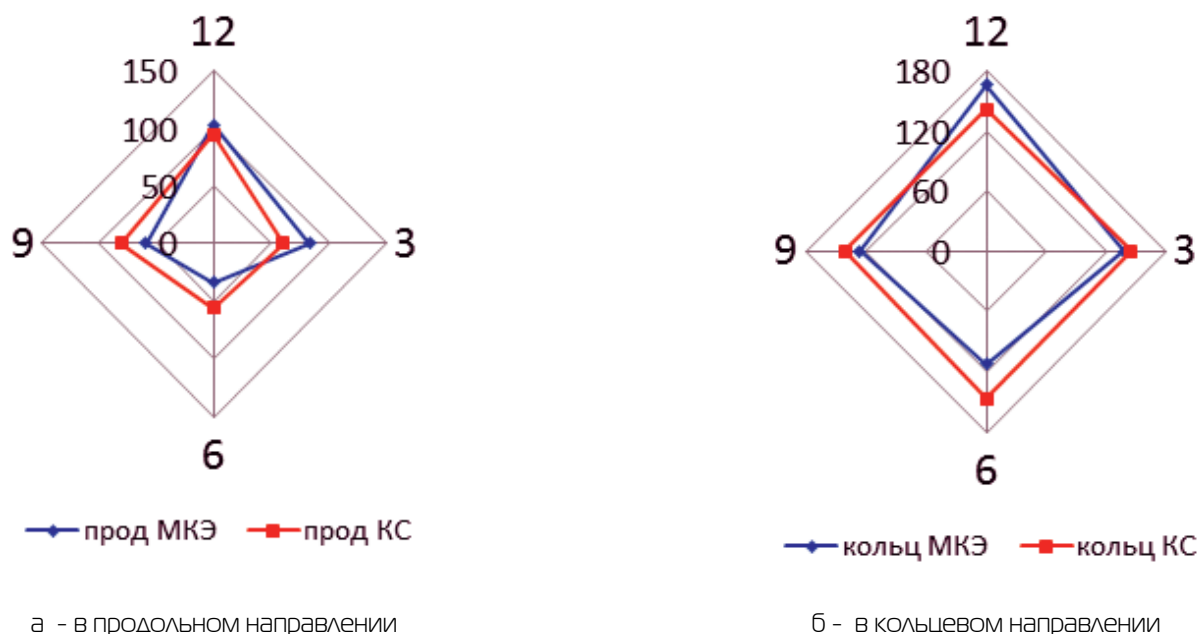


Рис. 8. Напряжения в сопоставлении методов МКЭ и КС, сечение  $C_6$  (выход АВО).

**Таблица 4.** Кольцевые -  $\sigma_k^i$  и продольные -  $\sigma_{np}^i$  - значения напряжения и коэффициенты  $a_i$ ,  $b_i$  и  $\bar{a}$ ,  $\bar{b}$ , сечения  $C_6$ , шестой секции АВО для ориентации 12 и 3 ч.

Исходные параметры						Результаты расчетов					
$n$ , п/п	Точка/ часовая ориентация	$\sigma_k^i$ , МПа (МКЭ)	$\sigma_{np}^i$ , МПа (МКЭ)	$H_{Ck}^i$ , А/м	$H_{Cnp}^i$ , А/м	$a_i$ , А/м	$\bar{a}$ , А/м	$b_i$ , А/м · МПа	$\bar{b}$ , А/м · МПа	$\sigma_k^i$ , МПа Расчет по КС	$\sigma_{np}^i$ , МПа Расчет по КС
1	Т. 6.1/ 12 ч	156,1	46,8	267	363	363,0	359,5	0,68	0,61	164,7	46,1
2	Т 6.2 3 ч	152,8	45,8	281	356	356,0	359,5	0,54	0,61	143,3	48,7

Приведенные выше результаты свидетельствуют о том, что сочетание методов аналитического расчета на основе МКЭ в линейно-упругой постановке, а также экспериментальных методов твердометрии и коэрцитиметрического анализа, позволяют адекватно описывать распределение как кольцевых, так и продольных напряжений в определенных точках трубопроводной обвязки на входе АВО. Развитие предложенного подхода позволит разработать экспресс

методику анализа напряженного состояния не только трубопроводной обвязки АВО, но и любой другой стержневой осесимметричной оболочки. При этом предполагается существенное сокращение времени полного экспресс анализа напряженного состояния с помощью предлагаемых инструментальных и расчетных методов как для выше рассмотренной механической системы, так и подобной ей, представляющих собой систему осесимметричных оболочек.

ЛИТЕРАТУРА

REFERENCES

1. Андронов И.Н., Кузьбожев А.С., Агинеи Р.В. Ресурс надземных трубопроводов. ч. 1: Факторы, ограничивающие ресурс. Стандартные методы испытаний. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2008. – 272 с.

1. Andronov I.N., Kuzbozhev A.S., Aginei R.V. The resource of above-ground pipelines. Part 1: Factors that limit the resource. Standard Test Methods. - Ukhta: Publishing house of the USTU, 2008. - 272 p.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

2. Андронов И.Н., Кузьбожев А.С., Агинеи Р.В. Ресурс надземных трубопроводов. ч. 2: Методы оценки кинетики усталостных и деформационных процессов. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2008. – 278 с.
3. Агинеи Р.В., Бердник М.М., Александров Ю.В. Исследование особенностей изменения магнитных параметров стали марки 17Г1С в условиях одноосной растягивающей нагрузки // Контроль. Диагностика – М.: ООО "Издательский дом "Спектр", 2011 - №1. - с. 22-26.
4. Агинеи Р.В., Андронов И.Н., Корепанова В.С. Анализ вида напряженного состояния газопроводных труб коэрциметрическим методом // Заводская лаборатория. Диагностика материалов – М.: ООО «Издательство «ТЕСТ-3Л», 2008 – №12. – т. 74. – с. 52-54.
5. Селезнев В.Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов.- М.: КомКнига, 2005.
6. ANSYS Basic Analysis Procedure Guide. ANSYSRel 17.1. - ANSYSInc, 2016.
7. ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмическое воздействие.
8. DIN 50150 Testing of metallic materials – conversion of hardness values [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://catalogue.normdocs.ru/?type=card&cid=com.normdocs.din.card.f3fd4c68877349055d6b3622058c9aa7>.

*REFERENCES (ending)*

2. Andronov I.N., Kuzbozhev A.S., Aginei R.V. The resource of above-ground pipelines. Part 2: Methods for estimating the kinetics of fatigue and deformation processes. - Ukhta: Publishing house of the USTU, 2008. - 278 p.
3. Aginei R.V., Berdnik M.M., Alexandrov Yu. V. Investigation of the features of the change in the magnetic parameters of 17G1S steel in conditions of uniaxial tensile load // Control. Diagnostics - M.: LLC "Izdatel'skij dom "Spektr", 2011 - №1. - p. 22-26.
4. Aginei R.V., Andronov I.N., Korepanova V.S. Analysis of the state of the stressed state of gas-conducting pipes by the coercimetric method // Factory laboratory. Diagnostics of materials, 2008 - №12. - v. 74 - p. 52-54.
5. Seleznev V.E. Fundamentals of numerical simulation of trunk pipelines. M .: KomKniga, 2005.
6. ANSYS Basic Analysis Procedure Guide. ANSYSRel 17.1. ANSYS Inc., 2016.
7. GOST 32388-2013 Pipelines technological norms and methods of calculation for strength, vibration and seismic action.
8. DIN 50150 Testing of metallic materials - conversion of hardness values [Electronic resource]. Access mode: <https://catalogue.normdocs.ru/?type=card&cid=com.normdocs.din.card.f3fd4c68877349055d6b3622058c9aa7>.

УДК 620.178.5:621.671, ВАК 05.02.13

# Анализ методов технической диагностики механических дефектов центробежных насосных агрегатов

<sup>1</sup>И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор; <sup>1</sup>Э.Х. Ягубов - доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой; <sup>1</sup>П.С. Шичёв – ассистент;

<sup>2</sup>В.И. Сёмин - доктор техн. наук, профессор, главный научный сотрудник

(<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет;  
<sup>2</sup>ОАО НПО «Буровая техника-ВНИИБТ»)

## Введение

В процессе эксплуатации энергосилового динамического оборудования на производственных объектах различных отраслей промышленности требуется обеспечивать выполнение мероприятий по мониторингу технического

состояния оборудования для предупреждения внезапных отказов, а также ведения стратегии ремонтов по фактическому техническому состоянию.

Центробежные насосные агрегаты (ЦНА) представляют значительную группу машин динамического типа и

составляют 35% всего оборудования предприятий. При этом доля отказов насосных агрегатов среди всего оборудования в промышленности составляет 11%. Отказы насоса в составе агрегата составляют 49%, а отказы энергетического оборудования порядка 30%, среди которых отказы электродвигателя составляют 15% [1, 2]. Отказ, согласно теории надежности, является событием, которое приводит к потере оборудованием способности выполнять установленную для него функцию, что создает угрозу срыва технологического процесса, опасности для персонала и финансовых потерь для предприятия.

В этой связи реализация методов технической диагностики ЦНА в процессе эксплуатации является важной производственной задачей.

**Механические дефекты ЦНА**

Основными причинами отказов насосных агрегатов являются: повышенная вибрация – 37%, дефекты уплотнений насоса – 31%, неисправности подшипников – 26% (см. рисунок 1) [1, 2]. Дефекты уплотнений не являются критическими и трудноопределяемыми. Их эффективное диагностирование сводится к визуальному контролю и анализу параметрических показателей работы насоса.

Повышенная вибрация отмечается как самая распространенная причина отказов ЦНА. Сама по себе вибрация представляет собой явление свойственное работе динамического оборудования. Рост вибрации характеризует изменение технического состояния оборудования и, как правило, является следствием зарождения и развития различного рода неисправностей.

В свою очередь повышение вибрации определяет дополнительное динамическое воздействие на узлы агрегата и вызывает их усиленный износ.

Вибрация является формой проявления действия колебательных сил в динамическом оборудовании различной природы. Преимущественный вклад в общий уровень вибрации оборудования вносят механические колебательные силы (см. таблицу 1).

Существование этих сил в оборудовании определяется его механикой, а при появлении характерных неисправностей (см. таблицу 1) происходит дополнительная модуляция сил и изменение уровня вибрации оборудования.

Механические колебательные силы связаны с множеством неисправностей. При этом неисправности подшипников представляют особый интерес при реализации процедуры диагностики, поскольку имеют



Рис. 1. Причины отказов ЦНА.

**Таблица 1.** Колебательные силы и, связанные с ними неисправности.

Природа силы	Вид силы	Основные характерные неисправности конструктивных элементов
Механическая	Центробежная сила (определяется смещенным центром масс)	Подшипниковые узлы: - дефекты изготовления и сборки; - дефекты эксплуатации (абразивный, усталостный износ дорожек, тел качения, сепараторов, вкладышей); - ослабление крепления опор; Соединительная муфта: - коленчатость и излом осей валов; - дефекты полумуфт; Ротор: - статическая, моментная, динамическая неуравновешенности (механический дисбаланс и дисбаланс от прогиба, в том числе, неуравновешенности конструктивных частей ротора: полумуфты, рабочие колеса); - нарушение целостности валов (трещины, усталостное выкрашивание, абразивный износ); - контакт вращающихся частей с неподвижными (трение ротора о статор в двигателе, торцевание в подшипнике, задевание рабочего колеса о стенки камеры); - нарушение соосности валов; Элементы опоры агрегата: - ослабление жесткости рамы; - просадка фундамента; - ослабление крепления агрегата к раме.
	Кинематическая сила (определяется движением тел по неровностям)	
	Параметрическая сила (определяется переменной жесткостью тел)	
	Ударная сила (определяется упругим взаимодействием и отклонением тел)	
	Сила сухого трения (определяется взаимодействием тел по неровностям на поверхностях контакта)	

скрытый характер дефектов и определяются множеством диагностических признаков, а сам подшипниковый узел в значительной степени определяет эксплуатационные показатели и ресурс ЦНА.

Поскольку наиболее распространенным элементом опор вращения роторного оборудования является подшипник качения, то в дальнейшем рассматриваются дефекты, свойственные подшипнику качения.

Дефекты подшипников качения можно разделить на две группы: дефекты изготовления и сборки подшипников и дефекты эксплуатации. Могут проявляться дефекты колец, тел качения, сепараторов, снижение жесткости в местах посадок, превышение номинальных значений зазоров, перекосы подшипника, всевозможные нарушения, связанные с обеспечением смазки подшипника [3]. Дефекты изготовления могут быть исключены на этапе входного контроля подшипников на предприятии-заказчике. Однако не является редкостью установка в агрегат дефектного подшипника и дальнейшая его эксплуатация. К тому же в процессе работы подшипник приобретает дополнительные эксплуатационные дефекты.

Наиболее распространенными дефектами подшипников качения являются: абразивный износ и усталостное выкрашивание дорожек внутреннего и наружного колец, тел качения, внутренней поверхности гнезд сепаратора, трещины и разрывы перемычек сепаратора [4].

Помимо неисправностей подшипников довольно часто встречается такой вид дефекта как повышенная несоосность валов электродвигателя и насоса в зоне их сопряжения в составе ЦНА. Подобный дефект может быть обусловлен как ошибками при сборке и вводе в эксплуатацию агрегата: погрешности при посадке полумуфта на валы, некачественная центровка валов, так и неисправностями других узлов агрегата: чрезмерный износ подшипников, прогиб вала, просадка фундамента [3]. Различают три вида несоосности валов в роторном оборудовании: радиальную, торцевую и смешанную.

Возникновение и развитие рассмотренных дефектов сопровождается существованием модулирующей механических колебательных сил (см. таблицу 1), действующих в трёх взаимно перпендикулярных направлениях: радиальном, осевом и тангенциальном, что определяет вибрационные колебания в различных плоскостях. В свою очередь силы, имеющие тангенциальную составляющую, т.е. действующие в касательном направлении к поперечному сечению вала, такие как кинематические, параметрические, ударные и силы трения определяют переменные напряжения от кручения в валах, крутильные колебания вала, связанные с угловой деформацией его линии в направлении действия силы, что обуславливает наличие пульсаций крутящего момента на валу машины.

Таким образом, процедура диагностической оценки технического состояния ЦНА при наличии рассмотренных механических дефектов сводится к анализу диагностических параметров, количественно определяющих проявления дефектов, такие как уровни вибрации и пульсаций крутящего момента на валу ЦНА.

#### **Методы технической диагностики ЦНА**

Минимизация количества внезапных отказов и реализация стратегии ремонтов оборудования по фактическому техническому состоянию обеспечиваются применением методов технической диагностики, которые предполагают регистрацию и анализ рабочих параметров оборудования с постановкой диагноза без вывода оборудования из эксплуатации.

В ГОСТ Р ИСО 17359-2015 содержатся сведения о перечне контролируемых параметров при технической диагностике ЦНА: температура узлов, напор и расход жидкости насоса, электрические параметры двигателя, потребляемая мощность, шум, вибрация, расход и давление масла, частицы износа в смазке и др. Задача технического диагностического контроля ЦНА решается следующими методами.

#### Контроль шумов

Предполагает мониторинг параметров шума, физически представляющего собой распространение упругих волн акустического диапазона, источниками которых, при работе насосных агрегатов, могут быть явления механического, гидродинамического и электромагнитного характера.

#### Контроль смазки

Выполняется оценкой размеров, отношения размеров, формы и концентрации частиц изнашиваемых деталей, обнаруживаемых в смазке, с характером износа, типом дефекта и остаточным временем работы механизма. Также анализ смазки предусматривает регулярный мониторинг качества смазочного материала и проверка его триботехнических свойств на соответствие требованиям ГОСТ.

#### Параметрический контроль

По большей части имеет своей целью определение фактических параметров КПД, напорной характеристики, мощности ЦНА и сравнении их с базовыми параметрами, полученными после монтажа, или капитального ремонта. Основная задача заключается в определении энергоэффективности работы ЦНА и прогнозировании ее снижения до критических показателей.

#### Температурный контроль

Может обеспечиваться контактными средствами измерения температуры поверхностей элементов конструкции ЦНА, либо бесконтактными средствами регистрации параметров температурного поля машины. Проводится в рамках оперативного и планового диагностических контролей с учетом требований ГОСТ и РД.

#### Вибрационный контроль

Является наиболее распространенным методом технической диагностики и входит в перечни обязательных работ при всех видах диагностических контролей ЦНА различных классов и назначений. Реализуется контактным способом путем установки измерительных преобразователей параметров вибрации на элементах корпуса ЦНА.

#### Электропараметрический контроль

Электропараметрический метод контроля входит в состав группы методов электрического неразрушающего контроля и основан на регистрации и анализе электрических параметров объекта диагностики. Такими параметрами для ЦНА могут являться параметры электрических цепей статора и ротора электродвигателя: фазные и линейные токи и напряжения, электрические сопротивления обмоток, частоты токов в обмотках, потенциалы точек обмотки статора.

Для оценки неисправностей при электропараметрическом контроле технического состояния ЦНА наиболее эффективным признается метод, основанный на анализе амплитудно-частотных спектров сигналов фазных токов и напряжений цепи питания электродвигателя. Результаты исследований метода представлены в методиках, диссертационных и других научных работах.

В методике [5] изложены рекомендации к выбору аппаратного обеспечения диагностического контроля

электродвигателей и приводимых машин, отражены диагностические параметры и признаки различных неисправностей, даны указания по определению пороговых значений контролируемых параметров. Согласно методике диагностическими параметрами являются амплитудные, или средние квадратические значения частотных составляющих относительные к значению главной гармоники амплитудно-частотного спектра тока фаз статора электродвигателя.

Труды [6, 7] содержат перечень диагностических признаков дефектов электродвигателей переменного тока, и, связанных с ними, механических устройств, где в качестве диагностических параметров приняты разности амплитуд частотных составляющих спектров модулей векторов парков токов [6] и спектров сигналов фазных токов [7] статора электродвигателя. Автором представлены принципиальные решения по созданию измерительной системы для осуществления метода диагностики.

В работах [8, 9, 10] представлены результаты исследований интегральных диагностических параметров, характеризующих техническое состояние электроприводного оборудования. Интегральные параметры формируются с учетом значений коэффициентов гармонических составляющих сигналов тока и напряжения [9, 10], и, дополнительно, значений температур подшипников и изоляции электродвигателя [8]. Также в работах отражены решения по аппаратурной реализации систем контроля технического состояния оборудования.

Анализ существующих разработок в области электропараметрического метода контроля технического состояния электроприводных насосных агрегатов анализом параметров спектров токов, а также ГОСТ Р ИСО 17359-2015, позволяет представить обобщенный порядок реализации контроля технического состояния оборудования рассматриваемым методом (см. рисунок 2).

Выбор типа системы контроля зависит от требований регламентов по периодичности диагностических контролей конкретной единицы оборудования, категории ответственности оборудования, возможностью информационно-измерительной сети объекта, и может предполагать стационарный, полустационарный и мобильный типы систем контроля.

Состав измерительной аппаратуры определяется типом системы контроля, значениями электрических параметров объекта контроля, характером подключения первичных преобразователей к цепи питания объекта и особенностями согласования сигналов в измерительной системе. Например, для мобильных систем контроля в качестве первичных преобразователей можно использовать портативные разъемные токовые клещи с аналоговым выходным сигналом, для полустационарных и стационарных систем - измерительные трансформаторы тока и датчики тока на эффекте Холла с нормируемым коэффициентом трансформации, датчики напряжения трансформаторного типа и на эффекте Холла с пропорциональным выходом, делители напряжения. В соответствии с [5] и ГОСТ ISO 20958-2015 точки подключения первичных преобразователей устанавливаются на линии питания электродвигателя в наиболее удобных местах: в коробке выводов электродвигателя, на участке кабеля от двигателя до распределительного узла (щита), в распределительном узле, как непосредственно к жилам кабеля, так и к вторичным цепям измерительных трансформаторов (при их наличии).

Диагностическими параметрами при контролях, как отмечалось ранее, могут выступать амплитудные, или

средние квадратические значения частотных составляющих относительные к значению главной гармоники амплитудно-частотного спектра тока фаз статора электродвигателя, либо интегральные параметры. На начальном этапе пороговые значения параметров можно определить по существующим рекомендациям [5] и ГОСТ ISO 20958-2015, а в дальнейшем – накапливать диагностические данные и выполнять корректировку значений. При этом в процессе диагностических контролей в случае изменения параметров режима работы насосного агрегата, например, регулирование напора и производительности насоса дросселированием потока, либо применением частотно-регулируемого привода, значимым является соответствующая корректировка значений диагностических параметров, что определено по ГОСТ 27518-87 и ГОСТ Р ИСО 17359-2015.

Измерения сигналов фазных токов и напряжений производится первичными измерительными преобразователями либо в одной фазе линии питания электродвигателя агрегата, либо во всех трех фазах. Второй вариант является более предпочтительным при диагностике ответственных установок, поскольку позволяет выявить дефекты электромагнитной системы и определить асимметрию токов и напряжений цепей двигателя [5]. При этом контроль параметров даже в одной фазе дает возможность определять большинство дефектов механического, гидродинамического и электромагнитного происхождения в насосных агрегатах.

Дальнейшие обработка и анализ сигналов тока и напряжения выполняются специализированными программно-аппаратурными средствами, и заключаются в возможной фильтрации сигналов фильтрами низких частот для исключения прохождения сигналов с частотой выше частоты Найквиста [6, 7], аналого-цифровом



Рис. 2. Порядок электропараметрического контроля технического состояния оборудования.



преобразовании сигналов, разложении сигналов в амплитудно-частотные спектры по алгоритмам быстрого (БПФ), или дискретного (ДПФ) преобразований Фурье, определении фактических значений диагностических параметров по спектрам и сравнение их с пороговыми, постановка диагноза и определение прогноза по заданным алгоритмам.

Для выполнения обозначенных операций в рамках оценки механических дефектов в насосных агрегатах электропараметрическим методом диагностики необходимо обеспечить диагностическую систему средствами контроля технического состояния. Аппаратурная часть системы контроля, в общем случае, должна включать в себя следующие элементы: первичные измерительные преобразователи (датчики) для получения исходного сигнала, устройства ввода/вывода, преобразования и обработки сигналов, компьютер для выполнения анализа преобразованного сигнала и аналитических операций с диагностической информацией (см. рисунок 3) [11].

Измерение сигнала, его обработка, преобразование и представление в доступной для анализа форме реализуется как отдельными устройствами, объединяемыми в одну измерительную систему, так и многофункциональной аппаратурой. Существуют следующие компоновки измерительных систем отдельными функциональными элементами: токоизмерительные клещи, либо разъемные токовые датчики, а также делители напряжения, либо трансформаторы напряжения с аналого-цифровым преобразователем и компьютером [6, 7]; бесконтактные датчики тока и делители напряжения с аналого-цифровым преобразователем Zet 210 и компьютером [9]; измерительные трансформаторы тока, токовые клещи и гибкие токовые трансформаторы на немагнитных каркасах (пояс Роговского) с анализатором спектра и компьютером [5]. Измерительные системы с многофункциональной аппаратурой могут организовываться на базе измерителей и анализаторов показателей количества и качества электрической энергии AR5, Ресурс-UF2М [10], либо энерготестеров ПКЭ [8] с измерительными преобразователями видов токовых клещей классами точности 0,5 и 1, и проводами с зажимами типа «крокодил».

Электропараметрический метод контроля неисправностей ЦНА анализом амплитудно-частотных спектров токов и напряжений цепи питания электродвигателя представляет интерес для исследователей, что подтверждается наличием современных разработок, направленных на решение задач аппаратного, программного и методического обеспечения метода. Рассматриваемый метод имеет практическую значимость в области технической диагностики динамического оборудования, определяемую высокой информативностью диагностических признаков и доступностью выполнения измерений сигналов с диагностической информацией в удалении от объекта контроля с привязкой к линии питания электродвигателя, что особо актуально для труднодоступных агрегатов, например, погружных электроприводных насосов, и установок, эксплуатируемых при воздействии сильных загрязнений и в тяжелых климатических условиях [5, 6, 7, 8, 9, 10, 12].

Надо отметить, что требованиями ГОСТ 27518-87 установлены обязательные компоненты

диагностического обеспечения изделия, к которым относится номенклатура диагностических параметров и их характеристик (номинальные, допускаемые значения, точки ввода, точки контроля и т.д.), методы, средства и правила технического диагностирования. При этом методы диагностирования включают в себя такую составляющую как правила определения структурных параметров объекта (в том числе рабочие характеристики объекта), а правила диагностирования должны включать в себя указания по режиму работы изделия при диагностировании. В свою очередь в ГОСТ Р ИСО 17359-2015 определены факторы, принимаемые во внимание при составлении программ контроля состояния оборудования, среди которых отмечены рабочие характеристики и выходные параметры работы. В случае ЦНА к основным рабочим и структурным параметрам могут быть отнесены, развиваемые насосом напор и производительность, а также конструктивные параметры агрегата, такие как тип насоса (консольный, с двойным входом, многосекционный), разновидность сопряжения валов, развиваемые мощности насоса и электродвигателя.

### Выводы

1. Электропараметрический метод контроля состояния оборудования на основе анализа амплитудно-частотных спектров токов и напряжений статора электродвигателя может эффективно использоваться для диагностики механических дефектов ЦНА, в особенности при контроле труднодоступных машин и агрегатов, работающих в условиях усиленного воздействия внешних факторов.

2. Анализ существующих разработок по электропараметрическому методу диагностики, рассматриваемому для контроля механических неисправностей ЦНА, с точки зрения учета в методиках требований нормативной документации показал следующее:

- разработки содержат диагностические признаки неисправностей, виды и способы измерения и расчета диагностических параметров, при этом допускаемые или пороговые количественные значения параметров, либо определены для отдельных единиц оборудования, либо указаны общие подходы к их определению и корректировке уже в процессе диагностических контролей, что не в полной мере решает задачу нормирования значений диагностических параметров для классификации состояния оборудования, как, например, это реализовано в вибрационных методах контроля насосных агрегатов по СА 03-001-05, ГОСТ Р 55265.7-2012 и ГОСТ Р ИСО 10816-3-99;

- отмечается расхождение в существующих рекомендациях по пороговым значениям параметров: по ГОСТ ISO 20958-2015 дефект высокого уровня может определять разность амплитуд основной и информативной гармоники в спектре тока значением 50 дБ, в свою очередь по

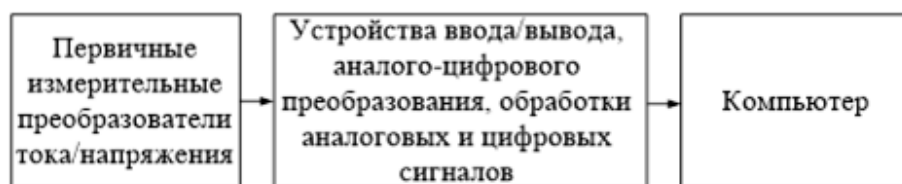


Рис. 3. Обобщенная структура аппаратурной части системы контроля

методике [5] на начальном этапе диагностики рекомендуется определять сильный дефект при разности в 34-30 дБ;

- отсутствуют исследования диагностических параметров и признаков для разных уровней дефектов при изменении рабочих и структурных параметров агрегатов, что является важным как на этапе подготовки методики к

использованию, так и в процессе реализации диагностических контролей на конкретном оборудовании.

Отмеченные аспекты определяют актуальность и значимость исследований по разработке электропараметрического метода диагностики механических дефектов ЦНА путём анализа амплитудно-частотных спектров токов и напряжений статора электродвигателя.

ЛИТЕРАТУРА

REFERENCES

1. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 475 с.
2. Писаревский В.М. Эксплуатация и диагностика насосных агрегатов магистральных нефтепроводов. учеб. пособие. – М.: Нефть и газ, 2004. – 126 с.
3. Ширман А.Р., Соловьев А.Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования. – М.: Наука, 1996. – 276 с.
4. Савченко А.Л., Минченя Н.Т. Исследование износа радиально-упорных шарикоподшипников. // Вестник Белорусского национального технического университета. – Минск: Белорусский национальный технический университет, 2006. – №3. – с. 60-64.
5. Барков А.В., Баркова Н.А., Борисов А.А., Федорищев В.В., Грищенко Д.В.. Методика диагностирования механизмов с электроприводом по потребляемому току. – Санкт-Петербург: НОУ «Севзапучцентр», 2012. – 68 с.
6. Петухов В.С. Способ диагностики электродвигателя переменного тока и связанных с ним механических устройств // патент России №2339049. - 2007. опубл. 20.11.2008. - бюл. №32.
7. Петухов В.С., Соколов В.А., Григорьев О.А., Великий С.Н., Михель А. А. Способ диагностики электродвигателей переменного тока и связанных с ними механических устройств // патент России №2300116. – 2005. - опубл. 27.05.2007, Бюл. №15.
8. Баширов М.Г., Миронова И.С. Разработка интегральных критериев для оценки технического состояния и ресурса машинных агрегатов нефтегазового производства // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКР, 2015. – №1. – с. 46-55.
9. Самородов А.В. Разработка электромагнитного спектрального метода оценки поврежденности взрывозащищенных машинных агрегатов: дис. ... канд. техн. наук – Уфа. - 2012. – 159 с.
10. Шикунов В.Н. Разработка методов повышения безопасности эксплуатации машинных агрегатов нефтегазовых производств с электрическим приводом: дис. ... канд. техн. наук – Уфа. - 2008. – 146 с.
11. Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Шичёв П.С., Игнатьев К.Г. Устройство технической диагностики электроприводного насосно-компрессорного оборудования // патент России №165733. – 2015. - опубл. 10.11.2016, Бюл. №31.
12. Матаев Н.Н., Кулаков С.Г., Никончук С.А. Способ определения технического состояния электропогружных установок для добычи нефти // патент России №2213270. – 2001. - опубл. 27.09.2003, бюл. №27.

1. Gumerov A.G., Gumerov R.S., Akberdin A.M. EHkspluaciya oborudovaniya nefteperekachivayushchih stancij. – M.: LLC «Nedra-Biznescentr», 2001. – 475 p.
2. Pisarevskij V.M. EHkspluaciya i diagnostika nasosnyh agregatov magistral'nyh nefteprovodov. ucheb. posobie. – M.: Neft' i gaz, 2004. – 126 p.
3. SHirman A.R., Solov'ev A.B. Prakticheskaya vibrodiagnostika i monitoring sostoyaniya mekhanicheskogo oborudovaniya. – M.: Nauka, 1996. – 276 p.
4. Savchenko A.L., Minchenya N.T. Issledovanie iznosa radial'no-upornyh sharikopodshipnikov. // Vestnik Belorusskogo nacional'nogo tekhnicheskogo universiteta. – Minsk: Belorusskij nacional'nyj tekhnicheskij universitet, 2006. – №3. – p. 60-64.
5. Barkov A.V., Barkova N.A., Borisov A.A., Fedorishchev V.V., Grishchenko D.V.. Metodika diagnostirovaniya mekhanizmov s ehlektroprivodom po potrebyaemomu toku. – Sankt-Peterburg: NOU «Sevzapuchcentr», 2012. – 68 p.
6. Petuhov V.S. Sposob diagnostiki ehlektrovdigatelya peremennogo toka i svyazannyh s nim mekhanicheskikh ustrojstv // patent Russia №2339049. - 2007. opubl. 20.11.2008. - byul. №32.
7. Petuhov V.S., Sokolov V.A., Grigor'ev O.A., Velikij S.N., Mihel' A. A. Sposob diagnostiki ehlektrovdigatelye peremennogo toka i svyazannyh s nimi mekhanicheskikh ustrojstv // patent Russia №2300116. – 2005. - opubl. 27.05.2007, Byul. №15.
8. Bashirov M.G., Mironova I.S. Razrabotka integral'nyh kriteriev dlya ocenki tekhnicheskogo sostoyaniya i resursa mashinnyh agregatov neftegazovogo proizvodstva // Nauchnye trudy NIPI «Neftegaz» GNKR, 2015. – №1. – p. 46-55.
9. Samorodov A.V. Razrabotka ehlektromagnitnogo spektral'nogo metoda ocenki povrezhdennosti vzryvozashchichennyh mashinnyh agregatov: dis. ... kand. tekhn. nauk – Ufa. - 2012. – 159 p.
10. SHikunov V.N. Razrabotka metodov povysheniya bezopasnosti ehkspluacii mashinnyh agregatov neftegazovyh proizvodstv s ehlektricheskim privodom: dis. ... kand. tekhn. nauk – Ufa. - 2008. – 146 p.
11. YAgubov Z.H., YAgubov E.H.Z., SHichyov P.S., Ignat'ev K.G. Ustrojstvo tekhnicheskoy diagnostiki ehlektroprivodnogo nasosno-kompressorного oborudovaniya // patent Russia №165733. – 2015. - opubl. 10.11.2016, Byul. №31.
12. Mataev N.N., Kulakov S.G., Nikonchuk S.A. Sposob opredeleniya tekhnicheskogo sostoyaniya ehlektropogruzhnyh ustanovok dlya dobychi nefiti // patent Russia №2213270. – 2001. - opubl. 27.09.2003, byul. №27.

# Эволюция Вселенной и происхождение сил тяготения

В.И. Иванников – доктор техн. наук

«Не должно принимать в природе иных причин, сверх тех, которые необходимы и достаточны для объяснения явлений. Ибо природа проста и не роскошествует излишними причинами».

И. Ньютон

Идея эфира вместо вакуума завораживает пытливые умы и, прежде всего, в попытках объяснить природу сил тяготения тел друг к другу в обыденной практике и в масштабах Вселенной.

Наиболее ранние письменные свидетельства об устройстве материи и вакуума известны нам из работ философов Китая и Греции. И сегодня идея эфира развивается в разных вариантах [1, 2 и др.].

Великий И. Ньютон оставил нам свой 2-ой закон, который говорит, что все материальные тела притягиваются друг к другу с силой пропорциональной их массам и обратно пропорциональной квадрату расстояния между ними:

$$F = G \cdot \frac{M_1 \cdot M_2}{R_{1-2}^2}$$

где  $F$  – сила гравитационного притяжения;

$M_1, M_2$  – масса материальных точек;

$R_{1-2}$  – расстояние между материальными точками;

$G$  – гравитационная постоянная ( $G = 6,67408 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/\text{кг} \cdot \text{с}^2$ ).

Эта сила определяет лишь гравитационное взаимодействие объектов во Вселенной и не более того.

И. Ньютон так сформулировал свой знаменитый закон, что остается только восхищаться его безупречностью. Жаль, что из него нельзя вытащить физическую сущность природы тяготения. Сам автор писал: «Причину этих свойств силы тяготения я не мог до сих пор вывести из явлений, гипотез же я не измышляю. Довольно того, что тяготение на самом деле существует и действует согласно изложенных нами законов и вполне достаточно для объяснения всех движений небесных тел и моря».

Вместе с тем тяготение тел должно иметь какую-то физическую основу. Мы её пока не открыли, но вправе домыслить, опираясь на современные знания, ибо она суть всего мироздания.

Трудно вообразить, что вся видимая часть Вселенной охвачена одним полем тяготения, подобно паутине.

Не подвергая сомнению факт Большого Взрыва (доказательства достаточны), можно сделать вывод, что в результате разлета и разделения фрагментов

некогда единого целого произошел разрыв общего поля тяготения, и оно приобрело локальный характер в пределах звёздных скоплений (галактик).

Темная материя появилась после Большого Взрыва, охлаждения и фрагментации горячей Вселенной из того же вещества, из которого состояло первобытное «яйцо».

Если всё, что мы видим, возникло из ничего, то наше сознание не воспринимает такое начало Вселенной. Это математическая абстракция. Кроме того, как ничто может взорваться?

Другой вариант – допущение изначального сверхплотного сгустка материи – первоначального атома или первобытного «яйца».

Первоначальный атом, каким бы его не представить, не мог быть эквивалентен всей массе Вселенной, которую мы знаем. Следовательно, размеры скрытой и сконцентрированной материи были достаточно велики, поэтому мы предполагаем существование первобытного «яйца». Его содержание – предельно спрессованные нейтральные элементы. Это могли быть нейтроны, ибо они составляют сегодня основную массу явной и темной материи Вселенной.

Мы не знаем, почему произошел Большой Взрыв, но знаем, что он случился 13,7 миллиардов лет назад. Хронология (таблица 1) основных событий развития Вселенной, начиная с состояния сингулярности и Большого Взрыва, в современной космологии расписана в следующем порядке [Википедия].

Мы наблюдаем разлет галактик, процессы звёздообразования в галактиках, умирание и взрывы звёзд, скупивание звёздных скоплений. Мы имеем рядом звезду – Солнце, которую можно изучать и которая владеет системой планет.

Загадкой остается природа сил тяготения.

На начальных этапах разлёта фрагменты (будущие галактики) содержали сгустки нейтронной материи (нейтронные звёзды, «черные дыры») и нейтронный газ, как связующее вещество. Названия нейтронные звёзды и «черные дыры» мы здесь употребляем как общепринятые термины. Фактически это были нейтронные сгустки

**Таблица 1.** Хронология основных событий развития Вселенной.

Время	Эпоха	Событие	Время от сегодняшнего момента, млрд. лет
0	Сингулярность	Большой взрыв	
0 - $10^{-43}$ с	Планковская эпоха	Рождение частиц	13,7
$10^{-43}$ - $10^{-35}$ с	Эпоха Великого объединения	Отделение гравитации от объединённого электрослабого и сильного взаимодействия. Возможное рождение монополей. Разрушение Великого объединения.	13,7
$10^{-35}$ - $10^{-32}$ с	Инфляционная эпоха	Вселенная экспоненциально увеличивает свой радиус на много порядков. Структура первичной квантовой флуктуации, раздуваясь, даёт начало крупномасштабной структуре Вселенной Вторичный нагрев.	13,7
$10^{-32}$ - $10^{-12}$ с	Электрослабая эпоха	Вселенная заполнена кварк-глюонной плазмой, лептонами, фотонами, W- и Z-бозонами, бозонами Хиггса. Нарушение суперсимметрии.	13,7
$10^{-12}$ - $10^{-6}$ с	Кварковая эпоха	Электрослабая симметрия нарушена, все четыре фундаментальных взаимодействия существуют раздельно. Кварки ещё не объединены в адроны. Вселенная заполнена кварк-глюонной плазмой, лептонами и фотонами.	13,7
$10^{-6}$ - 100 с	Адронная эпоха	Адронизация. Аннигиляция барион -антибарионных пар.	13,7
100 секунд - 3 минуты	Лептонная эпоха	Аннигиляция лептон-антилептонных пар. Распад части нейтронов. Вещество становится прозрачным для нейтрино.	13,7
3 минуты - 380000 лет	Протонная эпоха	Нуклеосинтез гелия, дейтерия, следов лития-7 (20 минут). Вещество начинает доминировать над излучением (70 000 лет), что приводит к изменению режима расширения Вселенной. В конце эпохи (380 000 лет) происходит рекомбинация водорода и Вселенная становится прозрачной для фотонов теплового излучения.	13,7
380000 - 550 млн лет	Тёмные века	Вселенная заполнена водородом и гелием, реликтовым излучением, излучением атомарного водорода на волне 21 см. Звёзды, квазары и другие яркие источники отсутствуют.	13,15
550 млн - 800 млн лет	Реионизация	Образуются первые звёзды, квазары, галактики, скопления и сверхскопления галактик. Реионизация водорода светом звёзд и квазаров.	12,7
800 млн лет - 8,9 млрд лет	Эра вещества	Образование межзвёздного облака, давшего начало Солнечной системе.	4,8
8,9 млрд лет - 9,1 млрд лет		Образование Земли и других планет нашей Солнечной системы, затвердевание пород.	4,6

разной плотности. Они стали потом зародышами будущих звёзд и звёздных скоплений.

Звёздорождение началось, когда в результате бета-распада свободных нейтронов появились протоны и электроны, которые путем рекомбинации образовали облака атомарного водорода. При этом нейтрино улетучились в окружающее пространство. Нейтронные капельные сгустки стягивали на себя водород и зажигали первые звёзды.

Бета-распад нейтронов был обнаружен при изучении радиоактивного излучения. При изучении движения бета-лучей под влиянием магнитных сил установлено, что они состоят из отрицательно заряженных электронов. Это означает, что при самопроизвольном распаде ядра атома радиоактивного элемента, находящиеся там связанные нейтроны, превращаются в протоны и электроны. Последние испускаются наружу в виде бета-лучей.

На этапе ранней Вселенной облака нейтронов составляли основную массу материи. Через 380 тысяч лет после Большого Взрыва космос остыл до 3000 °С. Через 100 миллионов лет возникли первые карликовые галактики, внутри которых через 300 миллионов лет стали вспыхивать первые, редкие звёзды. Звёзды зажглись, когда часть нейтронных облаков преобразовалась в облака водорода в результате стягивания нейтронного газа сгустками нейтронов (невидимыми нейтронными звёздами). Сильное вращение нейтронных сгустков породило вихри в нейтронной среде (космические коллайдеры), которые превращали свободные нейтроны среды в протоны, электроны и нейтрино. Рекомбинация протонов и электронов производила атомарный водород.

Мы и сегодня наблюдаем работу космических коллайдеров в виде гигантских выбросов вещества – джетов.

Формирование звёзд начинается с аккреции водорода на нейтронные сгустки, а завершается с началом термоядерного горения. После этого звезда вспыхивает и начинает излучать свет, но остается стяжателем нейтронной среды из галактического газа, что создает силы тяготения. Стягивание потоков нейтронного газа и их взаимодействие с испарениями водорода телом звёзды собственно и создает световое излучение в короне любой звезды.

Расширение Вселенной привело к образованию множества разрозненных галактик, между которыми гравитационная связь была нарушена. Этим объясняются сегодня скорости удаления крайних галактик, близкие к скорости света.

Помимо сжатия их до состояния квазаров, они приобрели ускорение, постепенно освобождаясь от тяготения вслед летящих звёздных объектов.

Гравитационная постоянная  $G$  сил тяготения в разных галактиках разная. При встречах и взаимодействиях галактик побеждает более сильное поле тяготения. Это приводит, как правило, к образованию вихревых структур – спиральных галактик (см. фото 1, 2, 3). В дальнейшем из них образуются эллиптические и шаровые скопления звёзд (фото 4 а, б, в).

Галактику мы считаем базовым объектом для модельного представления механизма гравитации. Галактики появились как фрагменты разрыва некогда общего целого (первобытного «яйца»). Сегодня, они существуют как обособленные звёздные скопления.



Фото 1. Столкновение Галактик.

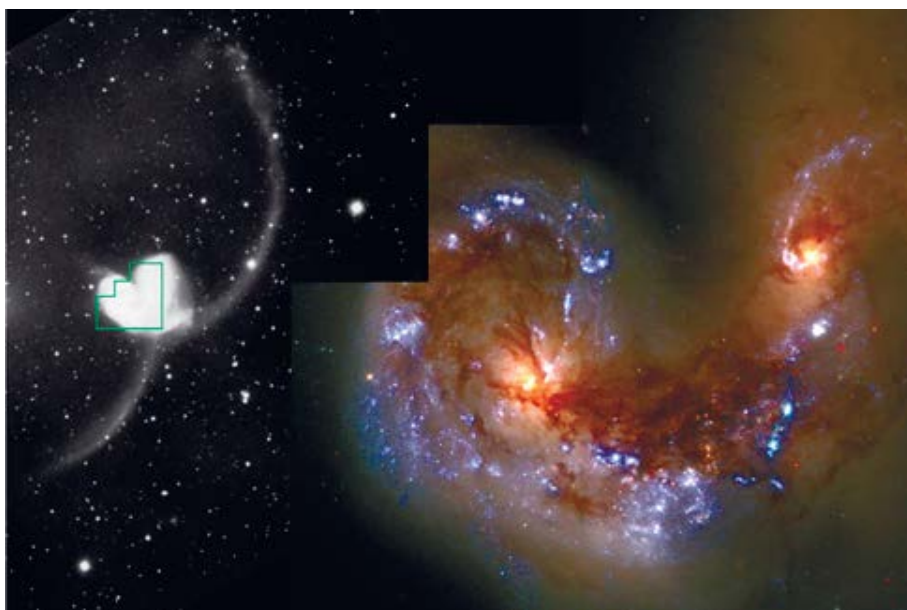


Фото 2. Галактики Антенны – NGC 4038 и NGC 4039. Слева изображение с большим углом зрения, справа – увеличенное изображение ядер галактик – фрагмента (Википедия).

### ХАРАКТЕРИСТИКА НЕЙТРОННОГО ГАЗА

Нейтронный газ является плотной средой подобия жидкости, но его частицы (нейтроны) не взаимодействуют друг с другом, поэтому он обладает свойствами сверхтекучести (т.е. у него отсутствует трение при движении) и сверхпроводимости для электромагнитных колебаний.

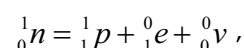
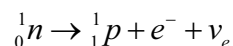
Учитывая эти свойства, нейтронный газ поддерживает в своем облаке (галактике) повсеместную изотропную плотность.

Нейтронные сгустки в виде нейтронных звёзд и «черных дыр», находящиеся внутри нейтронного облака, стягивают свободные нейтроны на себя. Вокруг них формируются вихревые структуры, где происходит бета-распад свободных нейтронов и образование атомарного

водорода. Последний аккрецируется сгустками, которые являются зародышами звёзд, обладающими тяготеющей массой.

Разряжение нейтронного газа между двумя и более сгустками восполняется притоком его извне, что приводит к сжатию всего газового облака (рис. 1). Таким образом, проявляются силы тяготения, охватывающие всю область галактики.

Нейтронные сгустки (звезды) с плотностью порядка  $10^{17}$  кг/м<sup>3</sup> стали зародышами обычных звёзд. Имея сильное магнитное поле ( $10^{12} - 10^{13}$  Гс) и частоту вращения в несколько сотен оборотов в секунду, они создавали вокруг себя вихревую зону (рис. 2). В этой зоне происходил бета-распад свободных нейтронов газовой среды:



и рекомбинация протонов и электронов с образованием атомарного водорода.

Вихревая аккреция водорода на нейтронный зародыш была началом формирования тела обычных звёзд. Давление внешней среды на вихревую зону с пониженной плотностью вещества уплотняло водородную атмосферу протозвёзд до жидкого состояния.

Звёздная масса уплотняется и разогревается. При достижении необходимых PVT-условий внутри протозвезды начинаются термоядерные реакции нуклеосинтеза, отчего она загорается. С этих пор устанавливается динамическое равновесие: выкипающий водород, захватывая внешние свободные нейтроны, превращается в дейтерий и тритий с выделением в короне огромной энергии излучения и тепла. Кванты светового излучения отражаются от жидкого тела звёзды и распространяются в окружающее пространство.

Таким образом, звёзды преобразуют тёмную материю в сложные формы вещества и излучение.

Вихревая зона (рис. 3 а, б) может охватывать большую область вокруг звезды, которая, например, может превышать размер Солнечной системы. Внутри неё в определенных случаях формируется планетное окружение звезды [5].

Свет далеких звёзд пробивается сквозь нейтронную среду галактик до того, как вырваться в пустое пространство и, может быть, поэтому краснеет. Мы находим здесь альтернативную причину смещения спектра в красную сторону. Особенно это относится к квазарам (сверхзвёздам), у которых красные смещения в 10-20 раз больше чем у обычных галактик. На наш взгляд сильное сгущение нейтронной среды в квазарах сильно тормозит их излучение. В этой редакции расчётные



Фото 3. Эллиптическая галактика в центре радиогалактики Центавр А. Галактику пересекает тёмная полоса – это облака, поглощающие свет газопылевой среды. Такие облака имеются обычно в дисках спиральных галактик. Имеется предположение, что эта галактика представляет собой результат столкновения двух галактик – эллиптической и спиральной.



Фото 4, а. Одно из шаровых скоплений нашей Галактики.

скорости удаления квазаров многократно завышены. Швейцарский астроном Роберт Джулиус Трюмплер, открывший ослабление светового потока от звёзд к Земле, в начале прошлого века подтвердил торможение фотонов. Позднее выяснилось, что свет от голубых звёзд теряется интенсивнее, чем от красных.

В нашей интерпретации молодые (голубые) звёзды рождены в более густой нейтронной среде, чем старые (красные), и поэтому их излучение теряется больше.

Модель формирования звезды, показанная на рис. 3, дает основание признать, что после того как зажглось наше Солнце, аккреция водорода на зародыш прекратилась, а вихревое вращение нет. Тогда вокруг звезды стали закручиваться отдельные вихри (рис. 4), внутри которых появились зачатки планет (протопланеты).



Фото 4, б. Звёздное скопление М 69 в созвездии Стрельца.



Фото 4, в. Звёздное скопление NGC 5139 в созвездии Центавр.

Здесь не отменяется взрыв спарринг-партнера Солнца – старой звезды Прамы, прах которой содержал синтезированные химические элементы широкого диапазона до урана и тория включительно и был унаследован Солнцем в дисперсном состоянии в виде газопылевой небулы [5].

Затравками протопланет послужили капли железного нутра Прамы, вокруг которых образовались локальные вихри.

В 1884 году французский метеоролог и астроном Э. Фай привлекал идею локальных вихрей для объяснения зарождения планет и спутников Солнечной системы, однако она не получила поддержки в научном сообществе.

Поскольку горение звезды продолжается с поглощением нейтронов внешней среды, силы её тяготения сохраняются. При образовании новых звёзд появляются новые очаги стяжения нейтронной среды.

В финальной части сжатия галактик тяготение собирает все звёзды в один большой конгломерат (сверхзвезду - квазар – фото 5). Пульсирующее излучение квазаров подобно работе импульсного квантового генератора: внутри них чрезмерные силы сжатия борются со световым давлением

Теперь раскроем физическую сущность собственно сил тяготения.

М.В. Ломоносов, Леонард Эйлер, Рене Декарт и Гюйгенс не соглашались с И. Ньютоном. В частности Л. Эйлер писал: *«Тяжесть есть действие тонкой материи. Естественней думать, что два значительно удаленных друг от друга тела сближаются при посредстве какого-нибудь вещества, чем предполагать, что они притягиваются внутренними силами без посредства промежуточной среды. По крайней мере, только первое мнение согласуется с прочими нашими опытными данными»*. Мнение же ньютоновцев о действии тяготения на расстоянии без посредствующей среды он сравнивал с влиянием «духов» и в сочинении «Теория движения твердых тел» писал по этому поводу: *«В задачи механики не входит решать, могут ли духи влиять на тела и изменять их состояние»*.

Понятие поля тяготения ничего нового не добавляет к пониманию механизма гравитационного взаимодействия тел, прежде всего в космических масштабах.

Наблюдаемый процесс скупивания звёзд позволяет сделать вывод, что в области галактик действуют силы притяжения, направленные к общему центру. Таким центром по современным представлениям является сверхбольшая «черная дыра», вероятно собранная из больших окрестных дыр.

Как же реализуются силы притяжения?

По нашему мнению гравитация непосредственно связана с изотропным сжатием нейтронного газа, который заполняет все пространство галактики (рис. 4). Нейтронный газ – часть темной материи, которую мы не видим и которая объявляется, когда переходит в водород. Именно этот переход заставляет нейтронный газ, как среду, вмещающую реальные объекты, сжиматься. При этом

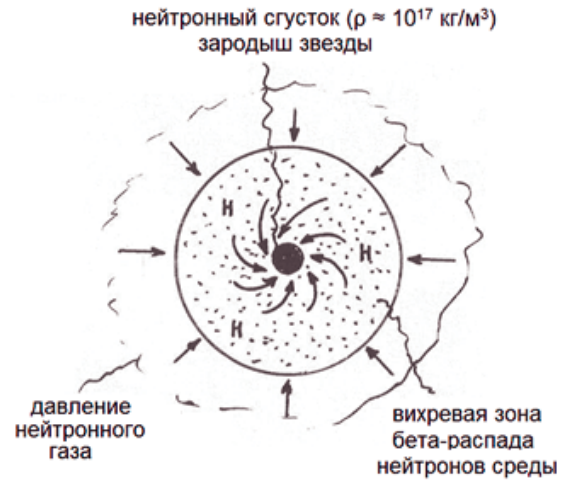
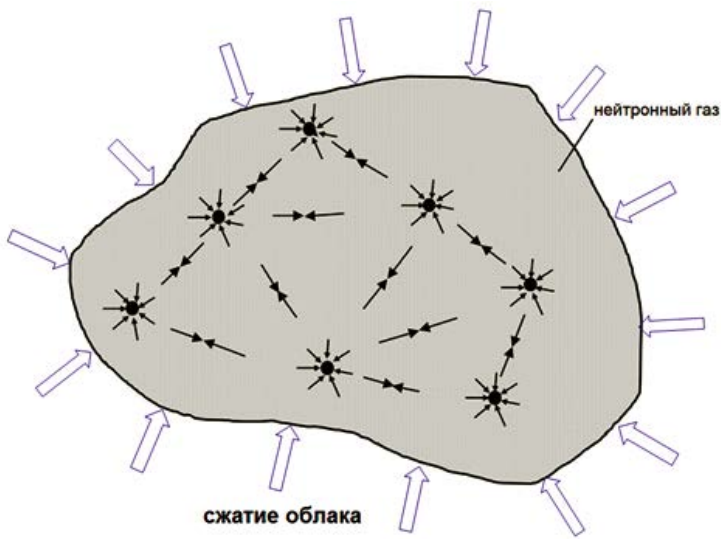


Рис. 1. Облако-галактика.

Рис. 2. Образование звезды.

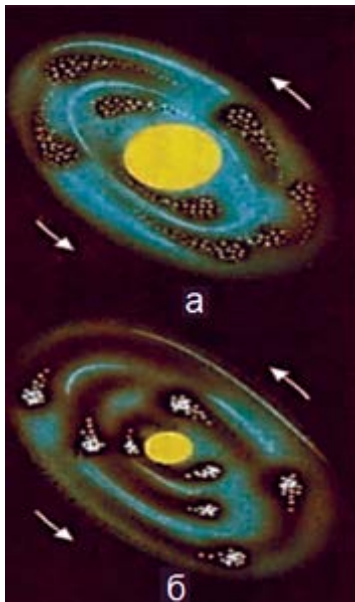


Рис. 3. Образование Солнечной системы: а – газопылевое облако вокруг Солнца; б – образование протопланет в газопылевом облаке за счёт локальных вихрей.

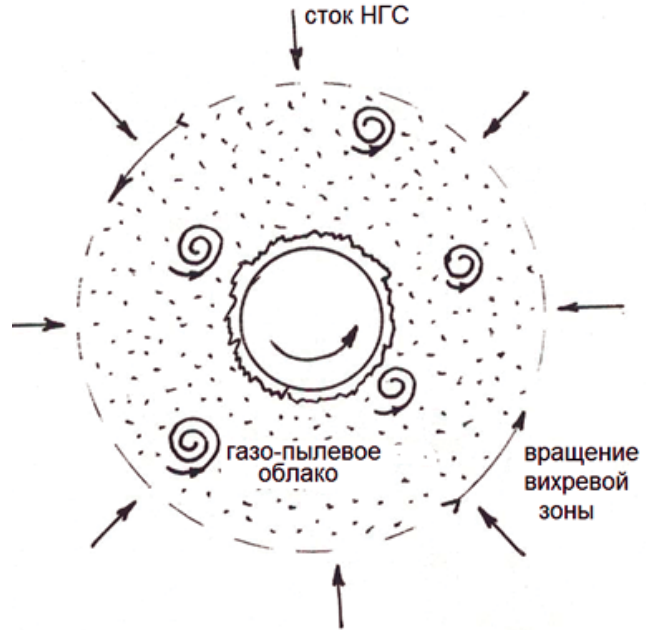
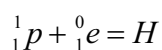
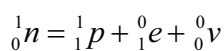
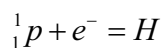
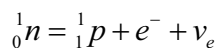


Рис. 4. Процесс образования протопланет вокруг Солнца.

появляются силы, стягивающие звёзды и другие тела между собой и общим центром. Они и есть то, что мы называем гравитацией.

Водород, возникающий после бета-распада нейтронов и рекомбинации отходов (протонов и электронов):



Посредством вихревых движений среды вокруг зародышей звёзд (нейтронных сгустков) водород осаждается на них. Таким образом, формируется тело звезды и её поле тяготения.

Наращивание водородной оболочки [4] идет до момента зажигания термоядерных реакций, когда звезда начинает гореть, испуская свет (рис. 5).

После выгорания всех видов топлива звезда либо взрывается, освобождая гравитирующее нейтронное ядро, либо тихо умирает, превращаясь в скрытую массу, поскольку мы видим лишь излучающие объекты Вселенной.

Попытки объяснить силы тяготения действием промежуточной среды делались неоднократно уже в 18 веке.



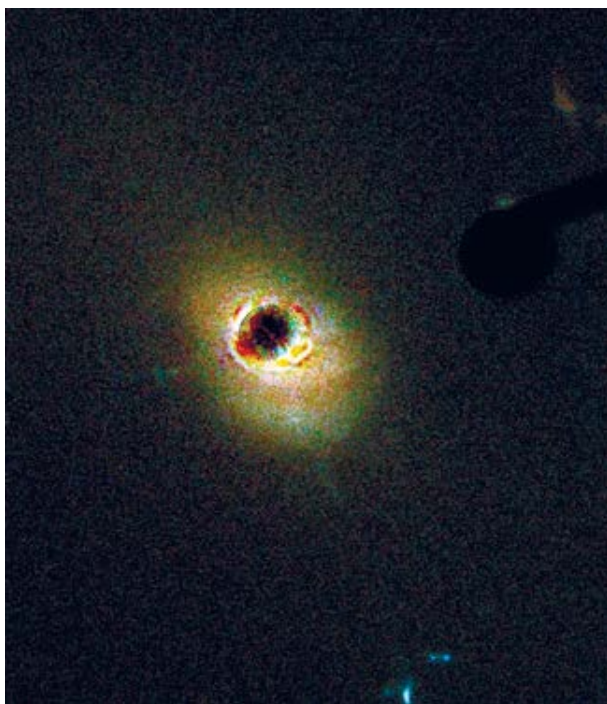


Фото 5. Квазар 3С 273. Снимок космического телескопа «Хабл».

Одна из удачных гипотез принадлежит физику Лесажу (1724-1803 гг.). Он предположил, что пространство наполнено тонкой материей, атомы которой несутся с большой скоростью в различных направлениях и производят давление на поверхности встречающихся на пути тел. Если тело изолировано в пространстве, то силы давления на него со всех сторон взаимно уравновешиваются. Когда же в пространстве находятся два тела, то часть потока атомов, несущихся по направлению от одного тела к другому, задерживается. Вследствие этого оба тела испытывают избыточное давление в направлении к другому телу. Это давление и заставляет тела сближаться.

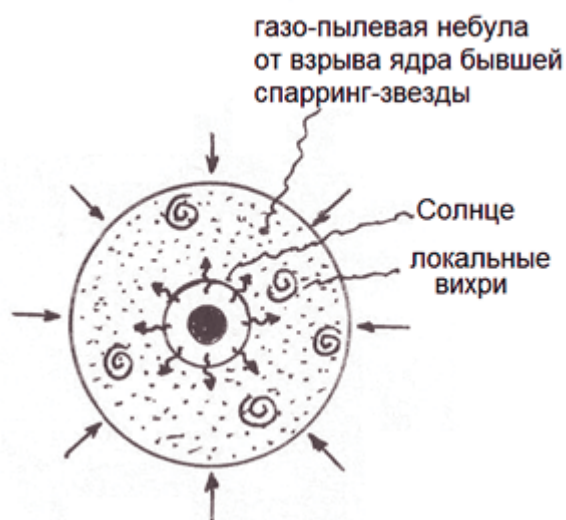


Рис. 5 Момент зажигания Солнца.

Лесажа сумел доказать, что при этом справедлив закон всемирного тяготения, а также получают объяснение механические законы сложения скоростей, свободного падения тел и равенство действия противодействию. Однако такая гипотеза была холодно встречена физиками и астрономами и осталась как исторический прецедент.

Автор убежден в том, что природа и механизм действия сил тяготения должны вытекать из общей концепции развития Вселенной, а не быть случайной догадкой, пусть и как-то обоснованной.

Сжатие облака нейтронного газа внутри галактики идет медленно со времен его обособления, поэтому силы тяготения перманентно возрастают. При этом все тела, заключенные внутри, стягиваются между собой и с центральным ядром. В общем, говоря, силы тяготения имеют объёмный характер и представляют собой «мягкую» силу, связующую все тела, находящиеся в пределах её досягаемости. Эти свойства убеждают в правильности подхода к осмыслению физической сущности гравитации.

Галактики достаточно удаленные друг от друга не испытывают взаимного влияния, но, когда они сближаются, то начинают взаимодействовать (пример – антенные галактики – фото 2).

Закон всемирного тяготения формально повсюду выполняется, но гравитационная постоянная, указанная выше, не является постоянной. Она такова лишь для нашей галактики.

Силы тяготения создаются массами вещества – сосредоточенными и рассеянными в виде свободных нейтронов. Последние, как связующая среда, подвергаются разряжению из-за распада, которое компенсируется выравниванием концентрации. Поэтому тяготение одинаково действует на крупные тела и мелкие частицы в поле влияния сосредоточенной нейтронной массы. Так, микрочастицы льда, выгнанные солнечным ветром на окраины Солнечной системы, не рассеиваются в мировом пространстве, а вращаются вместе с Солнцем и тянутся за ним.

Часто случаются флуктуации нейтронной среды в галактиках, где происходит интенсивный бета-распад нейтронов. Выделение здесь больших масс водорода способствует звёздорждению (цепочки Фесенкова, глобулы Бока, группы Амбарцумяна). Так к группировкам молодых звёзд относится ОВ-ассоциация Ориона. Возраст этого созвездия оценивается не более чем в 10 миллионов лет. Аналогичная ОВ-ассоциация обнаружена в созвездии Персея.

В зонах флуктуации нейтронной среды рождаются не только звёзды, но и космические лучи – потоки протонов большой энергии (более 1020 эВ). В настоящее время достоверным является лишь то, что космические лучи не посылаются ни Солнцем, ни совокупностью звёзд. Р. Милликен писал по этому поводу: «Никакие атомные превращения, если это только не процесс формирования атомов, не могут привести к выделению такой энергии». В зонах флуктуации как раз и происходит образование атомов водорода.

Трансформация галактик по схеме, показанной на фото 6, была подтверждена группой исследователей из Парижской обсерватории, которая проанализировала формы 148 галактик, обнаруженных телескопом «Хаббл» на расстоянии 6 миллиардов световых лет от Земли, а также 116 галактик, ближайших к Млечному Пути. Как выяснилось, 6 миллиардов лет назад было значительно больше иррегулярных галактик, чем теперь. По-видимому,



а) неправильная галактика NGC 1427A



б) Спиральная галактика NGC 5194 (снимок телескопа Хаббл)



в) Эллиптическая галактика NGC 7385 в созвездии Пегас

Фото б а, б, в. Трансформация (эволюция) галактик.

поглощая окружающие их карликовые галактики или сталкиваясь с другими, более крупными «звёздными островами», иррегулярные постепенно превращаются в спиральные галактики.

О том, что спиральные галактики закручиваются, а не раскручиваются, говорят наблюдения (Ф. Цвикки – 1933 г., С. Смит – 1936 г., Х. Бэбкок – 1939 г.). По кривым вращения установлено, что на большом удалении от центра скорость вращения не уменьшалась, как ожидалось ранее, а оставалась высокой.

Астрономов удивляет, почему в шаровых скоплениях отсутствует темное вещество («dark matter»), тогда как в гало различных галактик, в том числе карликовых, его содержится большое количество. В нашей интерпретации гало вокруг галактик – это нейтронный газ. По мере того, как он стягивается к центру галактики, выполняя роль гравитационной среды, гало окружает звёздное скопление, трансформирует его и уплотняет. В шаровых галактиках нейтронный газ находится внутри (галактика достигает максимального уплотнения), поэтому гало отсутствует.

В последние годы с помощью телескопа «Хаббл» не раз удавалось наблюдать близ галактических скоплений огромные светящиеся дуги, арки и круги (см. фото 7). Масса этих образований так велика, что отклоняет свет, излучаемый находящимися за ними звёздными системами. Астрономы говорят о так называемых «гравитационных линзах». Как показывают вычисления, их масса должна быть раз в 60 больше суммарной массы звёзд, составляющих скопления. Предполагается, что эти «линзы», вероятно, заполнены темным веществом. По данным Я. Эйнасто (Тартуская обсерватория) скрытая масса галактик может в 10 раз превышать массу видимых звёзд двух галактик.

Подводя общий итог, мы должны отметить роль центрального тяготеющего тела, которое стягивает на себя темную материю – нейтронное облако газа, выравнивая его плотность. Это стягивание и есть силы гравитации, сгущающие звезды в пределах галактик или планетные окружения вокруг звёзд. Без этих нейтронных сгустков Вселенная была бы большим газовым пузырем.

Нейтронная масса материи, сконцентрированная в «первобытном яйце», была бесконечно большой. После Большого Взрыва она рассредоточилась в пространстве в виде галактик, где находится сейчас в процессе агломерации.

Правоммерно задать вопрос: откуда, из чего и когда появился водород в таком количестве, чтобы создать весь звёздный мир Вселенной?

Кроме бета-распада нейтронов, мы не видим иной субстанции к образованию атомарного водорода. Кстати говоря, и блуждающие нейтрино из этого же ларца.

МЕСТО ДЕЙСТВИЯ также известно – это круговорот нейтронной среды вокруг нейтронных звёзд (сгустков).

СИЛОВЫЕ ФАКТОРЫ – вращение нейтронных капельных сгустков и их сверхмощное магнитное поле.

Получается гигантский синхрофазотрон или коллайдер, подобный космической мельнице,



Фото 7. Гравитационная линза и галактический кластер MACS 1206.

перемалывающей нейтроны в протоны, электроны, из которых образуется водород и нейтрино.

Разновидности нейтронных сгустков (звёзд): эжекторы, пропеллеры, аккректоры, георотаторы, пульсары, магнетары и т.д. – те же нейтронные звезды разного возраста, работающие на разных режимах.

Стягивание нейтронного газа нейтронными звёздами в галактике, т.е. их силы тяготения, создаются вихрями, возникающими от вращения этих звёзд.

Нейтронные сгустки (звёзды) стягивают на себя газо-нейтронное облако галактики потому, что, обладая сверхмощным магнитным полем и сверхбыстрым вращением, они фактически являются космическими коллайдерами. В их окрестности создаются вихревые зоны, где происходит бета-распад свободных нейтронов и рождение атомарного водорода. Этот процесс идет с потерей массы, которую уносят нейтрино (нейтрончики).

Возможно, Крабовидная туманность с пульсаром в её центре есть тот самый коллайдер, который нарабатывает вокруг себя водородное облако (фото 8). В представлении астрофизиков эта туманность интерпретируется как результат взрыва сверхновой звезды.

Известно, что магнетары составляют особый класс нейтронных звёзд. Они обладают очень сильным полем – в тысячи раз более мощным, чем у обычных нейтронных звёзд.

В созвездии Стрельца астрономы обнаружили звезду, названную Юла или по международному каталогу WR-104, находящуюся на расстоянии 8 тысяч световых лет (фото 9). Цикл вращения WR-104 равняется ровно

восемью месяцам, она состоит из пары тесно связанных звёзд. Её прочат к взрыву в ближайшие несколько сотен тысяч лет, как сверхновую. Вот космический коллайдер в натуральную величину.

В центре Млечного Пути было выявлено присутствие газового диска. Его радиус достигает 700 парсек и масса – приблизительно 100 миллионов масс Солнца. Внутри этого диска находится своеобразный инкубатор, в котором зарождаются звёзды. Почти рядом с центром расположено кольцо, состоящее из молекулярного водорода. Его масса – около 100 тысяч масс Солнца, а радиус – примерно 150 парсек. Это кольцо одновременно и вращается и расширяется. Скорость его вращения – 50 километров в секунду, а скорость расширения – 140 километров в секунду.

В окрестности нейтронных звёзд (нейтронных сгустков) происходит стягивание нейтронного газа, и создаются условия для его бета-распада. В результате возникают облака водорода, которые путем вихревой аккреции осаждаются на



Фото 8. Пульсар PSR B0531+21 в Крабовидной туманности. Изображение объединяет оптические данные от космического телескопа Хаббл (красный цвет) и рентгеновского изображения от рентгеновской обсерватории Чандра (синий цвет). NASA/CXC/ASU/ и др. (NASA (September 19, 2002). *Space Movie Reveals Shocking Secrets of the Crab Pulsar*. Пресс-релиз).

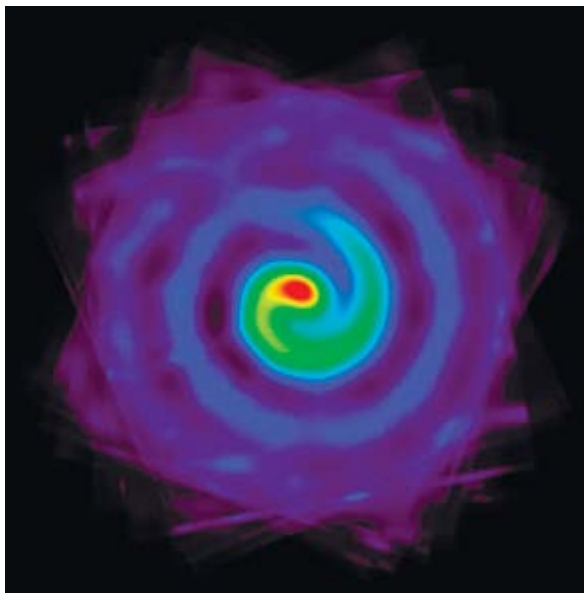


Фото 9. Двойная звёздная система WR 104 в созвездии Стрельца.

зародыши звёзд (рис. 2). Образуются звезды. Внешнее облако галактики сжимается, восполняя убыль нейтронного газа и выравнивая его концентрацию.

После зажигания звёзд их нейтронная сердцевина продолжает стягивание свободных нейтронов, чем обеспечивает притяжение к себе планет, астероидов и иных тел.

Когда обычная звезда сформировалась вокруг нейтронного сгустка и зажглась, свободные нейтроны продолжают бомбардировать её, обеспечивая с одной стороны силы тяготения, а с другой термоядерные реакции в короне с температурой около 1 200 000 °К. Испарение дейтерия и трития в фотосфере с захватом внешних нейтронов дает указанную температуру в короне с выделением фотонов. Последние отражаются, как зеркалом, от поверхности жидкого тела звезды, что создает излучение света.

В нашей галактике могут существовать  $10^8 - 10^9$  нейтронных звёзд, т.е. одна на тысячу обычных звёзд. Их скорость движения порядка сотен километров в секунду, а скорость вращения - до 1000 об/сек.

В 1933 г. В. Бааде и Ф. Цвикки на съезде физиков в Америке заявили о возможности существования космических тел под названием нейтронные звезды. В настоящее время их открыли 1200 единиц. Считается, что нейтронные звёзды – это порождения взрывов сверхновых звёзд.

По нашему представлению нейтронные звёзды – это зародыши обычных звёзд, рассеянные изначально Большим Взрывом, или ядра сгоревших звёзд, обнажившиеся после взрывной кончины последних, которые вновь становятся зачатками звездообразования.

Нейтронные звёзды, эти сгустки нейтронного вещества являются стяжателями нейтронного газа, преобразователями его в водород и аккреторами водорода в звезде. Звёзды же, сжигая водород, переводят его в более сложные формы вещества (шлаки). Перманентный процесс стягивания массы нейтронов собственно и создает тяготение тел друг к другу, находящихся в нейтронной среде. Никакого специального эфира добавлять нет необходимости.

Гравитационные волны генерируют те же нейтронные звёзды в состоянии пульсаций. Не зря их часто называют «космическими радиомаяками». Пульсации нейтронных звёзд имеют место, когда они освобождаются от звёздной оболочки и пребывают сами по себе. Планеты же формируются из шлаков выгоревшего звёздного вещества.

Планетные системы есть результат объединения двух звёзд общим полем тяготения. Если у таких спарринг-партнеров одна из звёзд старая, умирающая звезда, а другая молодая, даже еще не зажгшаяся, то появляются все условия для возникновения планет. Молодая перетягивает у старой звёзды атмосферу и этим нарушает её стабильность. Происходит взрыв чрева старой звезды, создающий кусочный и пылевой материал для формирования планетных тел. При этом зародышами планет и будущими их ядрами становятся капельные сгустки железа – конечного элемента нуклеосинтеза при выгорании звёзд [5].

Кусочный и пылевой прах взорвавшейся звезды образует плотное облако вокруг молодой звезды, из которого начинается аккреция на зародыши планет. Ветер от горения звезды выметает на периферию водородно-водяной туман и рождается устойчивая планетная система, подобная нашей Солнечной обители.

Ранняя (дозвёздная) галактика после Большого Взрыва представляла собой облако нейтронного газа с вкраплением множества капельных нейтронных сгустков. Последние послужили точками стягивания нейтронного газа и генерации первичного элемента материи – водорода. Водород в свою очередь стал основой для формирования обычных звёзд. Вихревая аккреция водорода на нейтронные сгустки (зародыши) проявилась в закрутке звёзд, т.е. придания им вращательного движения. Поскольку вихри аккреции водорода на зародыши формировались как внешние в отличие от внутренних (см. рис. 2), то скорости вращения звёзд оказались разными. Парадокс Эбни-Шайна-Струве, состоящий в том, что большие звёзды вращаются быстрее, чем маленькие, здесь получает разъяснение.

Звезда в процессе формирования наращивает свой объём и массу до тех пор, пока в недрах её не начнутся термоядерные реакции, когда звезда зажигается. До тех пор происходит раскрутка тела звезды, т.е. увеличение частоты её вращения.

Этот момент звездообразования явно указывает на то, что процесс вихревой аккреции водорода идет на тяготеющий зародыш звезды.

Странно, что мы, увлеченные расширением Вселенной, вовсе не замечаем сжатия галактик, наблюдая их переходные формы (см. фото 6–9).

Другая странность состоит в том, что, обсуждая нейтронные объекты Вселенной, производят их появление от взрывов обычных звёзд, не задумываясь, как и когда образовались последние.

Считать тяготение волшебным полем, охватывающим все пространство Вселенной, немислимо и неприемлемо для науки.

Ради цельности и последовательной логики авторской концепции развития Вселенной следует рассмотреть вопрос о взаимосвязи сил тяготения и излучения звёзд.

Если тяготение связано с притяжением звездой нейтронного газа, то вполне разумно предположить, что медленные свободные нейтроны захватываются водородными испарениями звезды (на примере нашего Солнца). Это реакции захвата, в результате которых

испускаются гамма-кванты. Они отражаются от жидкого тела звезды в окружающее пространство как излучение короны.

Так получают разрешения старые парадоксы:

1) как изолировано раскаленное Солнце от космического холода с температурой минус 273 °С и почему космос не загрязняется побочными продуктами термоядерных реакций, в частности, проникающей радиацией;

2) если Солнце впрямь нагрето до очень высоких температур и является излучателем, то линии Фраунгофера должны быть светлыми, а они же на самом деле темные. Темные линии – линии поглощения, которые можно считать линиями поглощения нейтронов.

Гипотезы, выдвинутые по этому поводу, расходятся в полном противоречии с теорией о многомиллионных температурах в центре Солнца. В них предполагается, что в сердцевине звёзд вещество пребывает в твёрдом состоянии и почти при абсолютном нуле. Над холодным ядром находится жидкая фаза, над ней газообразная и только на поверхности кипит высокотемпературная плазма, излучающая свет.

Фактическое распределение температур на Солнце показано на рис. 6.

Если спад температуры в тонком слое фотосферы на три порядка величины можно объяснить испарением водорода с поверхности жидкого тела звезды, то температурный парадокс аномалии солнечной короны разрешается притоком энергии извне. Такой приток мы обозначили в виде стягивания нейтронного газа, что в свою очередь объясняет силы тяготения звёзд.

Ядерные реакции, как известно, дают выделение огромной энергии. Покажем это на примере образования ядра дейтерия.

Масса ядра дейтерия меньше суммы масс протона и нейтрона, она равна 2,0147 а.е.м., тогда как из простой суммы следовало ожидать величину:

$$1,0073 + 1,0087 = 2,0160 \text{ а.е.м.}$$

Недостающий «дефект массы», равный 0,0013 а.е.м., соответствует полной энергии физического объекта:

$$E = m \cdot C^2$$

где  $E$  – энергия объекта;

$m$  – масса объекта;

$C$  – скорость света в вакууме.

Величина  $E$  в точности равна энергии связи ядра.

Поэтому  $1 \text{ а.е.м.} = 1,658 \cdot 10^{-24} \text{ г.}$   
 $= 1,658 \cdot 10^{-27} \text{ кг.}$

Дефект массы  $1 \text{ а.е.м.}$  соответствует энергии:

$$E (1 \text{ а.е.м.}) = 1,658 \cdot 10^{-27} (2,998 \cdot 10^8)^2 \text{ Дж} = 14,90 \cdot 10^{-11} \text{ Дж}$$

Энергию часто выражают в электронвольтах (эВ):

$$e = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ Кл}$$

$$1 \text{ эВ} = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ Дж}$$

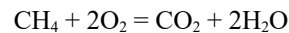
$$1 \text{ МэВ} = 1,602 \cdot 10^{-13} \text{ Дж}$$

$$\text{Отсюда } E (1 \text{ а.е.м.}) = 931,1 \text{ МэВ,}$$

а энергия связи, отнесенная к грамм-атому дейтерия, будет:

$$0,0023 \cdot 14,9 \cdot 10^{-11} \cdot 6,02 \cdot 10^{23} = 20 \cdot 10^{10} \text{ Дж} = 5 \cdot 10^7 \text{ ккал или } 12,9 \cdot 10^{23} \text{ МэВ}$$

Для сравнения при сгорании 1 моля метана, согласно химической реакции:



(во внешнюю среду выделяется 123 ккал).

Необходимость испарения водорода в конвективном слое жидкого тела звезды (рис. 7) исключает идею «холодного» ядра звезды и возвращает нас к термоядерному котлу. Термоядерный котел внутри звезды однозначно невозможен без присутствия в ядре нейтронной сердцевины, детектора нейтронов, а также оболочки жидкого водорода с его уникальными свойствами сверхтекучести и сверхпроводимости.

Конвективную зону испарения водорода с поверхности жидкого тела звезды мы хорошо наблюдаем на нашей звезде – Солнце в виде грануляции (фото 10), которая в стационарном состоянии представляет собой ячейки Рэля-Бенара. Такие ячейки возможны только при изотропном нагревании жидкости изнутри [11]. Это подтверждает реальность нашей модели звезды.

Совершенно ясно, что всеобщее движение (поступательное и вращательное) разорванной в ключья материи во Вселенной было задано Большим Взрывом.

Нынешнее состояние Вселенной – это мгновенная фотография разлета её объектов, сгруппированных в галактики и более крупные звёздные скопления. В объединении звёздных систем участвуют силы тяготения внутри галактик и столкновения галактик между собой при пересечении векторов их поступательного движения, когда их поля тяготения объединяются.

Ночное небо, куда мы устремляем свой взгляд – это фотография, на которой запечатлен Большой Взрыв. Темнота, где, кажется, нет звёзд и галактик всего лишь не дошедший до нас свет очень далеких и очень быстро удаляющихся объектов. Эти передовые объекты, потерявшие связь с остальной летящей массой, вполне могут иметь скорости, близкие к скорости света. Их ускорение едва ли возможно, к этому нет никаких причин. Скучивание галактик до размеров сверхзвёзд (квazarов) дает только возрастающую мощь излучения (рис. 8).

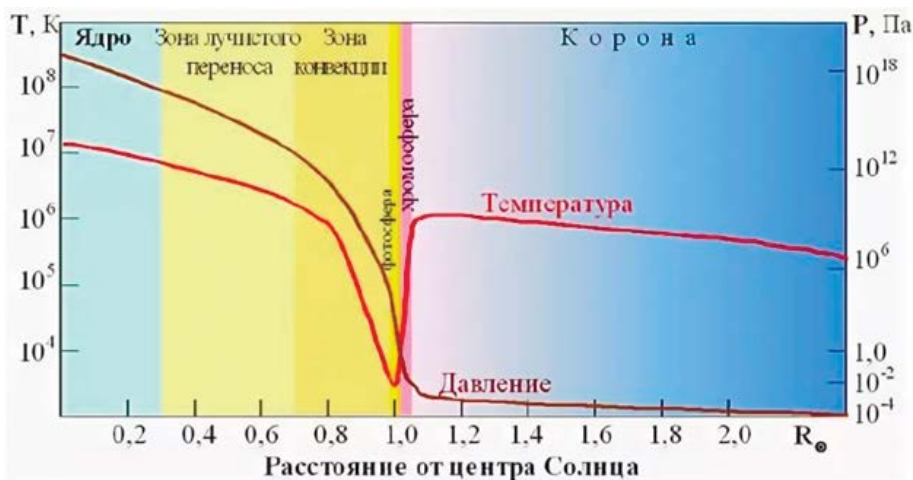


Рис. 6. Изменение температуры Солнца и его атмосферы в зависимости от расстояния до центра (фотосфера – единственный на Солнце слой, где водород нейтрален, т.е. имеет протон и электрон).

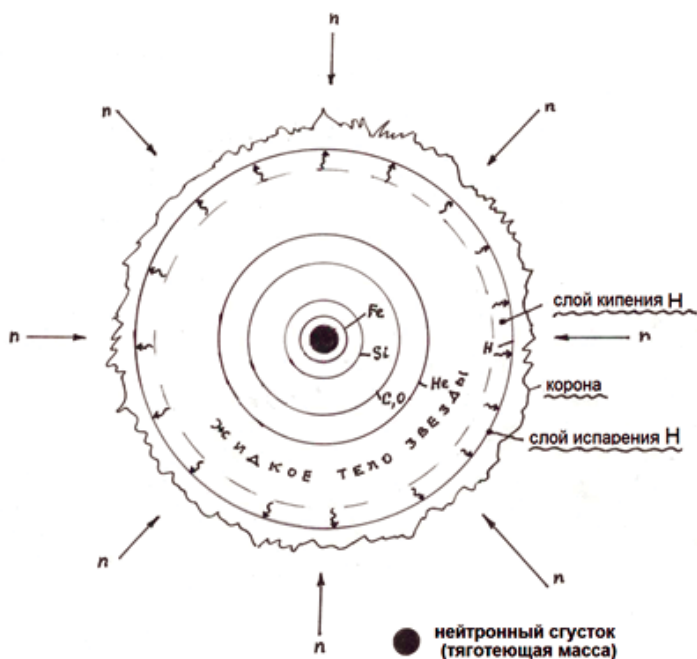


Рис. 7. Горение и излучение звезды с явлением её гравитации.

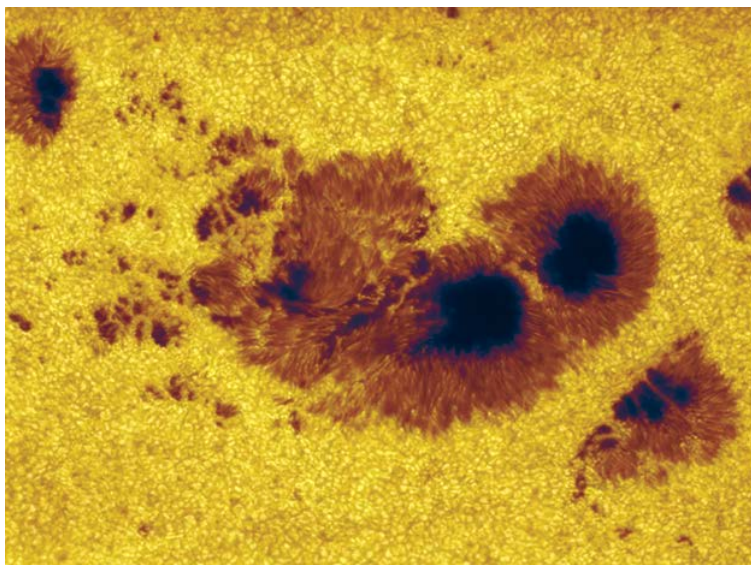


Фото 10. Гранулы и солнечные пятна на поверхности нашего дневного светила.

С позиции сил тяготения наибольшую странность представляют кометы – эти «грязные снежки» с пористым камнем внутри. Они как будто игнорируют правила небесного движения. Особенно периодические кометы, которые прорываются к Солнцу, иногда «царапают» его и улетают. Где они наращивают свою ледяную «шубу», потом теряют её? Движение ряда комет нельзя объяснить притяжением известными объектами Солнечной системы: в частности, одни кометы демонстрируют вековые ускорения, другие, наоборот замедления.

Автор ранее пытался найти разумное объяснение кометным явлениям [6], однако позднее в рамках нового представления о природе сил тяготения появилась возможность построить приемлемую модель регенерации кометных тел.

Оставляя действительным факт вулканического происхождения кометных ядер, на котором настаивал известный советский астроном С.К. Всехсвятский, но с уточнением о привязке их к вулканизму спутников больших планет Солнечной системы, автор находит, что кометное движение и регенерация возвратных комет взаимосвязаны.

В общем, механизм образования кометных тел в Солнечной системе представляется следующим образом.

1) Большие спутники в окружении Юпитера, Сатурна при вулканических извержениях выбрасывают из своих недр пемзовидные ядра. Некоторые из них полем тяготения центральной планеты отправляются в сторону Солнца.

2) Движение кометы по замкнутой орбите контролируется двумя основными силами: силой тяготения Солнца и напором солнечного ветра. Солнечный ветер – поток частиц (протоны, электроны, ядра гелия), идущий от Солнца со скоростью от 300 км/сек до 1200 км/сек, источник плазмы звёздной короны.

3) Ядро кометы, летящее к Солнцу под действием сил тяготения, распыляет свою кому, а летящее от Солнца наращивает свою кому, в то время как хвосты наблюдаются и там и там (рис. 9). При этом комета движется к Солнцу с ускорением (теряя массу), а от Солнца – с замедлением (наращивая массу). Парадокс заключается в том, что чем больше масса, тем сильнее притяжение при равном удалении от Солнца.

4) Встречный солнечный ветер сдувает и распыляет кому в виде хвоста. При попутном ветре водяной хвост тормозит движение кометы и наращивает кому.

5) При движении от Солнца масса кометы возрастает и на определенном удалении напор солнечного ветра не в состоянии



Рис. 8. Эволюция галактик.

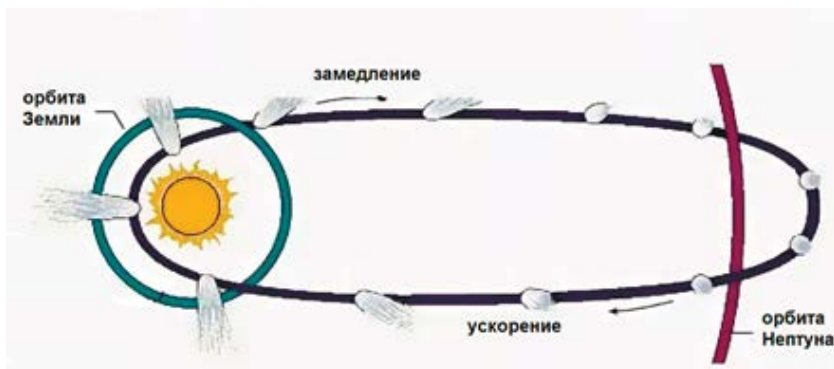


Рис. 9. Движение возвратной кометы.

её двигать далее. Здесь происходит разворот и начинается обратное движение кометы к Солнцу (рис. 9). Когда же масса и объём комы невелики, то солнечный ветер уносит комету по параболической или гиперболической траектории на окраину Солнечной системы в пояс Оорта. Из этого следует, что пояс Оорта пополняется кометами за счет вулканических выбросов на Ио, Энцеладе, Титане, Тритоне и других спутниках больших планет.

6) Вулканизм на спутниках больших планет, на наш взгляд, связан со смещениями их ядер под влиянием приливных сил центральной планеты и крупных соседних спутников. Ещё в начале 19 века Лагранж представил определенные свидетельства о вулканическом происхождении комет и доказательства, что они никогда не бороздили межзвёздное пространство.

7) Лед, как продукт водородного происхождения, образуется в результате ядерных превращений при взаимодействии нейтронного газа с космическими лучами и солнечным ветром.

8) Не будь солнечного ветра движение периодических комет, а тем более «царапающих» Солнце, было бы невозможным. Также было бы невозможным их обледенение, т.к. оно связано с образованием сначала атомарного водорода, а потом молекулярной воды. Так у кометы Когоутека (1973 г.) с привлечением космических методов исследования была открыта внешняя оболочка (облако),

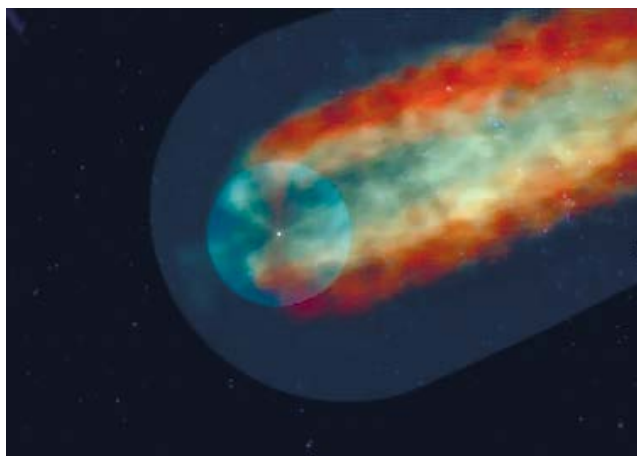
состоящая из нейтрального водорода, размеры которой превышали диаметр Солнца (1 400 000 км).

Собственно, наблюдая эти «хвостатые звёзды», мы видим процесс материализации невидимой нейтронной среды. Ведь немислимо, что оборотные кометы тысячекратно распыляют свое мизерное по размерам ядро. Но песчинка окружена газопылевой оболочкой, которая может достигать в поперечнике более 100 тысяч километров, а хвост растягиваться на многие миллионы километров. Так комета Холмса (1882 г.) имела кому 1,5 миллиона километров в диаметре и хвост 300 миллионов километров.

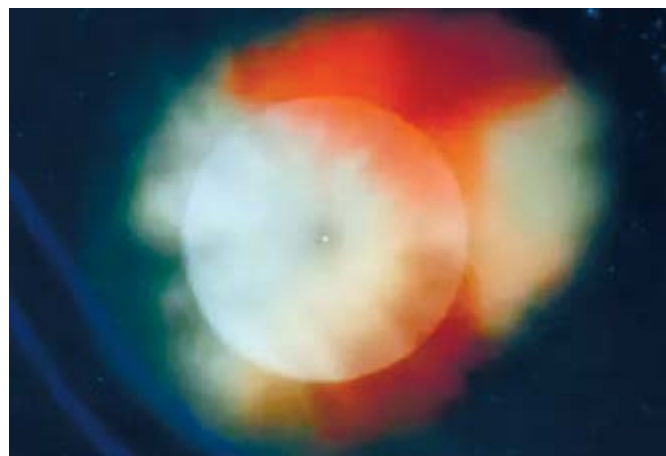
23-24 октября 2007 комета Холмса стала во много раз ярче. Комета в первые дни после вспышки выглядела звездообразным объектом с угловым диаметром меньше угловой минуты. 25 октября комета Холмса стала третьим по яркости объектом в созвездии Персея. Это была самая крупная вспышка кометы за всю историю, заметная невооруженному глазу. В течение следующего месяца кома продолжала расширяться, пока не достигла диаметра 1,4 миллиона километров, став больше Солнца. Эта вспышка, как наиболее вероятно, произошла после оборота кометы вокруг Солнца, когда она вошла в свой хвост.

9) Сам по себе солнечный ветер не взаимодействует с нейтронной средой, но при движении кометных тел такое взаимодействие порождает водород и его более сложные соединения (вода, метан). Иными словами, летящий камень будоражит и обнаруживает нейтронную среду. Такие же следы зафиксированы космическим аппаратом от летящей Солнечной системы (фото 11 а, б). Нейтронная среда, которая обтекает полет Солнечной системы, хорошо визуализирована на профиле фото 11 а, где мы видим классическую картину движения круглого тела в газовой атмосфере.

10) Согласно астрономическим снимкам у комет изредка появляется антихвост, направленный в сторону Солнца, что явно свидетельствует о тормозящем действии на ядро основного хвоста, направленного от Солнца.



а) фото солнечной системы в профиль (фото НАСА)



б) анфас

Фото 11. Хвост солнечной системы.

11) Есть свидетельства разделения одной кометы на несколько частей (комета Веста – 1976 г. и др.). При этом после раскола отдельные части ведут себя как обычные кометы, идущие цугом [3].

Долголетие периодических комет демонстрирует комета Энке. Будучи уже старой кометой, тысячи раз обернувшейся вокруг Солнца, она продолжает “бурную жизнь”.

Эти и другие факты укрепляют автора в достоверности вышеизложенного механизма кометного движения в пределах Солнечной системы планет (рис. 10).

**В ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Галактики – это отдельные миры, фрагменты Большой Вселенной, происходящие из первобытного «яйца» сосредоточенной массы материи, элементарной частицей которой был нейтрон. В результате Большого Взрыва фрагменты разлетелись и разлетаются. Разновекторные и разноскоростные движения галактик в пространстве приводят их к столкновениям и агломерации в более крупные звёздные скопления.

Внутри себя они порождают звезды, имея зародышами нейтронные сгустки (нейтронные звёзды), и вследствие этого подвергаются сжатию, за счёт чего возникают силы тяготения.

Нейтронный газ, заполняющий и окружающий галактики, является невидимой средой, объединяющей звёзды воедино. Его сжатие стягивает звёзды между собой и в целом к центру галактики, которым служит большое нейтронное тело в виде «черной дыры».

Переход свободных нейтронов связующей среды путем бета-распада в водород производит атомизацию вещества с огромным выделением энергии. Последующее сгорание водорода в звёздных топках превращает часть материи в излучение, а другую – превращает в более сложные формы вещества.

Разорвав в клочья Вселенную и её общее поле тяготения, принимая базовым объектом деления Вселенной – галактики, мы вслед за Полем Дираком не находим противоречий в том, что целые антимирры, состоящие из антивещества, существуют, и возможно, рядом с нами. Ведь мы их видим издали, как светящиеся объекты, а приходящий от них свет ничем не отличается от обычных звёзд (см. фото 12).

Никто не определил степень сближения объектов из вещества и антивещества, когда они аннигилируют в вакууме, превращаясь в свет. Даже при прохождении галактик сквозь друг друга, учитывая расстояния между звёздами, взаимоуничтожение может и не состояться. Кроме того нейтронная среда галактик блокирует взаимодействие их звёздной начинки.

Нельзя исключить, что огромные выбросы энергии в звёздных системах объяснены аннигиляцией материи.

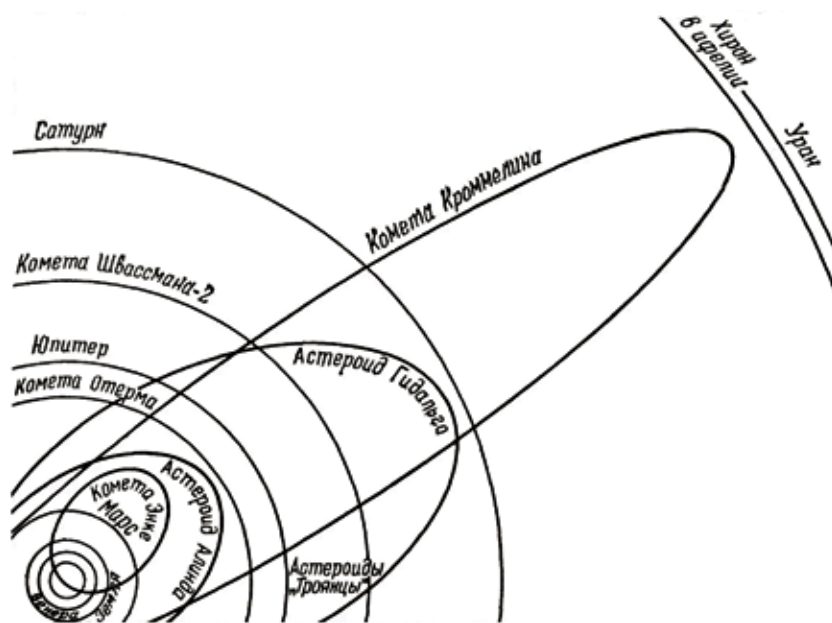


Рис. 10. Орбиты некоторых комет и астероидов (для наглядности орбиты сведены в один квадрат).

**ОБРАЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ СИСТЕМЫ**

Авторская концепция образования планетного окружения вокруг звезды-Солнца представляется следующим образом.

Вокруг прото-Солнца появилась вихревая зона. Когда закончилось формирование тела звезды, и она зажглась (началось её термоядерное горение), сток нейтронной газовой среды к Солнцу не прекратился. Он лишь образовал ряд локальных вихрей, как показано на рис. 4.

Локальные вихри возникли вокруг зародышей будущих планет, каковыми явились капли железного вещества от взрыва ядра старой звезды спарринг-партнера Солнца. Детальное описание результатов взрыва будет дано в следующих статьях.

Для формирования планет кроме локальных вихрей была необходима достаточно высокая концентрация газопылевого материала (газопылевое облако), которое накрыло Солнце (см. рис. 4). Из него происходила аккреция праха старой звезды Прамы (нашей праматери) на зародыши протопланет.

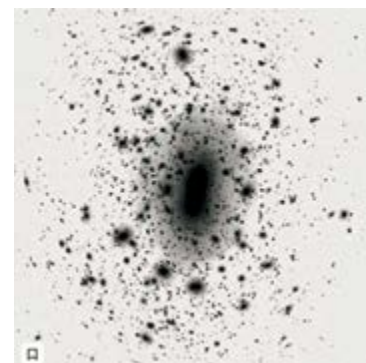


Фото 12. Наблюдая звёздные системы из антивещества с помощью телескопа можно не догадываться об их «инаковости».



Следствием данной модели является однозначный вывод о том, что Солнце зажглось много раньше начала образования планет.

На примере Солнечной системы мы видим, что нейтронная газовая среда обязательно необходима для напора на планеты, чтобы они двигались вокруг Солнца по более или менее круговым орбитам. На рис. 11 показаны силовые факторы орбитального движения планет.

Силы  $F_T = F_{цб}$  сбалансированы (уравновешены). Нейтронная газовая среда лишена трения и потому действует на тела только лобовым напором.

Согласное движение планет Солнечной системы по орбитам и прямое их собственное вращение можно считать основополагающим доказательством существования нейтронной газовой среды, поскольку объяснить привод вращения планет от Солнца с позиций механики не представляется возможным (99,5% общего момента количества движения системы приходится на планетарное окружение, тогда как 99% массы сосредоточено в Солнце).

Ядра комет, выбрасываемые при вулканических извержениях под большими углами к плоскости эклиптики (45-90°), становятся кометами с вытянутыми эллипсами орбит. Орбиты 80% периодических комет имеют наклоны около 45° [7]. Комета Галлея движется по орбите с наклоном 90° и, следовательно, вращается в обратном направлении. Остальные движутся в прямом направлении. При малых углах наклона орбиты кометы, как правило, не возвращаются.

Астероиды – более крупные, плотные и тяжелые тела кружат, за редким исключением, как планеты в плоскости эклиптики.

Не все кометы, попадая в зону Роша больших планет, появляются на нашем небосводе. Они разрушаются и остаются в составе колец или образуют метеорные потоки, сохраняя орбиты своих предков. Ядра комет, состоящие из конгломератной спаянной массы камней, и их ледяные «шубы» пополняют кольца Юпитера, Сатурна, Урана, Нептуна. Так материалы, собранные миссией «Вояджер», привели некоторых астрономов к неожиданному выводу – кольцам Сатурна около 200 миллионов лет, т.е. они постоянно обновляются. Косвенно о захватах комет говорят бреши, щели и горы в кольцах.

Пояс астероидов кроме обломков Прамы содержит немало ядер комет, попавших сюда под влиянием Юпитера, этого регулировщика движения на пути во внутреннее пространство Солнечной системы планет. Характерный пример – астероид Веста (фото 13), которого мы подозреваем в косом ударе по Земле в районе Тихого океана (открыт в 1807 г. Генрихом Ольберсом). Веста диаметром около 576 километров имеет ударный кратер диаметром 460 километров на южном своём полюсе.

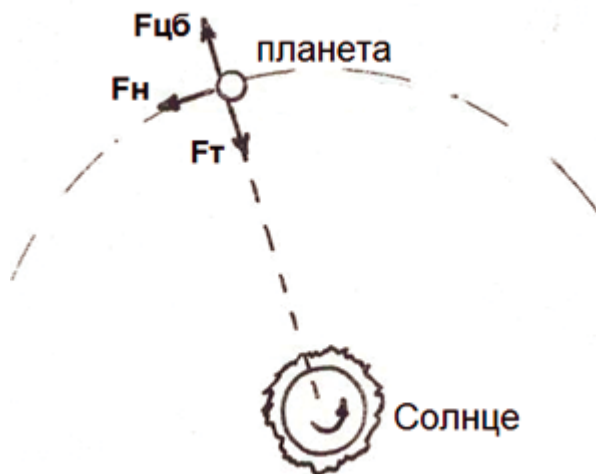


Рис. 11. Силовые факторы орбитального движения планет в Солнечной системе:  
 $F_T$  – сила тяготения;  
 $F_{цб}$  – центробежная сила;  
 $F_n$  – сила напора среды от её вращения.

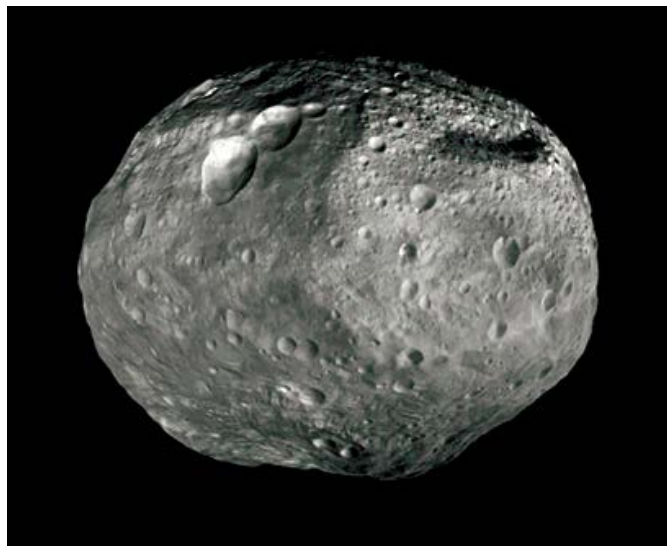


Фото 13. Астероид Веста.

Возвращаясь к началу рождения Вселенной, мы приходим к гипотезе бельгийского аббата Леметра (1925 г.) о первобытном «атоме», которую в 1930 г. поддержал Эддингтон и публично одобрил римский папа в своей речи 22 ноября 1951 г.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Ацюковский В.А. Общая эфиродинамика. Моделирование структур вещества и полей на основе представлений о газоподобном эфире. - М.: Энергоатомиздат, 1990.- 280 с.
2. Горбачевич Ф.Ф. Эфирная среда и универсум. - С-П.: Альфа Штамп, 2004.- 112 с.

**REFERENCES**

1. Acyukovskij V.A. Obshchaya ehfirodinamika. Modelirovanie struktur veshchestva i polej na osnove predstavlenij o gazopodobnom ehfire. - M.: EHnergoatomizdat, 1990.- 280 p.
2. Gorbacevich F.F. EHfirnaya sreda i universum. - S-P.: Al'fa SHtamp, 2004.- 112 p.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

3. Гетман В.С. Внуки Солнца. – М.: «Наука», 1989. – 176 с.
4. Иванников В.И. Вселенная, как она есть. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2018. – №4. – с. 68-82.
5. Иванников В.И. Загадочная Земля. Космогоническая история Солнечной системы планет. – Германия: Ламберт, 2018.
6. Иванников В.И. Новая версия рождения комет. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2018. – №2. – с. 58-63.
7. Кононович Э.В., Мороз В.И. Общий курс астрономии. Изд. 5-ое. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 544 с.
8. Левитан Е.П. Физика Вселенной: экскурс в проблему. – М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2018. – 184 с.
9. Решетников В.П. Почему небо темное. Как устроена Вселенная. Фрязино: Век, 2012. – 192 с.
10. Чернин А.Д. Звёзды и физика. – М.: Наука, 1984. – 160 с.
11. Гетлинг А.В. Формирование пространственных структур конвекции Рэлея-Бенара. // Успехи физических наук. – М.: АН СССР, сентябрь 1991. – т. 161. – №9. – с. 1-80.

*REFERENCES (ending)*

3. Getman V.S. Vnuki Solnca. – M.: «Nauka», 1989. – 176 p.
4. Ivannikov V.I. Vselennaya, kak ona est'. // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC «IDS Drilling», 2018. – №4. – p. 68-82.
5. Ivannikov V.I. Zagadochnaya Zemlya. Kosmogonicheskaya istoriya Solnechnoj sistemy planet. – Germaniya: Lambert, 2018.
6. Ivannikov V.I. Novaya versiya rozhdeniya komet. // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC «IDS Drilling», 2018. – №2. – p. 58-63.
7. Kononovich E.H., Moroz V.I. Obshchij kurs astronomii. Izd. 5-oe. – M.: LENAND, 2015. – 544 p.
8. Levitan E.P. Fizika Vselennoj: ehkurs v problemu. – M.: Knizhnyj dom «LIBROKOM», 2018. – 184 p.
9. Reshetnikov V.P. Pochemu nebo temnoe. Kak ustroena Vselennaya. Fryazino: Vek, 2012. – 192 p.
10. Chernin A.D. Zvyozdy i fizika. – M.: Nauka, 1984. – 160 p.
11. Getling A.V. Formirovanie prostranstvennyh struktur konvekcii Rehleya-Benara. // Uspekhi fizicheskikh nauk. – M.: AN USSR, sentyabr' 1991. – v.161. – №9. – p. 1-80.

Актуальные технологии для нефтегазового  
комплекса на страницах журнала  
**Инженер-нефтяник**

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



# БАЛДЕНКО ДМИТРИЙ ФЕДОРОВИЧ – УЧЁНЫЙ, ИНЖЕНЕР, ИЗОБРЕТАТЕЛЬ

23 марта 2019 г. исполнилось 85 лет главному научному сотруднику ОАО НПО «Буровая техника», доктору технических наук, академику РАЕН, Дмитрию Фёдоровичу Балденко

Д.Ф. Балденко в 1957 г. окончил с отличием Московский нефтяной институт им. И.М.Губкина по специальности «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов».

После окончания ВУЗа Д.Ф. Балденко по распределению был направлен на работу в Особое конструкторское бюро по бесштанговым насосам (г. Москва), где вел работу по конструированию и исследованию новой нефтепромысловой техники (гидропоршневые насосы, насосы для гидроразрыва пластов и др.), а с 1962 г. занимался созданием винтовых насосов для добычи нефти и водоподъема. С этого времени вся его творческая жизнь посвящена винтовым гидравлическим машинам.

В 1969 г. он был приглашен на работу во ВНИИБТ, где прошел путь от старшего научного сотрудника до заведующего лабораторией и Главного конструктора винтовых гидравлических машин.

Д.Ф. Балденко является крупнейшим специалистом в области конструирования винтовых гидравлических машин и теории их рабочего процесса. Он автор и соавтор более 200 авторских свидетельств и патентов на изобретения СССР и РФ, а также 12 патентов иностранных государств, большинство из которых внедрены в серийных и опытных конструкциях машин. Наиболее значимыми его изобретениями являются – плоская и пространственная геометрия рабочих органов винтовых двигателей и насосов, шарнирные и торсионные соединения роторов,

гидравлический нагружатель, гидровинтовой погружной насос.

Д.Ф. Балденко внес выдающийся вклад в развитие и совершенствование техники и технологии забойных гидравлических двигателей, которые получили широкое применение в России и за рубежом как основное техническое средство для бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Под его руководством были разработаны многие типоразмеры двигателей, малогабаритные двигатели для капитального ремонта скважин и двигатели для горизонтального бурения и бурения боковых стволов. Эти разработки подтвердили высокий авторитет отечественной науки и техники.

Д.Ф. Балденко принимал активное творческое участие во всех этапах конструирования и исследования винтовых двигателей, их стендовых и промысловых испытаниях в Урало-Поволжье, Кавказе, Западной Сибири и др. регионах. Он был одним из организаторов и участником технических мероприятий по реализации лицензионных соглашений на ВЗД с иностранными фирмами.

Дмитрию Фёдоровичу принадлежит более 160 опубликованных научных работ, в том числе 10 монографий и научно-технических обзоров, среди которых важное значение имеет монография «Винтовые забойные двигатели», которая выдержала три издания и является энциклопедией винтовых гидравлических машин.

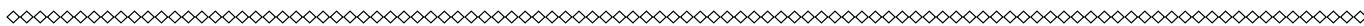
Плодотворная научная, конструкторская и публицистическая



деятельность доктора технических наук Балденко Д.Ф. отмечена медалью СССР «За Трудовую доблесть», медалью «За развитие нефтегазового комплекса», медалью РАЕН им. П.Л. Капицы; он дважды Лауреат Премии им. И.М. Губкина; Лауреат премии им. Н.К. Байбакова.

На протяжении многих лет Д.Ф. Балденко увлекается нефтегазовой филателией. Он является членом Международной ассоциации нефтяников-филателистов и опубликовал несколько статей по нефтегазовой филателии в отечественных и зарубежных журналах.

**Редакция журнала  
«Инженер-нефтяник»**



## ПАМЯТИ ЖАРОВА ВЛАДИМИРА НИКОЛАЕВИЧА (05.02.1941 – 27.01.2019 г.)

27 января 2019 г. скоропостижно ушел из жизни заслуженный работник НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ – Жаров Владимир Николаевич.

Во Всесоюзный научно-исследовательский институт буровой техники (ВНИИБТ) Владимир Николаевич пришел в 1964 г. после окончания МВТУ им. Н.Э. Баумана в качестве инженера в отдел нефтепромысловых труб под руководством видного ученого Штамбурга В.Ф., о котором у Жарова В.Н. сохранились самые тёплые воспоминания, и о совместной работе с ним он любил рассказывать.

В 1972 г. после реформирования ВНИИБТ и перевода отдела труб в Куйбышев (Самара) с образованием там научно-исследовательского института ВНИИТнефть Владимир Николаевич остаётся в стенах ВНИИБТ.

В 1974 г. в порядке перевода он принят в Специальное конструкторское и технологическое бюро электровибробуровой техники руководителем бригады, а в 1976 г. он возглавил одноименную лабораторию. В 1977 г. Владимир Николаевич переводится в лабораторию резьбовых соединений под руководством уже широко известного ученого Н.Д. Щербюка. Здесь он активно включается в работу коллектива и находит близких по духу товарищей (Якубовского Н.В., Бутейкиса В.А., Ющука В.М., Миронова Ю.Д. и др.), с которыми в дальнейшем успешно трудился многие годы, проводя научные работы в отделе экспериментальных исследований (п. Поваровка, Московская обл.), на Экспериментальном заводе ВНИИБТ (г. Люберцы) и непосредственно на промыслах.

Заслуженный авторитет как инженера-исследователя Владимир Николаевич получил среди коллег благодаря ответственному отношению к порученной работе, аккуратности выполнения трудоёмких операций, накопленному экспериментальному опыту и овладению

сложным технологическим процессом изготовления конических резьбовых соединений, их контролем с применением специальных измерительных приборов и калибров. Для него было привычным делом не только проектировать новые конструкции, разрабатывать методики испытаний, метрологические и конструктивные материалы, но и непосредственно участвовать в стендовых и промысловых испытаниях.

Слаженная и успешная работа всего коллектива лаборатории резьбовых соединений на протяжении многих лет, в которой немалая заслуга принадлежит и Жарову В.Н., позволили в 1986 г. получить подразделению статус головной структуры, ответственной за исследование, проектирование и внедрение новых типов резьбовых соединений в нефтегазовой отрасли, а также возглавить ведомственную метрологическую службу по контролю и аттестации конических резьбовых калибров. В творческом активе лаборатории передача в 1987 г. лицензий ведущим в области резьбовых соединений труб зарубежным фирмам Манесман (Германия), Валлурек (Франция), Сумитомо (Япония), Тьюбмез (Бельгия). Многие разработки лаборатории до настоящего времени успешно конкурируют с зарубежными конструкциями, например, ОТТМ, ОТТГ, ОГ-1м, НКМ, ЛБТВК.

Важная роль Владимира Николаевича Жарова принадлежит в разработке современных отечественных резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб класса «Премиум» (ВАРМ, СТТ), успешно освоенных, модифицированных и выпускаемых сегодня предприятиями ТМК. Несомненная заслуга Владимира Николаевича в том, что он много творческих сил и энергии затратил вместе со своими коллегами (Якубовским Н.В., Газанчаном Ю.И., Комаровым А.П., Глушковской И.И.), осваивая производство новых резьбовых



соединений обсадных и насосно-компрессорных труб на Таганрогском металлургическом заводе – предприятии, явившемся родоначальником для большинства современных отечественных конструкций ТМК.

Владимир Николаевич много лет проработал внештатным экспертом в отделе горной промышленности Всесоюзного научно-исследовательского института патентной экспертизы (ВНИГПЭ), где курировал вопросы изобретательской деятельности в области резьбовых соединений труб нефтяного сортамента.

Необходимо отметить и наставническую роль Владимира Николаевича, как заместителя заведующего лабораторией. Будучи коммуникабельным и общительным щедро делился своим богатым производственным опытом и техническими знаниями с молодыми специалистами. Для многих он стал примером, открывшим дорогу в прекрасный исследовательский и изыскательный научный мир, привил интерес к инженерному делу.

Своим творческим наследием Жаров Владимир Николаевич навсегда оставил светлую и добрую память о себе в коллективах ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ, ВНИИТнефть (Самара), ВНИИИзмерений (Москва), РосНИТИ (Челябинск), а также и среди многочисленных своих друзей и коллег.

**Редакция журнала «Инженер-нефтяник», коллеги, друзья,**

## ВИКТОР ИВАНОВИЧ КРЫЛОВ (08.01.1929 – 10.03.2017)



8 января 2019 г. исполнилось 90 лет со дня рождения выдающегося специалиста в области строительства скважин, талантливого ученого, доктора технических наук, профессора, действительного члена РАЕН, Заслуженного деятеля науки Татарской АССР Виктора Ивановича Крылова.

Виктор Иванович Крылов родился в 1929 г. в г. Гудермес Чечено-Ингушской АССР в семье рабочего. В 1952 г. В.И. Крылов окончил Грозненский нефтяной институт, получив квалификацию горного инженера по разработке нефтяных и газовых месторождений, и был направлен в объединение «Татнефть», где работал старшим инженером участка бурения, затем начальником производственно-технического отдела, в 1953-1958 гг. – главным инженером, а с 1958 г. по 1959 г. – начальником производственно-диспетчерской службы конторы бурения № 2 треста «Альметьев бурнефть» объединения «Татнефть».

В 1959 г. В.И. Крылов был командирован в Народную республику Албания в г. Новый Патос (1959-1961 гг.) советником главного инженера конторы разведочного бурения.

В 1961 г. В.И. Крылов возглавил отдел бурения Татарского нефтяного научно-исследовательского института (ТатНИИ). В 1966 г. он стал также заведующим лабораторией технологии бурения. Успешно решая проблемы бурения скважин и ликвидации возникших осложнений в процессе их проводки, в 1965 г. Виктор Иванович защитил кандидатскую диссертацию «Исследование поглощающих горизонтов и разработка мер, повышающих эффективность изоляционных работ на примере месторождений Татарской АССР», а в 1968 г. получил ученое звание старшего научного сотрудника.

В 1969 г. В.И. Крылов был избран по конкурсу заведующим лабораторией предупреждения поглощений и борьбы с ними Краснодарского филиала ВНИИнефти и одновременно заведующим отделом предупреждения и борьбы с осложнениями при бурении и креплении скважин. Виктор Иванович стоял у истоков создания в 1970 г. Всесоюзного научно-исследовательского института по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть), работая заместителем директора по научной работе и одновременно заведующим лабораторией средств борьбы с поглощениями при бурении. Значительный объем исследований и разработок в области предупреждения и ликвидации поглощений, проведенных В.И. Крыловым, позволили ему в 1974 г. успешно защитить докторскую диссертацию «Проблемы проводки скважин в поглощающих пластах». В 1979 г. Виктор Иванович Крылов стал профессором по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Профессор Виктор Иванович Крылов, как высококвалифицированный специалист, имеющий большой практический опыт в области организации

буровых работ, технологии бурения нефтяных и газовых скважин, в 1980 г. был приглашен во Всесоюзный научно-исследовательский институт комплексных топливно-энергетических проблем (ВНИИКТЭП) при Госплане СССР на должность заведующего лабораторией экономики развития буровых работ. С 1994 г. профессор В.И. Крылов совмещал научную и педагогическую деятельность, работая на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

В.И. Крылов всегда успешно решал самые актуальные, самые насущные проблемы бурения, в первую очередь связанные с предупреждением осложнений в процессе бурения. Особенно велик вклад Виктора Ивановича в развитие нефтяной промышленности Татарии. Ему удалось одному из первых комплексно организовать работу по повышению технико-экономических показателей бурения, охватив практически все основные разделы бурения: от мероприятий по борьбе с поглощениями промысловой жидкости в процессе бурения до рационального выбора режимных параметров работы турбобуров и долот.

Большой практический опыт, талант ученого и организатора позволили В.И. Крылову как одному из руководителей ВНИИКРнефть возглавить комплекс научно-исследовательских работ, направленный на повышение эффективности технологических процессов, обеспечивающих безаварийность и качество проводки скважин различного назначения, а также их эффективное крепление.

Виктор Иванович автор более 400 научных работ в области технологии бурения и крепления скважин, экономики и организации буровых работ, в том числе 9 монографий, более 60 изобретений. Он читал лекции по дисциплинам: «Заканчивание скважин»; «Проектирование строительства скважин».

В.И. Крылов в 1998 г. избран действительным членом РАЕН. С 1983 г. по 1998 г. являлся членом экспертного совета по проблемам нефти и газа при ВАК РФ, был членом комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений Минтопэнерго (с 1991 г.); председателем секции бурения Российского

Национального комитета по мировым конгрессам (с 1992 г.); членом диссертационных советов Уфимского нефтяного института (1976-1982 гг.), Азербайджанского политехнического института (1976-1982 гг.).

Являясь профессором и членом диссертационных советов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (с 1995 г.) и ОАО НПО «Буровая техника» (с 1981 г.), В.И. Крылов вел большую и плодотворную работу по подготовке высококвалифицированных специалистов в области строительства скважин на нефть и газ. Непосредственно под его руководством кандидатские диссертации защитили более 20 специалистов.

Заслуги В.И. Крылова отмечены орденом Трудового Красного Знамени (1974 г.), медалями «За трудовую доблесть» (1966 г.), «За доблестный труд», «В ознаменование 100-летия со дня рождения В.И. Ленина» (1970 г.), «Ветеран труда», серебряной и бронзовой медалями ВДНХ СССР (1967 г., 1968 г., 1977 г.) и целым рядом почетных званий, в том числе в 1989 г. ему присвоено звание «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РСФСР», дважды отличник нефтяной промышленности (1969 г., 1979 г.), заслуженный деятель науки и техники Татарской АССР (1966 г.), дважды лауреат премии имени академика И.М. Губкина (1979 г., 1983 г.).

## Аннотации статей

УДК 622.244.49-404.8

### ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКУПОРИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С МИКРОПУЗЫРЬКАМИ (БРМП) В ТРЕЩИНОВАТЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ (С. 5)

<sup>1</sup> Николай Владимирович Соловьев

<sup>2</sup> Фам Куанг Хиеу

<sup>3</sup> Та Куанг Минь

<sup>1</sup> Чыонг Ван Ты

<sup>1</sup> Диана Константиновна Кудрявцева

<sup>1</sup> МГРИ-РГГРУ

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

E-mail: nvs@mgri-rggru.ru

E-mail: truongvantuktd50@gmail.com

E-mail: dkudryavtseva@inbox.ru

<sup>2</sup> Министерство промышленности и торговли СРВ

18 Виен, Дык, Тханг, Ханой, Вьетнам

E-mail: Hieu1129@gmail.com

<sup>3</sup> Институт нефти и газа Вьетнама

18 Виен, Дык, Тханг, Ханой, Вьетнам

E-mail: minhtq.ctat@vpi.pvn.vn

Рассмотрены лабораторные исследования закупоривающей способности буровых растворов с микропузырьками (БРМП) в трещиноватых горных породах.

Выполненные исследования по прокачиванию БРМП через образцы керна позволили получить новые сведения о механизме действия микропузырьков воздуха по изменению проницаемости пор и трещин исследуемых образцов. Доказана

высокая упругость микропузырьков воздуха в составе исследуемых растворов, обладающих высокой прочностью защитных оболочек при температуре 120 °С и увеличении давления до 11 МПа.

При исследовании закупоривающей способности буровых растворов установлен эффект «узловой точки закупоривания», превышение давления выше которой приводит к стабилизации объема выходящей из образцов керна жидкости и характеризующей существенное снижение их проницаемости.

**Ключевые слова:** буровой раствор; микропузырьки; БРМП; проницаемость; керн; поглощение бурового раствора.

УДК 622.24.063

### ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЛЬТРАТОВ МИНЕРАЛИЗОВАННОГО КРАХМАЛЬНО-БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВЫХ РАСТВОРА (МКБПР) НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УДМУРТИИ (С. 13)

<sup>1</sup> Илья Львович Милютинский

<sup>1</sup> Алексей Петрович Дмитриев

<sup>1</sup> Игорь Арнольдович Игумнов

<sup>2</sup> Вадим Геннадьевич Мироничев

<sup>1</sup> ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

426057, Ижевск, ул. Свободы, 175

E-mail: ILMilutinskiy@udmurtneft.ru

<sup>2</sup> Удмуртский государственный университет

426034, Ижевск, Университетская ул., д. 1

E-mail: fngp@udsu.ru

В работе приведены результаты лабораторных исследований влияния минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора и его фильтратов на восстановление фильтрации карбонатных нефтенасыщенных пород месторождений Удмуртии. Исследования проведены на образцах керна материала, проб нефти из продуктивных пластов и проб промысловых буровых растворов.

**Ключевые слова:** буровой раствор; фильтрат; карбонатный коллектор.

УДК 622.276.66

### ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ТРУДОИЗВЛЕКАЕМОЙ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ НА ЮГО-ЗАПАДЕ НИГЕРИИ (С. 18)

<sup>1</sup> Нвизуг-Би Лейи Клуверт

<sup>1</sup> Ольга Вадимовна Савенок

<sup>2</sup> Юрий Николаевич Мойса

<sup>2</sup> Дмитрий Юрьевич Иванов

<sup>1</sup> Кубанский государственный технологический университет

350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2,

E-mail: kluivert\_dgreat@mail.ru

<sup>2</sup> ООО «НПО» ХИМБУРНЕФТЬ»

350063, г. Краснодар, ул. Кубанская Набережная, 7

E-mail: HBN2005@yandex.ru

Изучены возможности использования составов для интенсификации добычи трудноизвлекаемой битуминозной нефти на Юго-Западе Нигерии. Исследование было выполнено при термобарических условиях в интервале температур от 20 °С до 75 °С и давления от 2 атм до 10 атм на установке УИПК-1. В качестве технологических жидкостей были применены различной химической природы соединения и составы: низкомолекулярные парафины, керосин, ацетон, вода, водные растворы гидроксида калия (КОН) в сочетании с различными ПАВ. Для исследованных условий наибольшую эффективность показали комбинированные составы на водной основе гидроксида калия (КОН) в сочетании с неололом (АФ9-12) и ЛИГ-ВИС.

**Ключевые слова:** битуминозная нефть; технологические жидкости; термобарические условия; физико-химическое воздействие.

УДК 622.279.7

#### **ОБОСНОВАНИЕ ТИПОВ И СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЫСОКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (с. 22)**

<sup>1</sup> Елена Валерьевна Егорова

<sup>1</sup> Юлия Сергеевна Минченко

<sup>2</sup> Сергей Липаритович Симонянц

<sup>1</sup> Астраханский государственный технический университет  
414056, Астрахань, ул. Татищева, д. 16  
E-mail: egorova\_ev@list.ru  
E-mail: minchenko.yuliya@inbox.ru

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина  
119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1  
E-mail: ssturbo@mail.ru

Строительство глубоких высокодебитных скважин в осложненных горно-геологических условиях требует применения инновационных технологических решений с использованием передового опыта бурения аналогичных скважин. Развитие техники и технологии бурения постоянно расширяет требования, предъявляемые к свойствам и рецептурам промывочных жидкостей. В статье приведены результаты анализа типов и свойств буровых растворов для строительства высокодебитных скважин в сложных горно-геологических условиях, на примере

карбонатного комплекса юры Западно-Кубанского прогиба. Представлены результаты изучения промышленных материалов, лабораторных и теоретических исследований.

**Ключевые слова:** промывочная жидкость; буровой раствор; высокодебитная скважина; термобарические условия; ингибитор сероводородной коррозии; раствор на нефтяной основе.

УДК 622.276

#### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ИЗМЕНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (с. 27)**

<sup>1</sup> Александр Генрихович Менгалиев

<sup>2</sup> Дмитрий Александрович Мартюшев

<sup>1</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»  
614066, Пермский край, г. Пермь, ул. Советской армии, 29

<sup>2</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29  
E-mail: martyushev@inbox.ru

Актуальность работы обусловлена тем, что оценка и прогнозирование параметра анизотропии в сложно-построенных карбонатных коллекторах является одним из ключевых моментов, которому следует уделять внимание при проектировании разработки нефтяных месторождений и выборе скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий. При построении и адаптации геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) нефтяных месторождений важным условием является знание как латеральной, так и вертикальной проницаемости. В большинстве случаев вертикальную проницаемость в ГГДМ принимают равной нулю, хотя это далеко не всегда верно. В работе на примере фаменской залежи Гагаринского месторождения рассмотрена динамика параметра анизотропии, определенная при интерпретации данных гидродинамических исследований скважин для различных литологических зон, от изменения забойного давления. Показана технологическая эффективность, проведенных мероприятий по гидро-разрыву пласта, в зависимости от

показателя анизотропии проницаемости.

**Ключевые слова:** анизотропия проницаемости; вертикальная проницаемость; карбонатный коллектор; гидродинамические исследования скважин; геолого-технические мероприятия.

УДК 622.276

#### **ВНЕДРЕНИЕ ЭЛЕКТРОННЫХ ПАСПОРТОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (с. 34)**

<sup>1</sup> Анастасия Дмитриевна Аникаева

<sup>2</sup> Дмитрий Александрович Мартюшев

<sup>1</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
614990, Пермский край, г. Пермь, ул. Ленина, дом 62  
E-mail: anast.anickaeva@yandex.ru

<sup>2</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29  
E-mail: martyushev@inbox.ru

Актуальность работы обусловлена тем, что введение электронных паспортов промысловых газопроводов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» позволит снизить риск аварийных ситуаций и повысить уровень промышленной безопасности в связи с оперативным получением информации о техническом состоянии трубопроводов. Формирование электронных паспортов выполняется в программном комплексе ArcGIS на основе имеющихся данных (маркшейдерских планов; данных исполнительных съемок; данных последней топографической или геодезической съемки; фотографических материалов и т.д.) с последующей верификацией, досъемкой необходимых элементов. В каждом из паспортов содержится основная информация по следующим объектам: газопровод; трубопроводное оборудование, арматура и ЭХЗ; переходы с а/дорогами и ж/дорогами; пересечения с ЛЭП; нарушения в обустройстве трассы, прокладке трубопровода, изоляционном покрытии; гидравлический расчет трубопровода по участкам; профиль трубопровода; высокоточная привязка отремонтированных участков с анализом исполнительной документации; особо опасные участки требующие замены; данные по

инцидентам, ремонтам, отказам. Таким образом, одним из основных путей учета, контроля, анализа и прогнозирования технического состояния, обеспечения безопасности газопроводов может служить использование электронных паспортов, что позволит снизить риск возникновения чрезвычайных ситуаций и соответственно обеспечит их безопасную эксплуатацию.

**Ключевые слова:** трубопровод; электронный паспорт; геоинформационная система; маркшейдерские планы, аварийные ситуации.

УДК 620.172: 621.317.42

### КОЭРЦИТИМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НАПРЯЖЁННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА НА ПРИМЕРЕ АППАРАТА ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА (с. 38)

**Иван Николаевич Андронов**

**Василий Иванович Кучерявый**  
**Василий Леонидович Савич**  
**Дмитрий Андреевич Борейко**

Ухтинский государственный технический университет  
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, 13  
E-mail: dboreiko@ugtu.net

В статье представлен метод коэрцитиметрического анализа напряженного состояния в стенке трубопровода на входных и выходных секциях аппарата воздушного охлаждения (АВО) газоперекачивающего агрегата (ГПА) и сопоставление полученных значений продольных и кольцевых напряжений с расчетными результатами, полученными на основе метода конечных элементов, а также с результатами, полученными на основе экспериментального определения напряжений с помощью твердомерии.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что указанные методы коэрцитиметрического анализа позволяют адекватно описывать напряженное состояние в контрольных точках на входе и выходе АВО. Развитие указанного метода позволит осуществлять экспресс-анализ

напряженного состояния в элементах конструкций действующих компрессорных станциях и других объектах газотранспортной системы (ГТС). Это, в свою очередь, может дать существенный экономический эффект предприятиям газовой промышленности за счет сокращения расхода на содержание и ремонт функционирующих элементов ГТС.

**Ключевые слова:** коэрцитивная сила (КС); коэрцитиметрический анализ; кольцевые и продольные напряжения, метод конечных элементов, твердомерия; трубопровод; анализ; секция аппарата воздушного охлаждения; осесимметричная оболочка.

УДК 620.178.5:621.671, ВАК 05.02.13

### АНАЛИЗ МЕТОДОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ МЕХАНИЧЕСКИХ ДЕФЕКТОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ (с. 45)

**1 Игорь Юрьевич Быков**  
**1 Хафар Хангусейн Оглы Ягубов**  
**1 Павел Сергеевич Шичёв**  
**2 Владимир Иванович Семин**

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет  
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская 13  
E-mail: bykov1939@mail.ru

<sup>2</sup>ОАО НПО «Буровая техника-ВНИИБТ»  
115114, Москва, ул. Летниковская 9, стр. 1  
E-mail: Symin.V@mail.ru

В статье представлены результаты аналитического обзора методов технической диагностики в контексте их применения для оценки механических дефектов в центробежных насосных агрегатах, в частности неисправностей подшипников и нарушения центровки валов. Отмечено, что электропараметрический метод диагностического контроля анализом амплитудно-частотных спектров токов и напряжений статора электродвигателя является эффективным методом для оценки механических дефектов в насосных агрегатах. Представлены порядок проведения контроля, рекомендации по выбору

аппаратуры и определению характеристик диагностирования, указания по принципиальной структуре аппаратной части электропараметрического метода контроля. Сформулированы признаки, характеризующие актуальность проведения исследований электропараметрического метода технической диагностики насосных агрегатов.

**Ключевые слова:** техническая диагностика; электропараметрический контроль; дефекты подшипников; нарушение центровки валов; контроль технического состояния; насосный агрегат.

УДК 523-52

### ЭВОЛЮЦИЯ ВСЕЛЕННОЙ И ПРОИСХОЖДЕНИЕ СИЛ ТЯГОТЕНИЯ (с. 51)

**Владимир Иванович Иванников**

ООО Фирма «АТЛАС»  
123423, Москва, ул. Народного Ополчения, дом 28, корп. 1, оф.161  
E-mail: firma-atlas@mail.ru

В статье предпринята попытка по-новому осмыслить природу тяготения, её физическую основу. Предполагается, что после Большого Взрыва первобытного нейтронного "яйца" произошла фрагментация материи и разрыв общего поля тяготения, когда оно приобрело локальный характер в пределах звездных скоплений – галактик. Звёздообразование началось в результате бета-распада свободных нейтронов на протоны и электроны, которые путем рекомбинации образовали облака атомарного водорода – первоначального элемента Вселенной. Образование звезд происходило путем аккреции водорода на зародыши – нейтронные сгустки (нейтронные звезды). Галактики формировались из звезд стяжением их "черными дырами" и в процессе своего развития трансформировались в сверхзвезды (квазары). Данная модель заслуживает внимания как альтернатива возникновения Вселенной из ничего.

**Ключевые слова:** тяготение; Большой Взрыв; аккреция; квазар; галактика; водород; материя; нейтрон.





### INVESTIGATION OF PLUGGING ABILITY OF DRILLING FLUIDS WITH MICROBUBBLES (DFMB) IN FRACTURED ROCKS (p. 5)

<sup>1</sup> Nikolaj Vladimirovich Solov'ev

<sup>2</sup> Fam Kuang Hieu

<sup>3</sup> Ta Kuang Min'

<sup>1</sup> CHyong Van Ty

<sup>1</sup> Diana Konstantinovna Kudryavceva

<sup>1</sup> Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)

23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: nvs@mgri-rggru.ru; k.drill.mgri@yandex.ru

<sup>2</sup> The Ministry of industry and trade SRV

18 street Duc Thang, B. Tu Liem, Ha Noi, Vietnam

E-mail: Hieu1129@gmail.com

<sup>3</sup> Hanoi University of Mining and Geology

18 street Duc Thang, B. Tu Liem, Ha Noi, Vietnam

E-mail: minhqt.ctat@vpi.pvn.vn

Laboratory studying of plugging ability of drilling fluids with microbubbles (DFMB) in fractured rocks is considered.

The performed studying of DFMB pumping through core samples made it possible to obtain new information relating to the mechanism of air microbubbles effect on pores and cracks permeability change of the samples under study. The high air microbubbles elasticity in the composition of the studied solutions with high durability of protective shells at the temperature of 120 °C and the pressure increase up to 11 MPa is proved.

When studying the sealing capacity of drilling fluids, the effect of a "nodal point of plugging" is established, the pressure exceeding above which provides the fluid volume stabilization that leaves the core samples and characterizes a significant decrease of their permeability.

**Key words:** drilling fluid; microbubbles; drilling fluids with microbubbles (DFMB); permeability; core; drilling fluid absorption.

### THE EFFECTS OF FILTRATES OF MINERALIZED STARCH-BIOPOLYMER DRILLING FLUIDS (MSBDF) ON THE FILTRATION PROPERTIES OF

### CARBONATE RESERVOIRS IN THE UDMURT REPUBLIC (p. 13)

<sup>1</sup> Il'ya L'vovich Milyutinskij

<sup>1</sup> Aleksej Petrovich Dmitriev

<sup>1</sup> Igor' Arnol'dovich Igumnov

<sup>2</sup> Vadim Gennad'evich Mironychev

<sup>1</sup> CJSC "INNC"

175, Svobody street, Izhevsk, 426057, Russia

<sup>2</sup> Udmurt State University

1, Universitetskaya street, Izhevsk, 426034, Russia

The paper presents the results of laboratory researches of the effect of mineralized starch-biopolymer drilling mud and its filtrates on the restoration of carbonate oil-saturated rocks filtration in Udmurtia oil fields. The studies have been conducted on the core samples material, oil samples from productive layers and samples of field drilling fluids.

**Key words:** drilling fluid; filtrate; carbonate reservoir.

### INVESTIGATION OF COMPOSITIONS FOR PRODUCTION INTENSIFICATION OF HARD-TO-RECOVER BITUMINOUS OIL IN THE SOUTH-WESTERN NIGERIA (p. 18)

<sup>1</sup> Nvizug-Bi Leji Klyuvert

<sup>1</sup> Olga Vadimovna Savenok

<sup>2</sup> YURIJ Nikolaevich Mojsa

<sup>2</sup> Dmitriy YU'evich Ivanov

<sup>1</sup> Kuban State University of Technology 2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia

E-mail: olgasavenok@mail.ru

<sup>2</sup> LLC ««NPO» HIMBURNEFT'»

7, Kubanskaya Naberezhnaya str., Krasnodar, 350063, Russia

E-mail: HBN2005@yandex.ru

The possibilities of using compositions for intensification of extraction of hard-to-recover bituminous oil in the South-Western Nigeria are studied. The study was performed under thermobaric conditions in the temperature range from 20 °C to 75 °C and pressure from 2 atm to 10 atm on a core permeability measurement unit (CPMU-1) installation. Compounds and compositions of various chemical nature such as low molecular weight paraffins, kerosene, acetone, water,

aqueous solutions of potassium hydroxide (KOH) in combination with various surfactants were used as technological liquids. For the conditions studied, the combined water-based formulations of potassium hydroxide (KOH) in combination with neonol (AF9-12) and LIG-VIS proved to be the most effective ones.

**Key words:** bituminous oil; technological liquids; thermobaric conditions; physicochemical effect.

### SUBSTANTIATION OF TYPES AND CHARACTERISTICS OF DRILLING SOLUTIONS FOR HIGH-RATE WELLS CONSTRUCTION IN COMPLEX MINING- GEOLOGICAL CONDITIONS (p. 22)

<sup>1</sup> Elena Valer'evna Egorova

<sup>1</sup> Yuliya Sergeevna Minchenko

<sup>2</sup> Sergej Liparitovich Simonyanc

<sup>1</sup> Astrakhan State Technical University 16, Tatischev str., Astrakhan, 414056, Russia

E-mail: egorova\_ev@list.ru

E-mail: minchenko.yuliya@inbox.ru

<sup>2</sup> Gubkin Russian State University of oil and gas 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia

E-mail: ssturbo@mail.ru

The construction of deep high-rate wells in complicated geological conditions requires making innovative technological decisions using the best practices acquired when drilling similar wells. The development of drilling technology and equipment is constantly expanding the requirements for the properties and formulations of drilling fluids. The paper presents the results of the analysis of the types and properties of drilling fluids for the construction of high-production wells in difficult geological conditions on the example of the Jurassic carbonate complex of the West-Kuban trough. The results of the study of field materials, laboratory and theoretical studies are presented.

**Key words:** flushing fluid; drilling fluid; high-rate well; thermobaric conditions; hydrogen sulfide corrosion inhibitor; oil-based solution.

### DETERMINATION AND CHANGE OF PERMEABILITY ANISOTROPY INDEX DURING DEVELOPMENT OF AN OIL FIELDS CARBONATE DEPOSIT (p. 27)

<sup>1</sup> **Aleksandr Genrihovich Mengaliev**  
<sup>2</sup> **Dmitrij Aleksandrovich Martyushev**

<sup>1</sup> PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm  
 29, Sovetskoy Armii st, Perm, 614066, Russia  
 E-mail: mengaliev.alexandr@gmail.com

<sup>2</sup> Perm National Research Polytechnic University  
 29, Komsomolsky Prospect, Perm, 614990, Russia  
 E-mail: martyushevdi@inbox.ru

The relevance of the paper is caused by the fact that the assessment and prediction of the anisotropy parameter in complex carbonate reservoirs is one of the main parameters that should be paid attention to when designing the development of oil fields and selecting candidate wells for conducting geological-technical measures. When constructing and adapting geological-hydrodynamic models (GHDM) of oil fields, an important condition is the knowledge of both lateral and vertical permeability. In most cases, the vertical permeability in GHDM is assumed to be zero, although this is not always true. The paper, on the example of the Famennian reservoir of Gagarinsky field, considers the anisotropy parameter dynamics, determined when interpreting the data of hydrodynamic studies of wells for different lithologic-facies zones, from changes in bottom hole pressure. The technological efficiency of the measures taken to fracture the reservoir, depending on the permeability anisotropy index, is shown.

**Key words:** permeability anisotropy; vertical permeability; carbonate reservoir; hydrodynamic studies of wells; geological-technical measures.

**INTRODUCTION OF ELECTRONIC PASSPORTS OF FIELD GAS PIPELINES IN LLC "LUKOIL-PERM" (p. 34)**

<sup>1</sup> **Anastasiya Dmitrievna Anikaeva**  
<sup>2</sup> **Dmitrij Aleksandrovich Martyushev**

<sup>1</sup> LCC «LUKOIL-PERM»  
 62, Lenina str., Perm city, 614990, Russia  
 E-mail: anast.anickaeva@yandex.ru

<sup>2</sup> Perm National Research Polytechnic University  
 29, Komsomolsky Prospect, Perm,

614990, Russia  
 E-mail: martyushevdi@inbox.ru

The relevance of the work is caused by the fact that the introduction of electronic passports for field gas pipelines in LLC "LUKOIL-PERM" will provide reduction of emergency situations occurrence and increase of industrial safety level due to the prompt receipt of information on the pipelines technical state. The pipelines electronic passports pipelines are formed by "ArcGIS" software package based on the available data (surveying plans; executive survey data; data from the latest topographic or geodetic survey; photographic materials, etc.), followed by verification, completion of the necessary elements. Each passport contains the basic information on the following objects: gas pipeline; pipeline equipment, fittings and ECP; transitions with automobile roads and railway roads; intersections with power lines; route arrangement violations, pipeline construction, insulation coating; hydraulic calculation of a pipeline by sections; pipeline profile; high-precision binding of the repaired sections with the analysis of as-built documentation; especially dangerous sections requiring replacement; data on incidents, repairs, failures. Thus, one of the main ways of accounting, monitoring, analyzing and forecasting pipelines technical state, ensuring gas pipelines safety can be the use of electronic passports that will provide reduction of emergency situations risk and respectively their safe operation.

**Key words:** pipeline; electronic passport; geographic information system; surveying plans; emergency situations.

**THE COERCITIMETRIC ANALYSIS OF THE STRESS-STATE OF A COMPRESSOR YARD'S TECHNOLOGICAL GAS PIPELINES ON THE EXAMPLE OF THE GAS AIR COOLER (p. 38)**

**Ivan Nikolaevich Andronov**  
**Vasilij Ivanovich Kucheryavij**  
**Vasilij Leonidovich Savich**  
**Dmitrij Andreevich Borejko**

Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia  
 E-mail: dboreiko@ugtu.net

The paper presents a method of coercitometric analysis of the stress

state in a pipeline wall at the inlet and outlet parts of the cooling-air unit (CAU) of a gas compressor unit (GCU) and compares the obtained values of longitudinal and annular stresses with the calculated results received during application of the finite element method as well as with the results based on the experimental determination of stresses by means of hardness measurement.

The obtained results indicate that these methods of the coercitometric analysis provide the stress-state adequate description in the control points at the CAU inlet and outlet. The method development will provide the stress state express-analysis of the structures elements of the operating compressor stations and other facilities of the gas transportation system (GTS). Thus, it can bring a significant economic effect to the enterprises of the gas industry due to cost reductions for maintenance and repair of GTS functioning elements.

**Key words:** coercitive force (CF); coercitometric analysis; annular and longitudinal stresses; finite element method; hardness measurement; pipeline; analysis; cooling-air unit section; axisymmetric shell.

**ANALYSIS OF THE METHODS APPLIED FOR TECHNICAL DIAGNOSTICS OF MECHANICAL DEFECTS OF CENTRIFUGAL PUMPING UNITS (p. 45)**

<sup>1</sup> **Igor' YU'evich Bykov**  
<sup>1</sup> **Hafar Hangusejn Ogly YAgubov**  
<sup>1</sup> **Pavel Sergeevich SHichyov**  
<sup>2</sup> **Vladimir Ivanovich Syomin**

<sup>1</sup> Ukhta state technical university, Ukhta  
 Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia  
 E-mail: bykov1939@mail.ru

<sup>2</sup> JSC NPO «Burovaya tekhnika»  
 9/1, Letnikovskaya, Moscow, 11514, Russia  
 E-mail: syomin.v@mail.ru

The paper presents the results of the analytical overview of technical diagnostics methods applied for evaluation of mechanical defects in centrifugal pumping units, such as bearing defects and shafts alignment violation. It is noted that the electro-parametric method of diagnostic control by analyzing the amplitude-frequency spectra of the currents

and voltages of an electric motor stator is an effective method for mechanical defects evaluating in pumping units. The order of control carrying-out, recommendations on the equipment selection and instructions on diagnosing characteristics determination, instructions on the principled structure of the system of equipment electro-parametric control method are presented. The signs that characterize the relevance of conducting researches of the electro-parametric method of pumping units technical diagnostics are formulated.

**Key words:** technical diagnostics; electro-parametric control; bearing defects; shafts alignment violation; technical state control; pumping unit.

#### THE UNIVERSE EVOLUTION AND THE ORIGIN OF GRAVITY FORCES (p. 51)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

LLC Firma «ATLAS»  
of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija str., Moscow, 123423, Russia  
E-mail: firma-atlas@mail.ru

The paper makes attempt to rethink the nature of gravitation, its physical grounds. It is assumed that after the Big Bang of the primordial neutron "egg" there occurred a fragmentation of matter and a rupture of the gravitation general field, when it acquired a local nature within the limits of star

clusters - galaxies. Starburst began as a result of the beta-decay of free neutrons into protons and electrons, which, by recombination, formed clouds of atomic hydrogen - the original element of the Universe. The formation of stars occurred through the accretion of hydrogen into nuclei — neutron bunches (neutron stars). Galaxies were formed from stars being absorbed by "black holes" and in the course of their development they transformed into superstars (quasars). This model deserves attention as an alternative to the emergence of the universe from nothing.

**Key words:** aggression; Big Explosion; accretion; quasar; galaxy; hydrogen; matter; neutron.

## Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2019 год!

**Индексы журнала:**

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";
- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

**Адрес для переписки:**

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116 доб. 241

Факс: (495) 543 9612



**XIV Международная научно-практическая  
конференция  
"Новые идеи в науках о Земле"  
г. Москва  
2-5 апреля 2019 г.**



ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (МГРИ) приглашает принять участие в Международной научно-практической конференции "Новые идеи в науках о Земле". Конференция традиционно состоится в городе Москва (2-5 апреля 2019 г.).

Конференция призвана сконцентрировать наработки в самых разных областях, включая инновационные направления - космическая геология, цифровые технологии разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, цифровизация экономики минерально-сырьевого комплекса и многие другие.

Параллельно с проведением Конференции планируется работа XVI-й отраслевой выставки «Недра: Изучение. Разведка. Добыча» в фойе Университета.

По результатам конференции, доклады участвовавших в конференции будут размещены в электронной библиотеке научных публикаций (РИНЦ).

По решению редакционного комитета Конференции лучшие доклады, отвечающие целям конференции и доложенные на конференции, будут опубликованы в журналах:

«Горный журнал» (входит в базу данных Scopus),

«Известия высших учебных заведений. Геология и разведка» (ChemicalAbstracts, GeoRef, ВАК),

«Инженер-Нефтяник» (ВАК, РИНЦ) и др.

#### ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕКЦИЙ

1. Геология, поиски и разведка твердых полезных ископаемых, минерагения
2. Геология, геотектоника, геодинамика
3. Региональная геология, палеонтология, стратиграфия
4. Минералогия и геммология, петрология и геохимия
5. Геология, геохимия и моделирование месторождений нефти и газа
6. Поиски, разведка и подсчет запасов месторождений углеводородов
7. Цифровые технологии моделирования осадочных бассейнов и месторождений углеводородов
8. Освоение минерально-сырьевых ресурсов Арктики и Дальневосточных морей
9. Инновационные технологии геологической разведки, горного и нефтегазового дела
10. Бурение скважин
11. Космическая геология
12. Гидрогеология и инженерная геология
13. Цифровизация экономики минерально-сырьевого комплекса
14. Геоэкология
15. Математическое моделирование и разведочная геофизика
16. Экономико-правовые основы недропользования
17. Гуманитарные проблемы профессионального горно-геологического образования
18. Геоэтика

#### КЛЮЧЕВЫЕ ДАТЫ

1 марта 2019 г.	Окончание приёма тезисов докладов
15 марта 2019 г.	Окончание подачи заявок на участие
2 апреля 2019 г.	Пленарное заседание
2-5 апреля 2019 г.	Выступления докладчиков
5 апреля 2019 г.	Подведение итогов конференции

**Ждем Вас в стенах нашего Университета!**

Подробности на сайте:

<https://www.mgri-newideas.com/>

<http://mgri-rggru.ru/science/konf/index.php>

