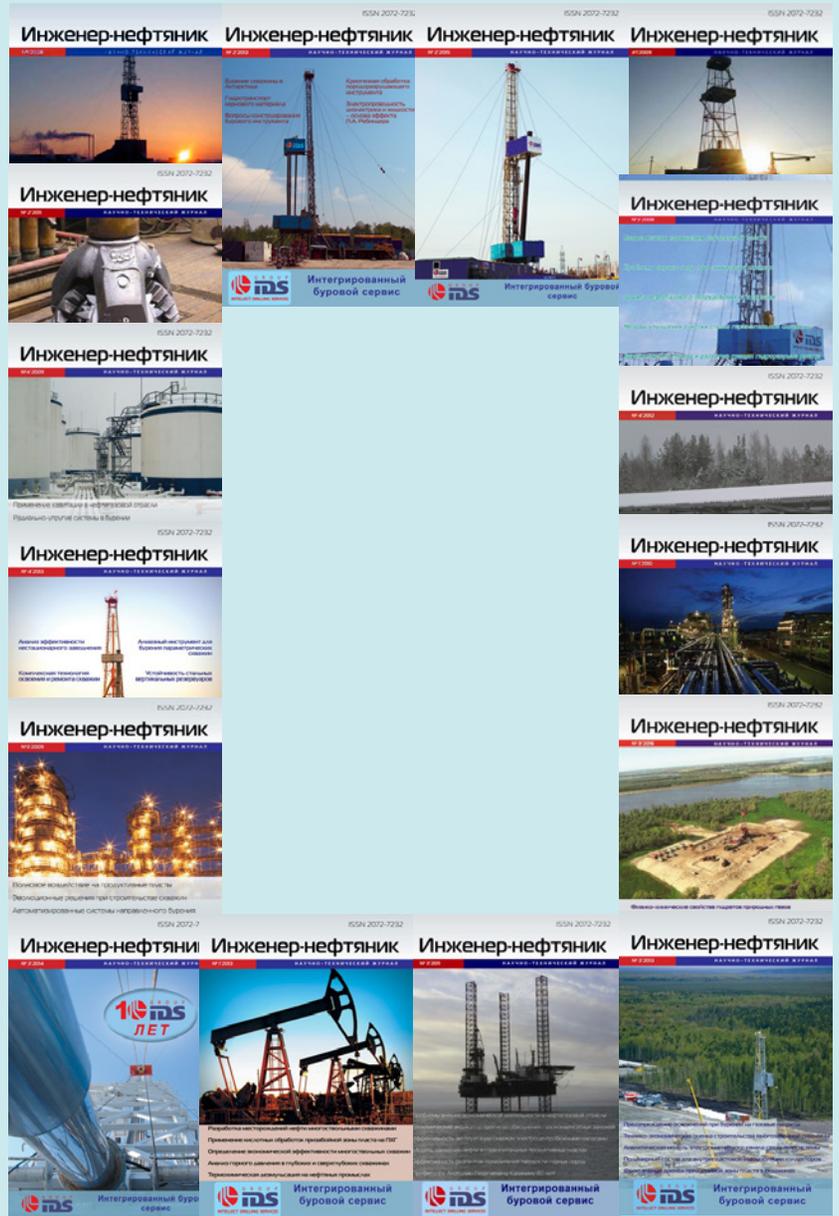


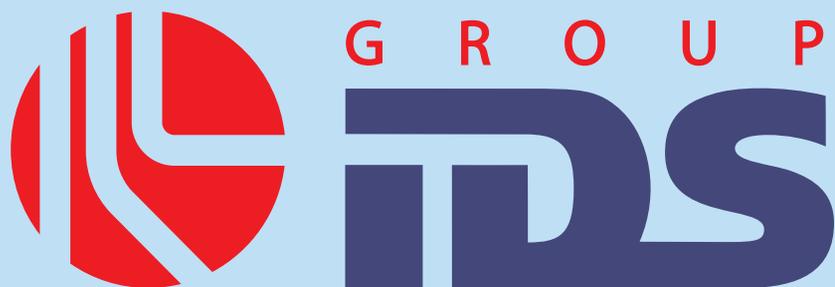
# Инженер-нефтяник

№ 2'2017

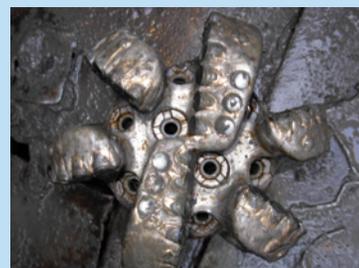
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



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», отработки 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

Природа эффекта Ребиндера и его место при разрушении диэлектрических минералов и горных пород. Евсеев В.Д.

5

The nature of the Rebinder effect and the destruction of dielectric minerals and rocks. Evseev V.D.

Теоретическое обоснование оптимального диапазона угла установки резцов долот PDC для бурения в перемежающихся по твёрдости горных породах месторождения «Южный Дракон и Доймой» (СРВ). Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Нгуен Тиен Хунг, Нгуен Тхе Винь

12

Theoretical justification of the optimum range of the angle of the cutters of PDC bits for drilling in alternating in hardness rocks field "South Dragon and Moi" (Vietnam). Arsent'ev Ju.A., Solov'ev N.V., Nguen Tien Hung, Nguen The Vin'

Аналитическая модель взаимодействия зубков шарошечного долота с забоем скважины. Бронников И.Д., Тошов Ж.Б., Нахангов Х.Н.

16

Analytical model of interaction Zubkov roller bit with the bottom hole. Bronnikov I.D., Toshov Zh.B., Nahangov H.N.

Совершенствование технологии забуривания нового направления в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В., Петенёв П.Г.

19

Improvement of technology of start of a new direction in open borehole based on the artificial face. Elovyh P.F., Neskoromnyh V.V., Peten'ov P.G.

Погрешности компенсации автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов Э.Х., Филиппов П.Г.

24

Inaccuracies of self-oscillation of engine power drive drill string. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Filippov P.G.

Применение соленасыщенного поликатионного бурового раствора при строительстве скважин на Астраханском ГКМ. Гайдаров А.М.

31

Application selenocystine polycationic drilling mud in the construction of wells at Astrakhan gas condensate field. Gajdarov A.M.

Обоснование выбора ингибирующих реагентов для повышения устойчивости глинистых пород. Чудинова И.В., Николаев Н.И., Розенцвет А.В.

35

The rationale for the selection of inhibitory reagents to enhance the stability of clay rocks. Chudinova I.V., Nikolaev N.I., Rozencvet A.V.

Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ. Стручков И.А., Рогачев М.К.

41

Prevention of formation of asphaltene-resin-paraffin deposits in the wells using surfactants. Struchkov I.A., Rogachev M.K.

Подбор химической композиции для вытеснения нефти из обводненных коллекторов. Королев М.И., Рогачев М.К.

48

Chemical Composition Selection for oil displacement in waterflooded reservoirs. Korolev M.I., Rogachev M.K.

Совершенствование системы прогнозирования технического состояния и ресурса устьевых оборудования скважин. Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Ерехинский Б.А., Тимошко И.С.

54

Improving the system of forecasting of technical condition and resource of wellhead equipment wells. Egurcov S.A., Ivanov Ju.V., Erehinskij B.A., Timoshko I.S.

Прогноз пористости песчаного пласта коллектора с помощью искусственной нейронной сети. Бэссей Инико Экенг, Антониади Д.Г., Амеде Гудлак, Антигха Ричард, Нкпа Огарекпе

60

Prediction of porosity of the reservoir sand reservoir using artificial neural network. Bjessej Iniko Jekeng, Antoniadi D.G., Amede Gudlak, Antigha Richard, Nkpa Ogarekpe

Увеличение эффективности разделения компонентов природного и попутного нефтяного газа с использованием газодинамических процессов. Мияссаров Р.Ф., Ишмурзин А.А., Махмутов Р.А.

64

Increasing the efficiency of separation of components of natural and associated petroleum gas with using of gas-dynamic processes. Mijassarov R.F., Ishmurzin A.A., Mahmutov R.A.

Аннотации статей

66

Abstracts of articles

Журнал по решению ВАК Министерства образования и науки РФ включён в "Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук".

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

**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:

**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

**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

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Орлов Николай Александрович

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), [povalihin1@yandex.ru](mailto:povalihin1@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.

УДК 544.723.237

# Природа эффекта Ребиндера и его место при разрушении диэлектрических минералов и горных пород

В.Д. Евсеев – доктор техн. наук, профессор  
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

Физической особенностью роста трещины нормального отрыва в диэлектрических минералах является появление временной зависимости прочности  $\sigma_p$  при растяжении образца от времени  $t$  действия нагрузки:  $\sigma_p = \sigma_p(t)$ . Природа этой зависимости занимает умы исследователей на протяжении многих лет. Её появление связывали с зависимостью от  $t$  величин, входящих в формулу

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{2 \cdot E \cdot \gamma_0}{\pi \cdot l \cdot (1 - \nu^2)}} \quad (1)$$

предложенную А.А. Гриффитом, для оценки прочности  $\sigma_p$  образца диэлектрика, находящегося в состоянии двухосного растяжения  $\sigma_1 = 0, \sigma_2 < 0, \sigma_3 < 0$ , где  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  – главные нормальные напряжения. Таких величин в формуле (1) две: удельная свободная поверхностная энергия  $\gamma_0$  и длина  $2/l$  первичного дефекта (трещины) в диэлектрике; величины  $E$  – модуль Юнга и  $\nu$  – коэффициент Пуассона являются const. Представление временной зависимости прочности в виде  $\sigma = \sigma(t)$ , как следствие зависимостей  $\gamma_0 = \gamma_0(t), l = l(t)$ , не соответствует физике разрушения диэлектрических минералов.

Ответ на поставленный вопрос о природе временной зависимости может быть получен из энергетической теории прочности А.А. Гриффита, если принять во внимание физическое явление «электризация при разрушении». При разработке электрической теории адгезии было установлено, что рост трещины нормального отрыва не только адгезионного, но и когезионного происхождения в диэлектрических минералах, сопровождается появлением на противоположных сторонах трещины разноименных свободных электрических зарядов плотностью  $q$  [1]. Заряды вызывают комплекс электрокогезионных процессов, сопровождающих разрушение диэлектрических материалов [2, 3]. Эти процессы активно исследовались [4], но долгое время не обращалось внимание на то, что заряды обеспечивают и взаимодействие противоположных сторон трещины, и появление механической потери энергии электростатической природы  $\gamma_3$  [5, 6], которые определяют эффективную энергию разрушения  $\gamma_{эфф} = \gamma_0 + \gamma_3$ , прочность  $\sigma_p$  диэлектрика при данной длине дефекта:

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{2 \cdot E \cdot \gamma_{эфф}}{\pi \cdot l \cdot (1 - \nu^2)}} \quad (2)$$

Так как появление свободных электрических зарядов на свежей диэлектрической поверхности совпадает во времени и с началом их релаксации, то это позволяет представить временную зависимость прочности минералов в виде  $\sigma_p = \sigma_p(t/T)$ , где  $T$  – время релаксации электрических зарядов, характеризующее электрофизическое состояние разрушаемого минерала и условия, в присутствии которых происходит разрушение.

Уравнение, описывающее снижение плотности электрических зарядов со свежей поверхности минерала, получаемой при разрушении минерала в вакууме, имеет вид:

$$q = q_0 \cdot \exp\left(-\frac{t}{T}\right) \quad (3)$$

где  $q_0$  – начальная плотность зарядов,  $T = \epsilon_m \epsilon_0 / \chi_m$ , – время релаксации зарядов в минерале,  $\epsilon_0$  – электрическая постоянная,  $\epsilon_m, \chi_m$  – относительная диэлектрическая проницаемость и удельная электропроводность минерала, соответственно.

Аналогичное уравнение будет характеризовать и изменение интенсивности  $J$  эмиссии электронов высокой энергии (ЭВЭ) со свежей поверхности, полученной сколом минерала в вакууме:

$$J = J_0 \exp\left(-\frac{t^*}{T}\right) \quad (4)$$

где  $J_0$  – начальная интенсивность эмиссии электронов, вызываемая зарядом  $q_0$ ,  $\dim J = \text{имп/с} \cdot \text{м}^2$ ,  $t^*$  – время, прошедшее после образования свежей поверхности.

Представляя трещину отрыва в виде конденсатора, на противоположных сторонах которого находятся электрические заряды, стекающие через разрушаемый диэлектрический минерал (ток  $j_2$ ), потери энергии  $\gamma_3$  представим в виде

$$\gamma_3 = q_0^2 \cdot \exp\left(-2 \cdot \frac{t}{T}\right) \cdot \frac{h}{4 \cdot \epsilon_0} \quad (5)$$

где  $h$  – расстояние между сторонами трещины. Из уравнений (2-5) следует, что величины  $q, J, \gamma_3, \sigma_p$  снижаются при увеличении  $t$  в соответствии с  $T$ . Выводы отсюда можно сделать следующие:

1) при определении величин  $q$ ,  $J$ , и  $\sigma_p$  необходимо контролировать  $T$  минералов;

2) уменьшение  $T$  снижает  $q$  на свежей поверхности, сокращает длительность ЭВЭ, параметры эмиссии электронов (энергия, интенсивность), уменьшает  $\sigma_p$  минералов;

3) величины  $q$ ,  $J$ ,  $\sigma_p$  будут изменяться симбатно при одинаковой подготовке образцов диэлектрических минералов и одинаковых условиях проведения экспериментов;

4) для снижения  $\sigma_p$  диэлектрического минерала необходимо оказывать такие физические воздействия на него, которые уменьшают величину  $T$  минералов;

5) с ростом  $\sigma_p$  диэлектрического минерала (при данных  $l$ ,  $T$ ) будет увеличиваться энергия и интенсивность ЭВЭ с поверхности, полученной при разрушении в вакууме.

Величина симплекса  $t/T$  меняется в большом диапазоне не столько из-за роста  $t$ , сколько из-за зависимости  $T$  от чистоты диэлектрических минералов: даже у разных образцов одного минерала  $T$  может отличаться на порядки в зависимости от загрязненности их электролитическими соединениями.

При химической чистоте электропроводность диэлектрического минерала достигает минимальных величин  $10^{-17} - 10^{-20}$  См/м, а  $T$  достигает максимальных значений  $T_{\max} = 10^6 - 10^9$  сек. При технической чистоте минерала  $\chi_m$  его возрастает до  $10^{-15} - 10^{-12}$  См/м и более и обеспечивает снижение  $T$  на несколько порядков по сравнению с величиной  $T_{\max}$ . Такое непостоянство  $T$  обеспечит различную величину  $q$ ,  $J$ ,  $\sigma_p$  при одинаковом времени действия механического усилия (времени, прошедшего после скальвания образцов минерала). Уместно напомнить, что попытка зафиксировать ЭВЭ со свежей поверхности кристаллов NaCl увенчалась успехом только после того, как образцы, хранившиеся во влажном воздухе, перед испытанием подвергли термовакуумной тренировке [2]. Без проведения обезвоживания образцов ЭВЭ не была зафиксирована и был сделан ошибочный вывод об отсутствии этого явления при разрушении кристалла NaCl [7].

При  $t/T \ll 1$  неравновесная компонента эффективной энергии разрушения увеличит  $\sigma_p$  минерала химической чистоты до максимального значения, соответствующего величине  $l$  и плотности  $q_0$  на свежей поверхности. Прочность диэлектрического минерала химической чистоты при испытании в вакууме будет не только максимальной, но и менее склонной к уменьшению с течением времени, т.к. обеспечить выполнение условия равновесности разрушения  $t \gg T_{\max}$  в этом случае практически невозможно. Разрушение такого минерала будет неравновесным при любой скорости  $V$  роста трещины.

При разрушении в вакууме диэлектрического минерала технической чистоты условие равновесности разрушения  $t \gg T$  будет выполнено при значительно меньшем времени  $t$  действия нагрузки на образец минерала и  $\sigma_p$  будет снижаться к равновесной величине - пределу статической усталости  $\sigma_{pp}$ .

Для уменьшения разброса значений прочности образцов необходимо обращать внимание не только на размер дефекта  $l$  в них, но и на величину  $T$  образцов: при различных  $T$  прочность образцов диэлектрического минерала в вакууме будет отличаться и тем значительней, чем больше отличие величин  $T$ .

Так как  $T$  диэлектрического минерала определяется, в основном, величиной и изменением  $\chi_m$ , то и изменение  $\sigma_p$

образцов следует ожидать от таких воздействий на него, которые изменят  $\chi_m$ : повышение температуры, облучение различными видами излучений, удаление электролитических загрязнений. Прочность минерала изменится и тогда, когда разрушение его происходит в присутствии жидкостей, способных изменить время релаксации зарядов, появившихся в вершине трещины на сторонах трещины нормального отрыва. Выяснение механизма влияния жидкости на  $\sigma_p$  минерала имеет самостоятельный научный и практический интерес, так как жидкость и разрушаемый минерал объединяет такое научное понятие как эффект Ребиндера.

При росте трещины нормального отрыва в минерале в присутствии жидкости дополнительно к току  $j_2$  возникает ток  $j_1$ , текущий через жидкость, проникающую в полость растущей трещины. Ток  $j_1$  ответственен за появление и величину эффекта Ребиндера: обеспечит снижение  $\sigma_p$  минерала, если время релаксации электрических зарядов в жидкости  $\tau$ , находящейся в полости, будет меньше, чем в минерале:  $\tau < T$ . Но величина эффекта Ребиндера зависит и от тока  $j_2$ : чем меньшее снижение  $\sigma_p$  минерала вызывает ток  $j_2$ , тем значительней будет эффект Ребиндера при разрушении минерала в жидкости, обеспечивающей в полости трещины выполнение условия  $\tau < T$ . И наоборот, чем большее происходит увеличение электропроводности  $\chi_m$  минерала при росте содержания в нем электролитических загрязнений, тем меньший будет эффект Ребиндера при разрушении минерала в присутствии электропроводящей жидкости.

Снижение тока  $j_2$  удалением электролитических соединений из диэлектрических минералов длительным выдерживанием их вместе с гигроскопическими веществами типа  $P_2O_5$ ,  $H_2SO_4$  в эксикаторе, либо высокотемпературным высушиванием образцов в вакууме, вызовет рост  $T$  минералов, т.е. вызовет увеличение  $\sigma_p$  диэлектрического минерала, повышение чувствительности  $\sigma_p$  к действию электропроводящей жидкости (рост эффекта Ребиндера), возрастание параметров, характеризующих ЭВЭ со свежей диэлектрической поверхности (энергия и плотность потока электронов), обеспечит симбатность изменения  $\sigma_p$ ,  $J_0$  при одинаковой подготовке образцов к исследованию.

Подтверждением этого вывода является сравнение потока электронов с поверхности образцов кварца, до скола хранившихся во влажном воздухе ( $1,1 \cdot 10^8$  имп/с  $\cdot$  м<sup>2</sup>), с потоком электронов с поверхности образцов кварца, прошедших перед испытанием трёхчасовое высушивание при температуре 125 °С ( $7,2 \cdot 10^8$  имп/с  $\cdot$  м<sup>2</sup>), и с потоком электронов со свежей поверхности образцов кварца, которые перед сколом выдерживались течение трех часов в вакууме  $1,3 \cdot 10^{-3}$  Па при температуре 300 °С ( $2,3 \cdot 10^9$  имп/с  $\cdot$  м<sup>2</sup>): удаление влаги обеспечило рост потока электронов с поверхности образцов кварца на порядок [8]. Величина потока электронов при скальвании образцов кристалла LiF, прошедших предварительно процедуру высушивания при температуре 125 °С в течение трёх часов, возросла в два раза по сравнению с потоком электронов, эмитируемых с поверхности образцов кристалла LiF, хранившихся до скальвания во влажном воздухе [8]. При сколе же кристалла NaCl эмиссия была зафиксирована только после предварительного удаления влаги из образцов высушиванием кристаллов при температуре 125 °С в течение трех часов [8]. Обнаружение ЭВЭ с ювенильной поверхности неорганического стекла также произошло

только после отжига образцов стекла в вакууме [9]. И, наконец, в [10] показано, что  $\sigma_p$  образцов кристалла LiF при одноосном сжатии в вакууме и величина начальной интенсивности эмиссии электронов  $J_0$  изменяются симбатно при изменении температуры отжига образцов фтористого лития (в работе [10] не объясняется причина симбатности изменения величин  $\sigma_p$  и  $J_0$ , а только обращается внимание на наличие этой связи).

В соответствии с (1, 2),  $\sigma_p$  диэлектрика определяется двумя слагаемыми:

$$\sigma_p^2 = \sigma_{pp}^2 + \sigma_{HP}^2$$

где  $\sigma_{pp}$  является равновесной величиной. Её численное значение определяется формулой (1). Появление слагаемого  $\sigma_{HP}$  связано с возникновением и релаксацией электрических зарядов на сторонах трещины. Его величина зависит от значений  $q_0$  и симплекса  $t/T$ . Слагаемое  $\sigma_{HP}$  характеризует неравновесную компоненту прочности и ответственно за то или иное проявление временной зависимости прочности диэлектрика.

В соответствии с (1, 2), уравнение, характеризующее временную зависимость прочности диэлектрического минерала при испытании в вакууме, примет вид:

$$\frac{\ln \sigma_{HP}}{\ln \sigma_M} + \frac{t}{T \ln \sigma_M} = 1 \quad (6)$$

где  $\sigma_M$  – максимальное значение неравновесной компоненты прочности минерала, зависящее от величины  $q_0$  на свежей поверхности и длины трещины в нем:

$$\sigma_M = \sqrt{\frac{E \cdot q_0^2 \cdot h}{2 \cdot \epsilon_0 \cdot \pi \cdot l}} \quad (7)$$

Уравнению (6) в координатах  $\ln \sigma_{HP} - t$  соответствует прямая линия, наклоненная к оси времени под углом  $\alpha$ . Положение прямой на координатной плоскости зависит от величины углового коэффициента  $k = \operatorname{tg} \alpha = -T^{-1}$  и постоянной  $\sigma_M$ .

Временная зависимость прочности химически чистых минералов, полученная при испытании в вакууме, не претерпит существенных изменений в присутствии жидких диэлектриков – неполярных насыщенных углеводородов химической чистоты, т.к. их удельная электропроводность  $\chi$  достигает значений  $10^{-18} - 10^{-17}$  См/м [11], обеспечивающих величину  $\tau$ , сопоставимую с  $T_{\max}$  минерала. В таких условиях испытания при любом значении симплекса  $V/V_{ж}$ , где  $V_{ж}$  – скорость транспорта жидкости в полость растущей трещины, разрушение минерала неравновесно, прочность его максимальна и практически неизменна. При снятии нагрузки с минерала произойдет залечивание трещины, которое будет сопровождаться вытеснением диэлектрической жидкости из полости.

Изменение временной зависимости прочности минерала произойдет при разрушении его в жидкости, уменьшающей время релаксации электрических зарядов в вершине трещины до величины  $\tau \ll T$ . Такой электропроводностью обладают не только полярные, но и неполярные жидкости технической чистоты. При разрушении минералов химической чистоты в электропроводящей полярной жидкости величина эффекта Ребиндера будет определяться электропроводностью  $\chi$  и скоростью транспорта  $V_{ж}$  жидкости к вершине трещины: чем больше  $V_{ж}$  и  $\chi$ , тем больше будет эффект [12]. Роль скорости

транспорта жидкости в величине эффекта Ребиндера будет возрастать с увеличением электропроводности жидкости. При сколе образца такого минерала в вакууме будет наблюдаться ЭВЭ максимальной интенсивности, энергия электронов достигнет значения, соответствующего величине  $q_0$ . Минералы технической чистоты будут менее склонны к проявлению эффекта Ребиндера; энергия электронов, интенсивность эмиссии электронов со свежей поверхности такого минерала, полученной в вакууме, будут уступать энергии и интенсивности эмиссии электронов, эмитируемых со свежобразованной поверхности химически чистого минерала.

Разупрочняющее действие полярной жидкости на минерал будет возрастать при введении в нее растворимых в ней ионогенных соединений. Наибольшие изменения временной зависимости прочности минерала вызовут электролиты, ионогенные поверхностно-активные вещества, обеспечивающие рост электропроводности возникающих растворов. Разупрочняющее действие жидкости усилится и тогда, когда в ней появятся носители тока – ионы, возникающие при растворении в жидкости разрушаемого диэлектрика. Чем меньше время релаксации зарядов создаст жидкость в полости растущей трещины, тем быстрее уменьшится неравновесная компонента прочности, обеспечивающая снижение  $\sigma_p$  минерала к равновесному значению  $\sigma_{pp}$ . Диапазон изменения прочности  $\sigma_{\max} - \sigma_{pp}$  определяет резерв прочности минерала, диапазон изменения эффекта Ребиндера.

Залечивание трещины в диэлектрическом минерале и вытеснение полярной жидкости из ее полости после снятия разрушающего усилия с минерала будет исчезать с ростом электропроводности жидкости.

Уникальная растворяющая способность воды обеспечивает водным растворам ионогенных соединений наибольшую электропроводность, что оказывает максимальное разупрочняющее действие на диэлектрические минералы. Особенности изменения электропроводности водных растворов с ростом времени  $t$  действия нагрузки определяют особенности развития статической усталости минералов в водной среде. Например, при статической усталости кварцевого стекла разупрочняющее действие дистиллированной воды будет малым и практически неизменным в течение длительного действия нагрузки, но разупрочняющее действие дистиллированной воды при статической усталости щелочного стекла будет увеличиваться за счет обменных реакций стекла с водой: рост электропроводности возникающих водных растворов в результате появления в растворе ионов щелочных металлов обеспечит ускоренное снижение  $\sigma_p$  щелочного стекла во времени. В этом случае с ростом  $t$  будет увеличиваться разница между  $\sigma_p$  образцов щелочного и кварцевого стекол. И наоборот,  $\sigma_p$  образцов стекол различного химического состава в начальные моменты времени развития статической усталости в присутствии воды будет отличаться, но с увеличением времени  $t$  действия нагрузки  $\sigma_p$  образцов этих стекол будет сближаться, т. к. при больших  $t$  зависимость электропроводности водных растворов продуктов гидролиза от химического состава стекол приобретёт лишь косвенный характер. Именно такое развитие статической усталости было обнаружено в [13, 14], но не объяснено.

Усиление разупрочняющего действия водных растворов ионогенных соединений на  $\sigma_p$  неорганического диэлектрика

будет невозможно тогда, когда концентрация ионов в растворе столь велика, что не позволяет увеличить электропроводность раствора, скорость транспорта его в зону разрыва связей в вершине трещины добавлением в него ионогенных соединений, введение которых диктуется технологическими особенностями производственного процесса.

Из (2, 5) следует, что при фиксированном  $l$  прочность минерала тем больше, чем больше  $q_0$  и  $T$ . Зависимость (7) предъявляет серьезные требования к условиям измерения  $q_0$  на свежей поверхности минерала: для сравнения величин  $q_0$  на поверхности разных минералов необходимо свести к минимуму влияние тока  $j_2$  на получаемый результат, т.е. удалить носители тока из образцов. Проводить измерения  $q_0$  требуется сразу после получения свежей поверхности в вакууме. Это обеспечит лучшее воспроизводство результатов.

При измерении  $q_0$  на свежей поверхности минералов в воздухе при различной относительной влажности обеспечивается дополнительный вклад в непостоянство получаемых результатов: непостоянство  $T$  образцов, не прошедших обезвоживание, с одной стороны, и возникающий на свежей поверхности электропроводящий полимолекулярный слой воды, с другой стороны, приводят к тому, что величина остаточной плотности электрических зарядов  $q_{\text{res}}$ , измеряемая на свежобразованной поверхности спустя первые десятки секунд после скола, может быть существенно меньше плотности зарядов  $q_0$ , появляющихся на свежей поверхности при росте трещины и определяющих сопротивление минерала разрушению.

Эмиссия быстрых электронов происходит не только с поверхности, возникшей при сколе минерала в вакууме, под влиянием остаточных электрических зарядов  $q_{\text{ост}}$ , вызывающих постэмиссию, но и при разрушении минерала в присутствии жидкости при появлении заряда  $q_0$  на свежей поверхности в вершине трещины, куда молекулы жидкости не в состоянии проникнуть. Различие плотности зарядов  $q_0$  и  $q_{\text{ост}}$  определяется величиной  $T$  минерала: чем больше  $T$ , тем меньше разность  $q_0 - q_{\text{ост}}$ , длительней процесс постэмиссии, больше энергия эмитируемых электронов. И наоборот: чем меньше  $T$ , тем больше отличие  $q_{\text{ост}}$  от  $q_0$ , короче длительность постэмиссии. Значительное снижение  $T$  гигроскопического минерала, хранящегося во влажном воздухе, хорошо растворяющегося в воде, обеспечит ускорение снижения плотности зарядов, длительности эмиссии быстрых электронов со свежей поверхности вплоть до ее полного отсутствия, уменьшение эффекта Ребиндера. В большей степени сказанное относится к поликристаллическим минералам, имеющим развитую когезионную поверхность контакта минеральных зерен, по которой молекулы воды проникают в минерал, изменяя его электропроводность.

Если появление электрических зарядов на стенках растущей трещины связано с развитием пластической деформации в диэлектрических минералах [15], то

1) прочность минералов должна быть чувствительной не только к жидкостям различной природы, к температуре, но и к наличию в диэлектрических образцах точечных дефектов, в том числе наведенных радиацией, их плотности, величине их заряда, изменяющим не только электропроводность минерала, но и вызывающим торможение дислокаций,

2) наблюдающиеся значения  $\sigma_p$  минералов могут быть обеспечены совместным действием деформационных потерь энергии и потерь энергии электростатической

природы. В этом случае представления [16] о влиянии пластической деформации на временную зависимость прочности неорганического стекла, дополненные представлениями о потерях энергии электростатической природы, возникающих вследствие электризации поверхностей растущих трещин в диэлектрических минералах, получают новое развитие.

Описанные выше изменения прочности образцов минералов при изменении электропроводности жидкостей, в присутствии которых происходит испытание, относятся к случаю растяжения образцов, когда в них растёт магистральная трещина нормального отрыва, приводящая к окончательному разрушению минерала. Такая трещина будет развиваться не только при плоском растяжении образцов, но и при одноосном растяжении образцов хрупких минералов, на боковой поверхности которых нанесена трещина, ориентированная перпендикулярно направлению действия растягивающей силы. В этом случае энергоёмкость разрушения и прочность на разрыв  $\sigma_p$  определяются изменением механических потерь энергии электростатической природы, возникающих при росте магистральной трещины [12]. Трещины нормального отрыва развиваются в образце и при сжимающей нагрузке, и при измельчении минералов. В последнем случае трещины нормального отрыва, растущие через минеральные зерна, увеличивают удельную поверхность возникающего порошкообразного материала (ПМ) и подготавливают возникновение сдвигового разрушения.

Эффект Ребиндера, наблюдаемый при растяжении образцов диэлектрических минералов, облегчает развитие магистральной трещины нормального отрыва, снижает  $\sigma_p$ , но величина эффекта определяется электростатическим состоянием образцов: чем меньше концентрация электролитических загрязнений в них, тем меньше ток  $j_2$  и больше эффект. Растяжение химически чистого минерала в присутствии электропроводящей жидкости обеспечит максимальную величину эффекта Ребиндера в том случае, когда скорость транспорта жидкости в вершину трещины нормального отрыва максимальная. Большой величины эффект Ребиндера связан с обязательным предварительным подсушиванием минералов, снижающим ток  $j_2$ , т.е. имеет искусственное происхождение. Такой величины эффект Ребиндера в естественных условиях невозможен.

О предрасположенности диэлектрического минерала к снижению  $\sigma_p$ , к увеличению удельной поверхности порошка при измельчении минералов при использовании эффекта Ребиндера можно судить и по величине энергии электронов, эмитируемых со свежобразованной поверхности этого минерала: чем больше энергия электронов, тем на большую величину снизится  $\sigma_p$ , больше будет прирост свежей поверхности при дезагрегации порошков в присутствии электропроводящей жидкости.

Наличие электролитических примесей в минерале обеспечит уменьшение эффекта Ребиндера при растяжении образцов минерала в присутствии той же электропроводящей жидкости вплоть до полного исчезновения эффекта. Меньшим будет и прирост удельной поверхности при измельчении такого минерала в присутствии этой жидкости. Все сказанное в полной мере относится к разрушению горной породы, находящейся на забое скважины в состоянии естественного залегания, при бурении. Прочность минералов-диэлектриков, находящихся в контакте с электропроводящими водными растворами, не будет так чувствительна к действию фильтрата бурового раствора,

как это происходит в лабораторных условиях при разрушении образцов минералов в электропроводящей жидкости после предварительной термовакуумной тренировки образцов.

Избирательное действие жидкости на  $\sigma_p$ , обеспечивающее минимальную прочность образцов минералов при данной концентрации носителей тока в жидкости, определяется свойствами жидкости, вызывающими не только снижение времени релаксации электрических зарядов, появившихся на сторонах растущей трещины нормального отрыва, но и обеспечивающими максимальную скорость транспорта жидкости в вершину этой трещины: вязкостью, поверхностным натяжением, величиной краевого угла смачивания.

В образце горной породе при вдавливании в неё индентора под пятном контакта возникает объёмное трехосное напряженное состояние сжатия (ядро сжатия)  $\sigma_1 > 0$ ,  $\sigma_2 > 0$ ,  $\sigma_3 > 0$ , в котором величина главных нормальных напряжений зависит от действующего контактного давления  $P_k$  [17]. Возникновение выкола породы под индентором будет обеспечиваться развитием сдвиговой трещины в ядре и эффект Ребиндера уже не будет единственным участником процесса, обеспечивающим разрушение горной породы при вдавливании индентора.

Так как величина главных нормальных напряжений быстро уменьшается с удалением от пятна контакта в глубь образца [17], то напряжения, обеспечивающие равномерное сжатие компонент горной породы, наибольшего значения достигают в породе непосредственно под пятном контакта (в приповерхностной части ядра сжатия) и быстро снижаются с удалением от него в глубину образца. При достижении контактным давлением значений прочности минералов при сжатии  $\sigma_{сж}$  начинается процесс коллективного разрушения минералов в верхней части ядра сжатия - их измельчение. Касательные напряжения интенсифицируют этот процесс. С ростом вдавливающего усилия область ядра сжатия, в которой механические напряжения достигают предела прочности минералов  $\sigma_{сж}$  и возникает ПМ, увеличивается. Но одновременно с измельчением при росте контактного давления  $P_k$  происходит и компактирование возникающего ПМ. Этот негативный процесс (с точки зрения его влияния на возникновение выкола при вдавливании индентора) преобразования ПМ начинается также в верхней части ядра сжатия и постепенно, с ростом  $P_k$ , захватывает более глубокие слои ядра.

При вдавливании индентора в сухие образцы горной породы в присутствии воздуха нормальной влажности ПМ обнаруживается всегда: он виден на дне лунки после выкола в виде сыпучего полидисперсного ПМ, в виде компактированной таблетки, либо ПМ виден перед выколом, еще на нелинейном участке вдавливания индентора в образец, когда сухой ПМ выдавливается из зоны измельчения под пятном контакта на поверхность образца через трещины, возникающие в горной породе около пятна контакта [18].

Появление ПМ под пятном контакта означает, что анализ деформационных процессов, происходящих в горной породе под торцом индентора, необходимо проводить, используя ключевые понятия, характеризующие поведение ПМ при его деформировании в стесненных условиях: внешнее трение и дилатансию [19]. Наличие прессованной таблетки на дне лунки выкола при вдавливании индентора в сухие образцы горной породы свидетельствует о большой величине сил зернограничного

трения между частицами ПМ. Большое внешнее трение затрудняет развитие сдвиговой деформации, сдерживает сдвиговое разрушение и, как следствие, обеспечивает большую твердость породы в данных условиях вдавливания индентора.

Снижение же твердости горной породы обеспечат такие условия вдавливания индентора, при которых происходит снижение энергозатрат, необходимых для измельчения компонент горной породы (задача для эффекта Ребиндера), и одновременно обеспечивается уменьшение сил внешнего трения, действующих между минеральными частицами ПМ в ядре сжатия. Если такие условия сможет создать жидкость, в присутствии которой происходит вдавливание индентора, то можно надеяться на положительное решение важной задачи снижения твердости, прочности горных пород при сжатии. При разрушении горных пород в различных горных производствах чаще всего такой жидкостью является вода и её водные растворы.

О большой величине сил сухого внешнего трения, действующих в горной породе под торцом вдавливаемого индентора, свидетельствует результат следующего нашего эксперимента. При исследовании развития задержанного разрушения в образце горной породы под пятном контакта [20] нами устанавливалось постоянное контактное давление  $P_k$ , немного уступающее величине твердости образца. Когда такая нагрузка действовала на образец в течение 15 минут и не вызывала разрушения, в область пятна контакта с помощью пипетки вводилось несколько капель дистиллированной воды. Это мгновенно обеспечивало выкол. Отметим, что высокопроводящий водный раствор соли КJ обеспечивал более растянутый во времени выкол. Нами такой результат трактуется однозначно: выкол связан с более резким снижением сил внешнего трения при использовании воды, чем при использовании водного раствора соли КJ.

При вдавливании индентора в образец горной породы в присутствии воды формирование ядра сжатия также происходит в присутствии воды, которая проникает в горную породу под пятном контакта по многочисленным дефектам породы (микро- и мезотрещины, многочисленные адгезионные границы). Проникновение воды в образец породы облегчается на нелинейном участке вдавливания за счет нарушения и разрушения адгезионных контактов и компонент породы. Химическое вещество, вводимое в воду для понижения твердости горной породы, должно обеспечивать не только рост электропроводности возникающего водного раствора, но и одновременно уменьшать силы внешнего трения, действующие между контактирующими минеральными частицами в ядре сжатия.

Снижение сил внешнего трения предоставит большую подвижность частицам ПМ, облегчит развитие сдвиговой деформации, вызовет дилатансию, т.е. рост пористости в деформируемом ПМ. Так как деформирование ПМ происходит в присутствии жидкости, то произойдет заполнение пор этой жидкостью. При росте  $P_k$  и росте равномерно сжимающих ядро сжатия напряжений следует ожидать возникновения закрытых пор, заполненных жидкостью, и появления эффективных напряжений в ядре сжатия. Это также стимулирует развитие сдвигового разрушения: при отсутствии возможности дренирования из области сжатия жидкость, оказавшаяся в замкнутых порах ядра, обеспечит снижение напряжений сжатия, будет катализатором сдвигового разрушения.

Природа стимулирования сдвигового разрушения снижением сил внешнего трения на контактах частиц в ПМ и стимулирование его созданием эффективных напряжений различная, но задача решается одна – облегчение сдвигового разрушения горной породы при вдавливании индентора. К физическим свойствам жидкости, способных стимулировать сдвиговое разрушение, следует добавить сжимаемость жидкости и её растворов.

Требования к физическим свойствам растворов на водной основе, способных обеспечить раннее сдвиговое разрушение горной породы при вдавливании в её поверхность индентора: раствор должен быть электропроводен, иметь малую сжимаемость и обладать способностью максимально уменьшать силы внешнего трения в ядре сжатия.

Концентрация ионогенного соединения в водном растворе, обеспечивающая оптимальный вклад электропроводности водного раствора, его сжимаемости, сил внешнего трения в разрушение нагружаемой горной породы будет, возможно, ответом на вопрос о природе избирательного действия растворов на твердость горной породы.

Изменять электропроводность водного раствора можно только при проведении лабораторных экспериментов, когда можно использовать дистиллированную воду в качестве основы для приготовления растворов. Электропроводность такой воды введением ионогенных соединений можно изменять в широком диапазоне.

Однако при бурении скважин используемый буровой раствор на водной основе всегда имеет большую начальную концентрацию носителей тока, что не позволяет существенно изменить электропроводность этого раствора введением в него дополнительных носителей тока. Такой раствор и без добавок успешно снижает энергоёмкость измельчения компонент породы под «вдавливаемым индентором». Для снижения твердости горной породы, роста механической скорости бурения добавка в уже имеющийся буровой раствор должна обеспечить уменьшение внешнего трения и сжимаемости раствора без ухудшения его электропроводящих свойств.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В науку понятие «эффект Ребиндера» вошло вместе с объяснением причины его возникновения сразу после опубликования результатов экспериментов П.А. Ребиндера. В основу объяснения была положена связь

прочности минералов с величиной их удельной свободной поверхностной энергии, предложенная ранее А.А. Гриффитом, и соображения П.А. Ребиндера о физической избирательной адсорбции молекул из внешней среды, снижающей удельную свободную поверхностную энергию минерала и его прочность. Это был прогрессивный взгляд исследователя, стремящегося раскрыть механизм влияния жидкости на прочность нагружаемого минерала. Но уже спустя два десятилетия изменение прочности тел стали связывать с изменением эффективной энергии разрушения, ставшей важной прочностной характеристикой разрушаемого тела. Исследователям природы эффекта Ребиндера необходимо было уже тогда заняться выяснением природы механических потерь энергии, сопровождающих рост трещин нормального отрыва при разрушении диэлектрических минералов. Этого сделано не было. Игнорирование достижений механики разрушения и отставание связи прочности с величиной и изменением удельной свободной поверхностной энергии разрушаемого минерала привело к тому, что уже почти 70 лет объяснение эффекта, основанное на адсорбционном изменении прочности минералов-диэлектриков, является догмой.

Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков связана с преобразованием механической энергии в электрическую в вершине растущей трещины нормального отрыва. Плотность электрических зарядов определяет величину неравновесной компоненты прочности, а время их релаксации в диэлектрике – спад прочности во времени. Жидкость, ускоряющая снижение прочности (вызывающая эффект Ребиндера), должна обладать способностью снижать время релаксации зарядов при проникновении в вершину трещины. В этом суть природы эффекта Ребиндера при растяжении неорганического диэлектрика и росте в нём трещины нормального отрыва.

В случае вдавливания индентора в горную породу величина её твердости зависит не только от эффекта Ребиндера, способствующего измельчению компонент породы, но и от способности жидкости вызывать под пятном контакта в измельчаемой горной породе сдвиговую деформацию при меньшем осевом усилии. Снижение внешнего трения в ядре сжатия и сжимаемости фильтра раствора – путь к снижению твердости породы и росту механической скорости бурения.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Дерягин Б.В., Кротова Н.А., Смилга В.П. Адгезия твердых тел. – М.: Наука, 1973. – 280 с.
2. Chrystalev Ju.A., Krotova N.A. Emission von Elektronen hoher Energie bei der Zerstörung verschiedener fester Körper // Kristall und Technik. – 1978. – в. 13, №9. – с. 1077– 1081.
3. Фурса Т.В., Гордеев В.Ф., Ласуков В.В., Малышков Ю.П. Источники электромагнитной эмиссии в бетонах // Письма в журнал технической физики. – СПб.: Издательство Наука, 1994. – т. 20, вып. 21. – с. 1–5.

### REFERENCES

1. Deryagin B.V., Krotova N.A., Smilga V.P. Adhesion of solids. – M.: Nauka, 1973. – 280 p.
2. Chrystalev Ju.A., Krotova N.A. Emission von Elektronen hoher Energie bei der Zerstörung verschiedener fester Körper // Kristall und Technik. – 1978. – в. 13, №9. – с. 1077– 1081.
3. Fursa T.V., Gordeev V.F., Lasukov V.V., Malyshev Ju.P. The sources of electromagnetic emission in concrete // Letters to journal of technical physics. – SPb.: Publishing House Nauka, 1994. – vol. 20, issue. 21. – p. 1-5.

*ЛИТЕРАТУРА (продолжение)*

4. Евсеев В.Д., Яворович Л.В. Современное состояние проблемы оценки напряженного состояния горных пород по параметрам электромагнитной эмиссии // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа: Матер. междунар. научно-техн. конф. «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства – Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – с. 78-86.
5. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. Физика. – Томск: Томский государственный университет, 1985. – №2. – с. 29–35.
6. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», – 2011. – №11. – с. 38–40.
7. Кротова Н.А., Карасев В.В. Исследование электронной эмиссии при раскалывании твердых тел в вакууме // Доклады АН СССР. – М.: АН СССР, 1953. – т. 92. – №3. – с. 607–610.
8. Хрусталеv Ю.А. Исследование эмиссии электронов высоких энергий при нарушении адгезионного контакта и разрушении твердых тел: Дис. ... канд. хим. наук. – М.: 1978. – 176 с.
9. Евсеев В.Д., Кузнецов В.А. Особенности температурной зависимости прочности и интенсивности электронной эмиссии при разрушении неорганического стекла. – Томск, 1979. – 20 с. – Деп. ВИНТИ 25.10.79. – №3361.
10. Кузнецов В.А. Исследования в области механической прививки полимеров на поверхности твердых минеральных тел при их разрушении: Дис. ... канд. хим. наук. – М.: 1977. – 112 с.
11. Адамчевский И. Электрическая проводимость жидких диэлектриков. – Л.: Энергия, 1972. – 295 с.
12. Евсеев В.Д. Электропроводность неорганического диэлектрика и жидкости – основа эффекта Ребиндера // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. – №2. – с. 52-57.
13. Китайгородский И.И., Копытов Л.Н. Влияние среды на возникновение и развитие поверхностных микрощелей деформируемого стекла // Доклады АН СССР. – М.: АН СССР, – 1963. – т. 149. – №3. – с. 580–582.
14. Асланова М.С. Современные воззрения на прочность стеклянного волокна. – М.: ВИНТИ. – 1965. – 32 с.
15. Урусовская А.А. Электрические эффекты, связанные с пластической деформацией ионных кристаллов // Успехи физических наук. – М.: Физический институт им. П.Н.Лебедева, 1968. – т. 96. – с. 39–60.
16. Marsh D. Plastic flow and fracture of glass / Proc. Roy. Soc. (London), ser. A. – 1964. – Vol. 282, N 1388. – P. 33–49.
17. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1994. – 261 с.

*REFERENCES (continuation)*

4. Evseev V.D., Javorovich L.V. Current state of the problem of evaluating the stress state of rocks in the parameters of electromagnetic emission // Geological and mining education. Geology of oil and gas: Materials of international scientific-technical conference. "Mining and geological education in Siberia. 100 years at the service of science and industry – Tomsk: TPU Publishing house, 2001. – p. 78-86.
5. Evseev V.D. The nature of the Rebinde effect in the destruction of inorganic dielectrics and electromagazine phenomena. // News of higher educational institutions. Ser. Physics. – Tomsk: Tomsk state University, 1985. – №2. – p. 29-35.
6. Evseev V.D. The nature of the Rebinde effect in the fracture of rocks // Oil industry. – M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", – 2011. – №11. – pp. 38-40.
7. Krotova N.A., Karasev V.V The study of electronic emission during cracking of solids in vacuum // AN SSSR. Reports– M.: AN USSR, 1953. – v. 92. – №3. – pp. 607-610.
8. Hrustalev Ju.A. Investigation of the emission of high energy electrons in case of violation of adhesion of the contact and fracture of solids. Dissertation in chemical Sciences. – M.: 1978. – 176 p.
9. Evseev V.D., Kuznecov V.A. Peculiarities of the temperature dependence of the strength and intensity of electron emission during the destruction of an inorganic glass. – Tomsk, 1979. – 20 p. – VINITI 25.10.79. – №3361.
10. Kuznecov V.A. Research in the field of mechanical grafting polymers on the surface of solid mineral bodies in their destruction: Dis. kand. chem. Sciences. – M.: 1977. – 112 p. Dissertation in chemical Sciences. M.: 1977. – 112 p.
11. Adamczewskij I. Electrical conductivity of liquid dielectrics. – L.: Energy, 1972. – 295 p.
12. Evseev V.D. Electrical conductivity of inorganic dielectric and liquid – based Rebinde effect // Inzhener-neftjanik. – M.: LLC "IDS drilling", 2013. – №2. – p. 52-57.
13. Kitajgorodskij I.I., Kopytov L.N. The influence of the environment on the emergence and development of surface microcracks deformable glass // AN SSSR Reports. – M.: USSR Academy of Sciences, in 1963. – T. 149. – №3. – p. 580-582.
14. Aslanova M. S. Modern views on the strength of the glass fibers. – M.: VINITI. – 1965. – 32 p.
15. Urusovskaja A.A. Electric effects associated with plastic deformation of ionic crystals // Advances in physical Sciences. – M.: Physical Institute. P. N. Lebedev, 1968. –v. 96. – pp. 39-60.
16. Marsh D. Plastic flow and fracture of glass / Proc. Roy. Soc. (London), ser. A. – 1964. – vol. 282. – № 1388. – p. 33–49.
17. Spivak A.I., Popov A.N. Destruction of rocks at drilling of wells: Textbook for universities. – M.: Nedra, 1994. – 261 p.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

18. Евсеев В.Д. Закономерности изменения механических свойств горных пород при вдавливании в них индентора в присутствии жидкостей // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. - №3. - с. 8-14.

19. Ревуженко А.Ф. Механика сыпучей среды. - Новосибирск: ЗАО ИПП «ОФСЕТТ», - 2003. - 373 с.

20. Евсеев В.Д. Реализация задержанного разрушения горных пород при вдавливании индентора и стимулирование его жидкостью // Изв. Томск. Политехн. Ун.-та. - Томск: Томский политехнический университет, - 2011. - т. 318. - №1. - с. 78-82.

*REFERENCES (ending)*

18. Evseev V.D. regularities of changes in mechanical properties of rocks by indentation of the indenter in them in the presence of liquids // Inzhener-neftjanik. - M.: LLC "IDS Drilling", 2013. - №3. - p. 8-14.

19. Revuzhenko A.F. Mechanics of granular medium. - Novosibirsk: CJSC IPP "OFFSET", - 2003. - 373 p.

20. Evseev V.D. Implementation of detainee destruction of rocks during indentation of the indenter and fostering a fluid. // Izv. Tomsk. Polytechnic. - Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2011. - v. 318. - №1. - p. 78-82.

УДК 622.24.051.62

# Теоретическое обоснование оптимального диапазона угла установки резцов долот PDC для бурения скважин в перемежающихся по твердости горных породах месторождения «Южный Дракон и Доймой» (СРВ)

<sup>1</sup>Ю.А. Арсентьев – канд. техн. наук, доцент;

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

<sup>1</sup>Нгуен Тиен Хунг – аспирант;

<sup>2</sup>Нгуен Тхе Винь – канд. техн. наук

(ИМГРИ-РГГРУ;

<sup>2</sup>Ханойский горно-геологический университет)

В современных типах долот PDC резцы устанавливаются с различными отрицательными углами ( $\alpha$ ) к плоскости забоя. В свою очередь, величина угла  $\alpha$  установки определяет глубину внедрения резца, его износостойкость и окружную силу или крутящий момент, а в целом эффективность работы долота. Влияние значения угла  $\alpha$  установки резца разными исследователями оценивается по-разному. Так, например, проведенные В.И. Зварыгиным и С.С. Сулакшиным [1] исследования для резцов с передним углом  $\gamma$ , изменяющимся в диапазоне от  $\gamma = -60^\circ$  до  $\gamma = 60^\circ$ ,

показали, что, чем больше значение отрицательного переднего угла (или меньше значение отрицательного угла  $\alpha$  установки резца), тем больше выталкивающая сила и тем больше должна быть осевая нагрузка на резец. Откуда очевидно, что мощность, затрачиваемая на собственно резание, уменьшается, а сопротивление породы разрушению увеличивается, что в конечном итоге приводит к увеличению расходуемой энергии или снижению эффективности работы разрушения породы.

Кроме того, из статьи [2] следует, что для разрушения более прочных горных пород в режиме резания-скалывания, функция [A], входящая в условие разрушения  $N_1 [A] > S [\sigma]$  (обозначения приняты автором статьи) должна принимать максимальное значение. Так, например, для долота PDC с отрицательным углом установки резцов  $\alpha = 56^\circ 40'$  при  $f_p = 0,2$  функция [A] достигает наибольшего значения, а с ростом угла  $\alpha$  значение функции [A] уменьшается, что свидетельствует о существовании некоторого оптимального значения угла  $\alpha$  установки резцов, при котором достигается максимальное значение окружной силы. Однако автор статьи не учитывает влияние силы  $N_1$  сопротивления разрушению забоя, зависящей от свойств горных пород.

Авторами работы [3] была получена формула для определения глубины резания-скалывания пород резцом PDC, из которой следует, что отрицательный передний угол резцов должен быть оптимальным для конкретного типа горных пород. Однако не указывается конкретное значение или диапазон значений переднего угла резца, соответствующих свойствам буримых пород. При этом передний отрицательный угол резца не должен снижаться до нулевого значения и, тем более, переходить в область положительных значений.

При бурении «типовой скважины» на наклонном участке профиля, к которому приурочены отложения миоцена и олигоцена, имеющих отношение к мягким породам с содержанием пород средней твердости, применялись долота PDC фирмы Smith диаметром 311 мм с отрицательным углом установки резцов в диапазоне  $70 \div 75^\circ$ . Применение данного типа долот в указанных условиях могло стать одной из основных причин резкого (на  $70 \div 75\%$ ) падения механической скорости.

Для определения оптимального диапазона значений угла  $\alpha$  рассмотрим схему с отрицательным углом установки резцов PDC, и выполним её анализ, прежде всего, с позиции оценки интенсивности изнашивания резцов. В качестве инструмента этих исследований нами принят достаточно простой и наглядный метод кинестатики, позволяющий оценить главные факторы, определяющие эффективность разрушения горной породы и интенсивность изнашивания резцов в процессе бурения.

Система действующих на резец сил представлена на рис. 1. При этом следует заметить, что авторы намеренно упрощают расчётную схему лишь за тем, чтобы акцентировать внимание на основных сило-вых факторах.

Проанализируем указанную на рис. 1 схему установки резцов с позиции оценки интенсивности их изнашивания, как по фронтальной (передней) поверхности под действием силы трения  $F_1 = N_1 f$ , так и по торцевой поверхности резца (окрестностях точки O) под действием силы трения  $F_2 = N_2 f$ . В качестве инструмента для исследований принимаем тот же метод кинестатики.

Спроектируем действующие на резец силы на оси Oz и Ox, и получим два уравнения равновесия статики в виде:

$$\sum F_{kz} = P_p - N_2 - N_1 \cos \alpha - N_1 f \sin \alpha = 0; \quad (1)$$

$$\sum F_{kx} = P_{op} - N_2 f - N_1 \sin \alpha - N_1 f \cos \alpha = 0 \quad (2)$$

Решая уравнения (1) и (2) относительно режимных параметров  $P_p$  и  $P_{op}$ , получим соответственно:

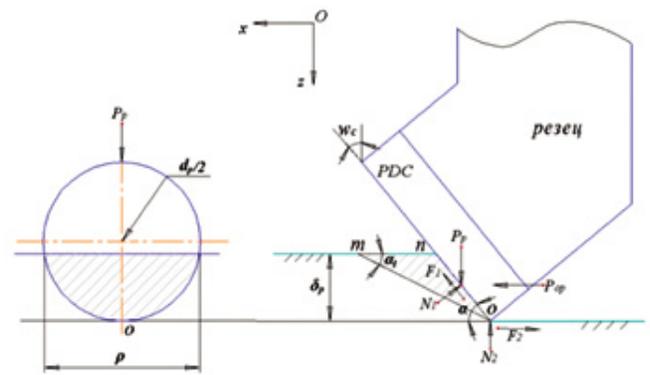


Рис. 1. Система действующих на резец сил.

$$P_p = N_2 + N_1 (\cos \alpha + f \sin \alpha); \quad (3)$$

$$P_{op} = N_2 f + N_1 (\sin \alpha + f \cos \alpha); \quad (4)$$

Складывая уравнения (3) и (4), и вводя обозначение, имеем:

$$P_p + P_{op} = N_2 (f + 1) + N_1 [\sin \alpha (1 + f) + \cos \alpha (1 - f)];$$

$$P_p + P_{op} = N_2 (f + 1) + [C], \quad (5)$$

Наибольший практический интерес представляет вопрос о влиянии угла  $\alpha$  и коэффициента  $f$  трения на изнашивание резца в окрестностях точки O, т.е. торцевой поверхности резца. Интенсивность изнашивания торцевой поверхности резца, определяется силой трения  $F_2 = N_2 f$ . При этом роль силы  $F_2$  выполняет функция  $N_2 (f + 1)$ , которая из выражения (5) будет равна

$$N_2 (f + 1) = P_p + P_{op} - [C]. \quad (6)$$

Очевидно, что величина функции  $N_2 (f + 1)$  будет минимальной, если функция [C] стремится к максимуму. Для доказательства последнего утверждения необходимо определить силу  $N_1$  сопротивления разрушению породы (рис. 1), которую находим по формуле (3)

$$N_1 = \sigma_{ск} A_{ск} (1 + \operatorname{tg} \varphi) \quad (7)$$

Предполагая, что при отрицательном значении угла установки резца разрушение породы будет происходить за счет сдвига породы, заключенной в объеме призмы  $omt$  (рис. 1) в направлении усилия  $P_{op}$  резания-скалывания в плоскости  $om$ , где по плоскости  $om$  и боковым граням  $omt$  призмы будут действовать скалывающие напряжения  $\sigma_{ск}$ . Поэтому площадь скалывания, в соответствии с рис. 2, будет равна

$$A_{ск} = \frac{\pi \sqrt{d_p} \delta_p^{3/2}}{2 \sin \alpha_1} + 2 \frac{\delta_p^2 \cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2 \sin \alpha_1 \sin \alpha},$$

$$A_{ск} = \frac{\pi \sqrt{d_p} \delta_p^{3/2} \sin \alpha + 2 \delta_p^2 \cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2 \sin \alpha_1 \sin \alpha}, \quad (8)$$

где:  $\alpha_1$  – угол скалывания, градус,  $\alpha_1 = \pi/4 - (\varphi + \theta_f - w_c)/2$ ;  
 $\varphi$  – угол внутреннего трения, градус;

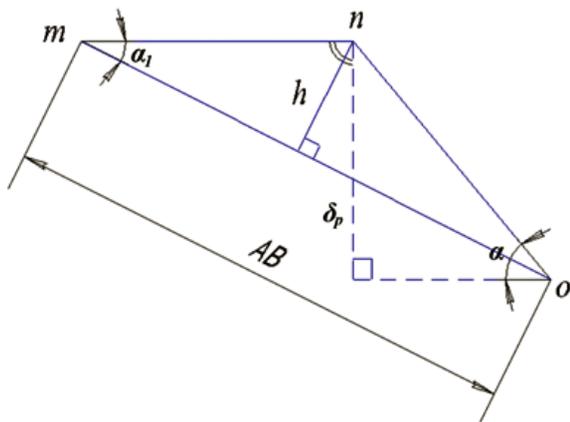


Рис. 2. Схема призмы скальвания.

$\theta_f$  – эффективный угол трения между резцом и частично раздробленной породой, градус;

$\theta_f = 8 \div 13^\circ$  [4];

$w_c$  – передней угол резца, градус.

После постановки результата (8) в формулу (7) получим выражение для определения силы сопротивления разрушению породы в виде реакции  $N_1$ :

$$N_1 = \sigma_{CK} (1 + \operatorname{tg} \varphi) \frac{\sqrt[3]{d_p \delta_p^{3/2}} \sin \alpha + 2 \delta_p^2 \cos(90^\circ + \alpha_1 - \alpha)}{2 \sin \alpha_1 \sin \alpha}. \quad (9)$$

Выражение (9) выключает параметр  $\delta_p$ , который представляется собой глубину внедрения резца. Для его определения рассмотрим схему сил, действующих на резец, показанную на рис. 3. При этом очевидно, что осевая сила  $P_p$ , действующая на резец, будет равна векторной сумме: усилия  $V_p$ , необходимого для преодоления сил сопротивления породы, и силы трения  $W_p$ , возникающей на передней и задней поверхностях резца, т.е.

$$P_p = V_p + W_p. \quad (10)$$

При этом усилие для преодоления сил сопротивления породы  $V_p$  будет равно

$$V_p = A_{CM} \cdot \sigma_{CM} \cdot (1 + \operatorname{tg} \varphi), \quad (11)$$

где:  $\sigma_{CM}$  – напряжение смятия породы;

$A_{CM}$  – площадь смятия породы при внедрении резца.

Для нахождения площади  $A_{CM}$  деформации горной породы при внедрении резца обратимся к рис. 3а. Из которого следует, что  $A_{CM}$  в первом приближении, будет равна

$$A_0 = (x_1 + x_2) \rho = 2(x_1 + x_2) \sqrt{d_p \delta_p}. \quad (12)$$

При этом если полная глубина внедрения в породу острого резца в первый момент работы долота равна  $\delta_p$ , то

$$\frac{\delta_p}{x_1} = \operatorname{tg} \alpha \Rightarrow x_1 = \delta_p \cdot \operatorname{ctg} \alpha, \quad (13)$$

$$\frac{x_2}{\delta_p} = \operatorname{tg} \alpha \Rightarrow x_2 = \delta_p \cdot \operatorname{tg} \alpha. \quad (14)$$

Тогда с учетом результатов (13) и (14) площадь смятия породы  $A_{CM}$  будет равна

$$A_{CM} = 2 \sigma_{CM} (\operatorname{ctg} \alpha + \operatorname{tg} \alpha) \sqrt{d_p \delta_p^3}. \quad (15)$$

После подстановки результата (15) в формулу (11) окончательно имеем

$$V_p = 2 \sigma_{CM} (\operatorname{ctg} \alpha + \operatorname{tg} \alpha) (1 + \operatorname{tg} \varphi) \sqrt{d_p \delta_p^3}. \quad (16)$$

Второе слагаемое в выражении (10), представляющее собой суммарную силу трения  $W_p$ , определим, исходя из расчетной схемы резца долота, показанной на рис. 3б.

$$W_p = F_1 + F_2. \quad (17)$$

При этом ее модуль будет равен

$$W_p = F_1 \cos \alpha + F_2 \sin \alpha \quad (18)$$

или

$$W_p = N_1^e \cdot f \cdot \cos \alpha + N_2^e \cdot f \cdot \sin \alpha. \quad (19)$$

В свою очередь, обращаясь к расчетной схеме резца, показанной на рис. 3а, выразим реакции со стороны породы на резец  $N_1^e$  и  $N_2^e$  через усилие, необходимое для преодоления сил сопротивления породы,  $V_p$ .

$$N_1^e = V_p \cdot \sin \alpha, \quad (20)$$

$$N_2^e = V_p \cdot \cos \alpha, \quad (21)$$

Тогда после подстановки результатов (20) и (21) в выражение (19) окончательно имеем

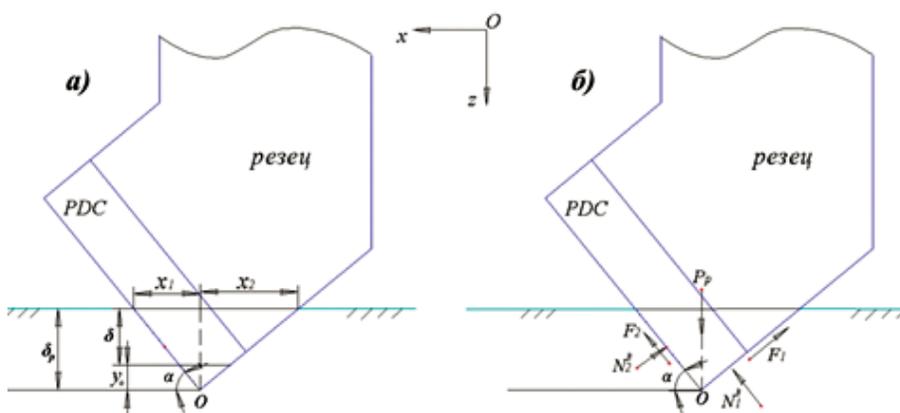


Рис. 3. Схема: а) притупления резца; б) действия сил на резец при его внедрении в породу.

$$W_p = V_p \cdot f \cdot \sin \alpha \cdot \cos \alpha + V_p \cdot f \cdot \sin \alpha \cdot \cos \alpha ,$$

$$W_p = 2V_p \cdot f \cdot \frac{\sin 2\alpha}{2}$$

$$W_p = V_p \cdot f \cdot \sin 2\alpha .$$

Но с учетом выражения (16) имеем

$$W_p = 2f\sigma_{CM} \sin 2\alpha (ctg\alpha + tg\alpha)(1+tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3} . \quad (22)$$

После подстановки результатов (16) и (22) в выражение (10) получим

$$P_p = 2\sigma_{CM} (ctg\alpha + tg\alpha)(1+tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3} + 2f\sigma_{CM} \sin 2\alpha (ctg\alpha + tg\alpha)(1+tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3} ,$$

$$P_p = 2\sigma_{CM} (ctg\alpha + tg\alpha)(1+tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3} (1+f \sin 2\alpha) . \quad (23)$$

Обозначим в выражении (23) функцию вида  $(1+f \sin 2\alpha) = J$ , и запишем окончательно

$$P_p = 2J\sigma_{CM} (ctg\alpha + tg\alpha)(1+tg\varphi)\sqrt{d_p\delta_p^3} . \quad (24)$$

Из выражения (24) может быть определена глубина внедрения резца

$$\delta_p = \left( \frac{P_p}{2J\sigma_{CM} (ctg\alpha + tg\alpha)(1+tg\varphi)\sqrt{d_p}} \right)^{2/3} , \quad (25)$$

Таким образом, исследуемая функция [C] имеет вид

$$[C] = N_1 [\sin \alpha (1+f) + \cos \alpha (1-f)]$$

С учетом полученных выражений (9) и (25) построим графики изменения функции [C] в зависимости от угла  $\alpha$ , показанные на рис. 4. При этом в качестве исходных значений параметров, составляющих указанные выражения, принимаем:  $P_z = 105000$  Н;  $D = 0,311$  м;  $d_p = 0,025$  м;  $\sigma_{сж} = 1$  МПа;  $m = 5$ ;  $n = 130$  об/мин;  $\theta_f = 8^\circ$ ;  $\alpha_1 = 19,5^\circ$ .

Из графиков на рис. 4 следует, что:

- минимальное изнашивание торцевой поверхности резца происходит при условии установки резца под углом  $\alpha = 45^\circ \div 55^\circ$ ;

- при увеличении параметров, характеризующих свойства горных пород ( $\varphi, \sigma_{сж}, f$ ), максимальная ордината функции [C] смещается в сторону больших значений угла  $\alpha$  установки резца, т.е. "...отрицательный угол установки резцов должен быть оптимальным для конкретного типа горных пород" [3, 6];

- при увеличении коэффициента  $f$  трения интенсивность изнашивания торцевой поверхности увеличивается в указанном диапазоне значений угла  $\alpha$ .

Проведенный анализ схемы установки резцов PDC с отрицательным углом  $\alpha$ , позволяет сделать следующие выводы:

- при бурении скважин в мягких горных породах с содержанием пород средней твердости следует использовать схему с отрицательным углом установки резцов PDC, изменяющимся в диапазоне значений  $\alpha = 45^\circ \div 55^\circ$ , при котором имеет место минимальное изнашивание торцевой поверхности резца PDC;

- предметом дальнейших исследований должно явиться совершенствование методики

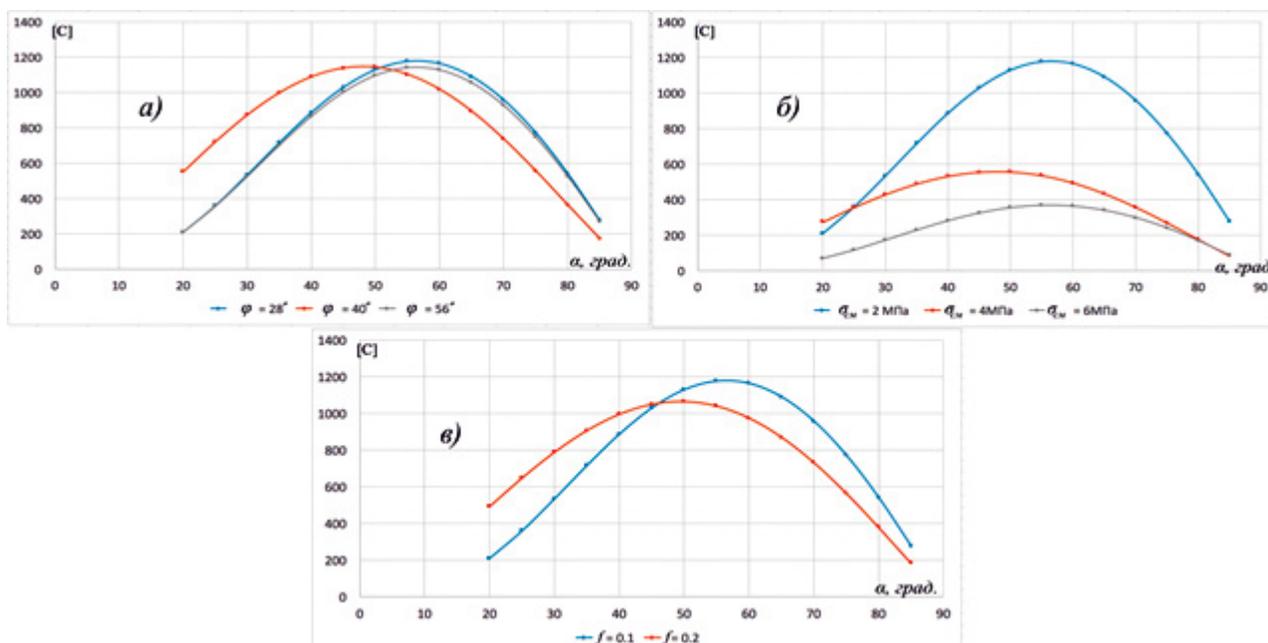


Рис. 4. Графики изменения функции [C] в зависимости от угла установки резца при изменении: а) угла внутреннего трения; б) напряжения сжатия  $\sigma_{сж}$  и в) коэффициента  $f$  трения.

расчёта силовых параметров взаимодействия породоразрушающих резцов PDC с горной породой на забое с учетом изменения площади их торцевой поверхности по мере изнашивания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сулакшин С.С. Технология бурения геолого-разведочных скважин. - М.: Недра, 1973. - 313 с.
2. Башкатов Д.Н. Обоснование угла установки резцов в долотах лопастного типа. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2010. - №3. - с. 9-23.
3. Нескоромных В.В., Борисов К.И. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резцами PDC. // Известия Томского политехнического университета. - Томск: Томский политехнический университет, 2013. - т.323. - №1 - с. 191-195.
4. Мори В., Фурментро Д. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Перевод с французского и английского под ред. чл.-кор. РАН Н. М. Прокурякова. - М.: Мир, 1994. - 195 с.
5. Соловьев Н.В., Нгуен Тиен Хунг. Разработка элементов эффективной технологии бурения скважин на месторождениях углеводородов предприятия «Вьетсовпетро». // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. - №2. - с. 45-49.
6. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебное пособие. - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 336 с.

REFERENCES

1. Sulakshin S.S. The technology of drilling exploration wells. - M.: Nedra, 1973. - 313 p.
2. Bashkatov D.N. Justification of the installation angle of cutters in a drill bit blade type. // Inzhener-neftjanik. - M.: LLC "IDS Drilling", 2010. - №3. - p. 9-23.
3. Neskromnyh V.V., Borisov K.I. Analytical study of cutting process-shear rock bit with PDC cutters. // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. - Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2013. - v. 323. - №1 - pp. 191-195.
4. Mori V., Furmentro D. Rock mechanics as applied to problems of exploration and production of oil. Translated from the French and English under the editorship of corresponding member of THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES. - M.: Proskuryakov. - M.: Mir, 1994. - 195 c.
5. Solov'ev N.V., Nguen Tien Hung. Elaboration of the elements of effective technology of drilling wells in hydrocarbon enterprise "Vietsovpetro". // Inzhener-neftjanik. - M.: LLC "IDS Drilling", 2015. - №2. - p. 45-49.
6. Neskromnyh V.V. The destruction of rocks during drilling: the manual. - M.: research center INFRA-M, 2015. - 336 p.

УДК 622.143

# Аналитическая модель взаимодействия зубков шарошечного долота с забоем скважины

<sup>1</sup>И.Д. Бронников – канд. техн. наук, доцент;  
<sup>2</sup>Ж.Б. Тошов - канд. техн. наук, доцент, декан; IX.H. Нахангов - аспирант  
 (МГРИ-РГГРУ;  
<sup>2</sup>Ташкентский государственный технический университет)

Интенсивный износ породоразрушающего инструмента и увеличение энергоемкости процесса разрушения горной породы наблюдается при работе по периметру забоя скважины. При этом работа вооружения шарошек

долота и разрушение забоя скважины происходят в стесненных условиях. Поэтому показатели энергоемкости и параметры разрушения горных пород имеют более высокие показатели по сравнению с данными, полученными при работе зубков на полуплоскости по Л.А. Шрейнеру [3].

Долота работают при максимальном напряженном состоянии, а иногда критическом. Нагрузка на зубки периферийных венцов в 2–3 раза больше, чем на зубки средних венцов, которые работают в более благоприятных условиях, приближенных к условиям ровной поверхности. Такой режим работы сопровождается быстрым износом зубков периферийных венцов, поломками, что приводит к выходу из строя долота в целом.

Исследование взаимодействия долота с забоем скважин должно опираться на закономерности процесса разрушения горных пород и кинематику движения зубков и венцов шарошечного долота [1].

Разработанная авторами математическая модель на базе пакета конечно-элементного моделирования Ansys Workbench позволила осуществить аналитические исследования механизма взаимодействия рабочих элементов долота непосредственно в условиях забоя скважины и на реальных породах.

Объёмная расчётная модель была построена в Ansys Workbench графическом интерфейсе Design Modeller (рис. 1).

Расчётная модель включает:

- блоки размером 250x250x250 мм;
- на боковых плоскостях блоков выполнены углубления в разрезе с шириной 120 мм, глубиной 60 мм с плоской формой забоя;
- зубок диаметром 10 мм высотой 30 мм со сферической головкой.

Вдавливание зубка анализировалось на различном расстоянии от стенки скважины. Если расстояние вдавливания зубка от стенки скважины обозначить буквой –  $L$ , то изменения расстояния брались относительно диаметра  $d$  зубка т.е.  $L = 0 \cdot d; 0,25 \cdot d; 0,5 \cdot d; d; 1,5 \cdot d$ . Для проведения расчёта использовалась модель в виде однородного массива горной породы со скважиной и зубком сферической формы. При этом были заданы свойства материалов конструкции и среды (табл. 1) в режиме Engineering Data. Генерация конечно-элементной сетки производилась автоматически с параметрами Revlance Center = Fine, то есть мелкая сетка [2].

Вдавливание зубка моделировалось до момента первого максимального скачка разрушения. Исследовались зависимости параметров разрушения горных пород от расстояния  $L$  действия зубка относительно стенки скважины (рис. 2). Исследования по выше-изложенной методике позволили определить величины усилия разрушения в зависимости от места расположения зубка в плоскости забоя скважины.

Построенная объёмная модель имитирует работу долота и определение

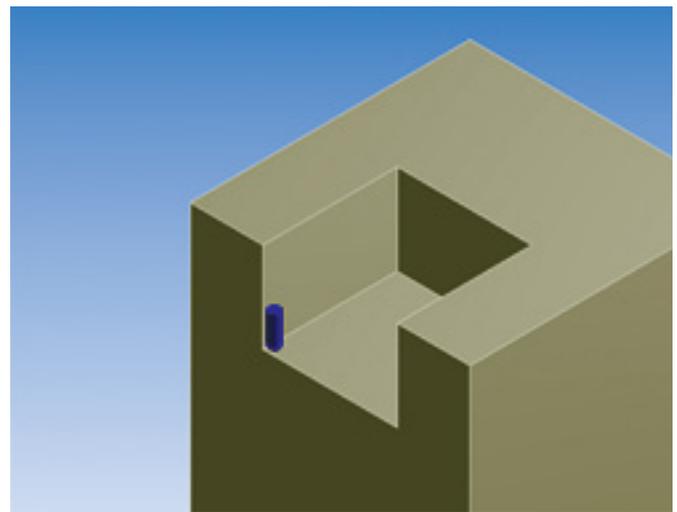


Рис. 1. Объёмная расчётная модель.

силовых и геометрических параметров разрушения горной породы в зависимости от сопротивляемости горных пород и режима бурения. Выполненные расчеты должны позволить определить рациональное расположение и параметры зубков на венцах с учётом максимального эффекта разрушения при минимальной затрате энергии, и минимальном износе рабочих органов и узлов долота. Результаты расчета должны быть сопоставимы с результатами теоретических исследований кинетики долота в условиях забоя скважины, что, в конечном итоге, должно позволить иметь ясное представление о параметрах и конструкции новых типов долот с заранее определенными силовыми и геометрическими параметрами.

Для удобства анализа параметры и усилия разрушения горных пород, рассматриваются относительно данных вдавливания зубка по методике Л.А. Шрейнера [3].

Например, отношение усилий при вдавливании зубка у контура стенки скважины –  $P_{УС}$  к усилию  $P_{Ш}$  по Л.А. Шрейнеру:

$$P_{отн} = \frac{P_{УС}}{P_{Ш}} .$$

Таблица 1. Физико-механические свойства массивов горных пород.

№	Наименование пород	Основные свойства горных пород				
		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Сопротивление на сжатие, МПа	Сопротивление на растяжение, МПа	Модуль упругости, МПа	Коэффициент Пуассона, $\mu$
1.	Сланцы, алевролиты	1800-2200	49-59	7,3-7,8	0,29-0,34	0-0,35
2.	Мрамора, известняки	2400-2500	98-128	20-24	0,39-0,44	0,30
3.	Граниты, роговики	2600-2700	157-177	25-29	0,49-0,54	0,25

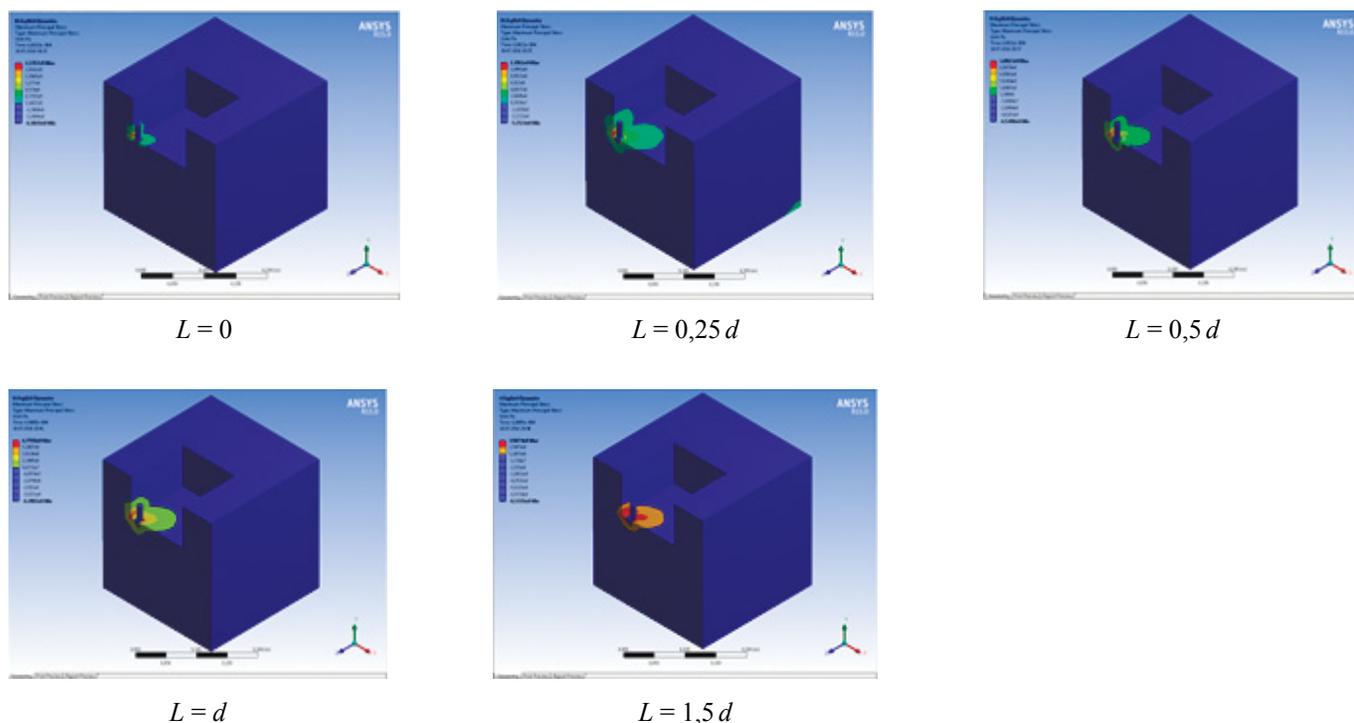


Рис. 2. Вдавливание зубка в зависимости от расстояния от стенки скважины.

где  $P_{отн}$  – относительное усилие вдавливания зубка в условиях забоя скважины, б/р;  
 $P_{ус}$  – усилия при вдавливании зубка у контура стенки скважины, МПа;  
 $P_{ш}$  – твёрдость по штампу, по Л.А. Шрейнеру, МПа.

Результаты изменения относительного усилия разрушения горной породы при вдавливании зубка при различном расстоянии от стенки скважины приведены на рис. 3, где  $L$  – расстояние зубца от стенки скважины.

С помощью пакета конечно-элементного моделирования Ansys Workbench нами определены относительное усилие  $P_{отн}$  вдавливания зубка в условиях забоя скважины в различных по крепости горных породах. Исследованиями установлено, что при вдавливании зубка

у стенки скважины относительное усилие разрушения для различных исследуемых горных пород составляют: песчаники окварцованные, сланцы и алевролиты – 3,4; мраморы и известняки – 3; граниты и роговики – 2,8.

Статистический анализ полученных результатов показывает, что закономерности изменения относительного усилия разрушения горных пород при вдавливании зубца на различных расстояниях от стенки скважины характеризуются в виде зависимости параболического типа, которые определяются следующими эмпирическими уравнениями [4].

Для мягких пород типа сланцы, алевролиты:

$$P_{отн} = 1,407 \cdot L^2 - 4,737 \cdot L + 5,244 \quad (1)$$

Коэффициент корреляции для данного уравнения составляет  $0,91 \pm 0,02$ .

Для пород средней крепости типа песчаник, мрамор, известняк:

$$P_{отн} = 1,206 \cdot L^2 - 3,943 \cdot L + 4,394 \quad (2)$$

Коэффициент корреляции для данного уравнения составляет  $0,90 \pm 0,08$ .

Для крепких пород типа окварцованный песчаник, гранит, роговик:

$$P_{отн} = 1,123 \cdot L^2 - 3,447 \cdot L + 3,787 \quad (3)$$

Коэффициент корреляции для данного уравнения составляет  $0,91 \pm 0,010$ .

Полученные зависимости показывают, что при вдавливании зубка на расстоянии от стенки скважины, равном его диаметру, относительное усилие разрушения горных пород резко уменьшается, и составляет, соответственно, 1,8; 1,5 и 1,3.

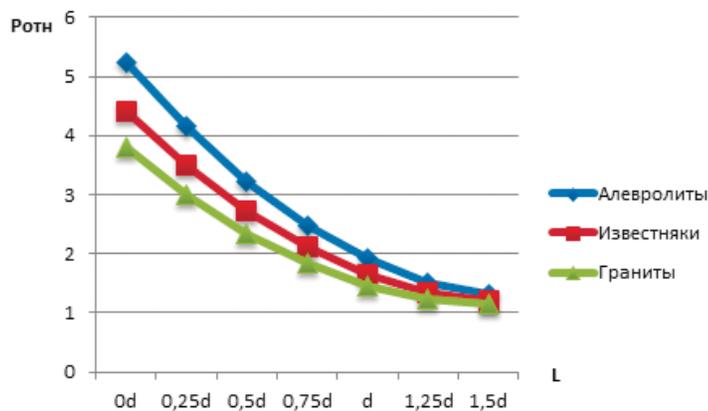


Рис. 3. Закономерность изменения относительного усилия разрушения горных пород при вдавливании зубка при различном расстоянии от стенки скважины. ( $L$  – расстояние зубца от стенки скважины;  $d$  – диаметр зубка).

При увеличении расстояния от стенки скважины на 1,5 диаметра зубка относительное усилие разрушения горной породы, постепенно снижаясь во всех исследуемых горных породах, приближается к единице.

На основании проведенных аналитических исследований относительного усилия разрушения горных пород при вдавливании зубка на различном расстоянии от стенки скважины можно сделать следующие выводы:

- вдавливание зубка в зависимости от места его расположения на забое скважины позволили объяснить, почему зубки, работающие в угловой области забоя скважины, быстро изнашиваются и ломаются, по сравнению с зубками, расположенными близко к оси скважины;

- целесообразно проведение измерений интенсивности износа зубков.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Шеметов П.А., Норов Ю.Д., Тошов Ж.Б. Повышение эффективности бурения взрывных скважин на карьерах. - Ташкент: ФАН, 2009. - 160 с.
2. Буряка В.А., Фокин В.Г., Солдусова Е.А., Глазунова Н.А., Адеянов И.Е. Инженерный анализ в ANSYS Workbench. - Самара: СамГУ, 2010. - 271 с.
3. Павлова Н.Н., Шрейнер Л.А. Разрушение горных пород при динамическом напряжении. - М.: Недра, 1964. - 160 с.
4. Ганджумян Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении. - М.: Недра, 1990. - 224 с.

#### REFERENCES

1. Shemetov P.A., Norov YU.D., Toshov ZH.B. Improving the efficiency of drilling blast holes in quarries. - Tashkent: FAN, 2009. - 160 p.
2. Buryaka V.A., Fokin V.G., Soldusova E.A., Glazunova N.A., Adeyanov I.E. Engineering analysis in ANSYS Workbench. - Samara: Samara State University, 2010. - 271 p.
3. Pavlova N.N., Shrejner L.A. Rock failure under dynamic tension. - M.: Nedra, 1964. - 160 p.
4. Gandzhumyan R.A. Mathematical statistics in the exploration drilling. - M.: Nedra, 1990. - 224 p.

УДК 622.243.2

## Совершенствование технологии забуривания нового направления в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой

<sup>1</sup>П.Ф. Еловых – аспирант, нач. производственно-технологического отдела;

<sup>2</sup>В.В. Нескоромных – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

<sup>3</sup>П.Г. Петенёв – канд. техн. наук, доцент

(<sup>1</sup>ООО «Газпром геологоразведка»; <sup>2</sup>Сибирский Федеральный Университет)

Забуривание нового ствола при строительстве скважины является одним из основных способов ликвидации тяжелых осложнений (обвалообразование горных пород, значительное естественное искривление скважины, требующее корректировки траектории и пр.) и аварий (оставленный в скважине буровой инструмент, нарушение целостности обсадной колонны и пр.). К данной операции обычно прибегают, когда проведение сложных аварийных и исправительных работ не приводит к положительному результату. Операция по забуриванию нового направления

из уже пробуренного ствола скважины является одной из наиболее сложных задач при бурении разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ, особенно в условиях Восточной Сибири, где геологический разрез представлен в основном твердыми и крепкими горными породами.

Для минимизации затрат времени и материалов на забуривание нового ствола наиболее подходящим будет являться метод забуривания с искусственного забоя. При реализации данной технологии исключаются

дополнительные затраты на приобретение клина-отклонителя, а также затраты времени на ожидание его доставки и установки в скважине.

При производстве работ по забуриванию нового ствола с искусственного забоя большое количество времени затрачивается на подготовку уступа, возникает также большое количество дополнительных работ: повторная установка цементных мостов, дополнительные спуско-подъёмные операции, корректировка технологии проведения работ по фактическим показателям (отсутствие зарезания, возвращение в старый ствол и пр.).

В скважине №51 Собинской площади первое (плановое) забуривание второго ствола осуществлялось с глубины 2630 м с применением следующей КНБК (компоновка низа бурильной колонны): долото трёхшарошечное с фрезерованным вооружением 215,9-С-ГВ; забойный двигатель Д5М1-176 с углом 1° 30' перекоса секций и длиной 7,26 м; телесистема MWD-650 (12,02 м); бурильные трубы ТБПК-127 – остальное. Работы по зарезанию второго ствола производились следующим образом. На глубине 2630 метров КНБК была сориентирована в требуемом азимутальном направлении, после чего были выполнены работы по забуриванию нового ствола скважины в соответствии с таблицей 1.

При проведении работ по забуриванию нового ствола скважины предварительная наработка жёлоба не производилась, зарезание осуществлялось с ограничением механической скорости до 0,4 м/ч для совмещения процесса углубления скважины и фрезерования её стенки.

При дальнейшем строительстве данной скважины было осуществлено ещё три операции по забуриванию нового направления. Две из них связаны с ликвидацией аварий (обход оставленных КНБК в скважине) и одна – с работами по ликвидации геологического осложнения (обвал стенки скважины в неустойчивых аргиллитах Ванаварской свиты).

При строительстве скважины №1 Троицкой площади, расположенной в Богучанском районе Красноярского края, операция по забуриванию нового ствола скважины была произведена дважды. Первая операция по забуриванию нового ствола скважины была вызвана прихватом бурильного инструмента. Забуривание осуществлялось с применением комплекса технических средств «КФ-Ц» производства НПП «Буринтех», состоящего из цементируемого якоря Я-216Ц (предназначен для крепления клина-отклонителя цементным раствором в открытом стволе скважины) и клина-отклонителя КОС-216Ц. Второе забуривание нового направления в скважине №1 Троицкой площади было вызвано также прихватом бурильного инструмента, но зарезание производилось с искусственного забоя, с использованием комплекса телеметрического оборудования (Sperry Sun MWD650) и забойного двигателя с регулируемым углом перекоса.

Затраты времени на производство данных операций по забуриванию

нового ствола с искусственного забоя представлены в таблице 2, а также на рисунке 1.

Таким образом, анализируя затраченное время на забуривание новых стволов, можно отметить значительные затраты времени на выполнение работ по наработке уступа и углублению скважины с ограничением режима бурения.

Специфика процесса забуривания состоит в том, что существует начальный период формирования направления нового ствола, который имеет наиболее сложный характер, и состоит в образовании уступа в стенке скважины. Условия работы забойного двигателя-отклонителя при этом носят экстремальный характер, косвенным подтверждением чего является повышение затрат мощности на бурение. После образования уступа на определенную величину процесс искривления ствола скважины мало отличается от обычного направленного бурения.

На сегодняшний день типовая технология забуривания нового направления из необсаженного ствола скважины с искусственного забоя заключается в следующем. По данным геофизических исследований и фактических данных о составе горных пород, механической скорости проходки, полученных при бурении основного ствола скважины, производится выбор участка ствола, в котором целесообразно осуществлять забуривание нового направления. Производится установка цементного моста мощностью не менее 30 метров. Выдерживается необходимое время для затвердевания и набора прочности цементного камня (не менее 24 часов). Для того, чтобы убедиться в достаточной прочности искусственного забоя цементный мост проверяется статической разгрузкой бурильного инструмента. При необходимости цементный мост подбуривается до требуемой глубины. После чего собирается КНБК, включающая забойный двигатель с регулятором угла перекоса секций. Секции забойного двигателя-отклонителя устанавливаются на максимальный угол, обеспечивающий прохождение КНБК по стволу скважины. Данной компоновкой до забуривания нового направления, осуществляется наработка желоба (уступа) путём ограничения скорости бурения в интервале забуривания до 0,3-1,0 м/ч и многократной проработки интервала зарезания. Во время наработки уступа контролируется содержание горной породы в вымываемом шламе. После наработки уступа дальнейшее забуривание нового направления осуществляется также

Таблица 1. Режим первого забуривания нового ствола.

Интервал, м	Мощность, м	Время бурения, час	Скорость, м/ч	Режимы	Кол-во породы в шламе, %
2630-2638	8	8	1,00	P – 0-2 тн (с навеса); Q = 25 л/с.	0
2638-2644	6	14	0,43		5-15
2644-2656	12	20	0,60		20-90
2656-2666	10	25	0,40	P – 3-5 тн (с навеса); Q = 25 л/с.	90-100
ИТОГО:	36	67		4,75	

Таблица 2. Затраты времени на производство работ по забуриванию новых стволов.

№ п/п	Производимая операция	Затраты времени, час			
		Установка цементного моста, ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента)	Наработка уступа, бурение с ограничением режима	Спуско-подъемные операции, работа с КНБК	Итого
1	Первое забуривание на скважине №51 Собинской площади	229	67	40	336
2	Второе забуривание на скважине №51 Собинской площади	72	80,5	20	172,5
3	Третье забуривание на скважине №51 Собинской площади	72	236	60	368
4	Четвертое забуривание на скважине №51 Собинской площади	70	34,5	16	120,5
5	Второе забуривание на скважине №1 Троицкой площади	86	155	120	361

Анализ распределения затрат времени при производстве работ по забуриванию новых стволов с искусственного забоя.

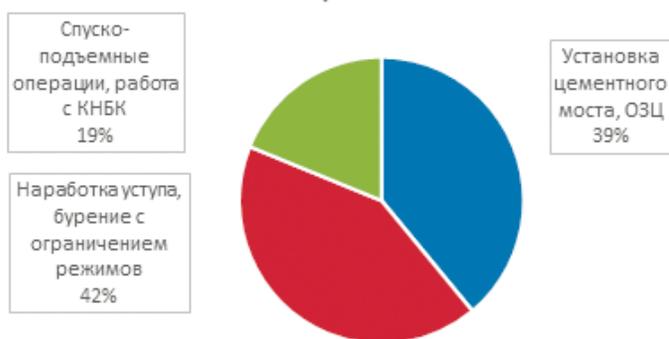


Рис. 1. Диаграмма распределения затрат времени при производстве работ по забуриванию новых стволов с искусственного забоя.

с ограничением скорости бурения до 0,2-1,0 м/ч до момента, пока содержание горной породы в вымываемом шламе не составит 100%, что свидетельствует об успешности операции по забуриванию. После чего дальнейшее углубление скважины производится при нормальных параметрах режима бурения.

Рассмотрим процесс образования уступа при условии, что твердость  $p_m$  материала искусственного забоя существенно меньше твердости  $p_T$  горных пород [1, 2], т.е.:

$$\frac{p_m}{p_T} = K > 1 \quad (1)$$

а забойный двигатель-отклонитель воздействует на стенку скважины с усилием  $P_{от}$ .

Из схемы (рис. 2) следует, что на породоразрушающий инструмент будут оказывать действие реакция  $P_T$  со стороны стенки скважины, направленная по нормали к плоскости контакта стенки скважины и искусственного забоя, и противодействующая ей реакция  $P_M$  со стороны забоя. Вертикальные составляющие этих реакций приводят к появлению изгибающего момента  $M_B$ , действующего в вертикальной плоскости. Процесс образования уступа зависит от реакций  $P_T^r$  и  $P_M^r$ , так как момент  $M_B$  в начальный период забуривания имеет незначительную величину. Усилия  $P_T^r$  и  $P_M^r$  напротив значительны в начальный момент забуривания уступа и их влияние является основным. Реакции  $P_T^r$  и  $P_M^r$  определим по формулам:

$$P_T^r = \frac{P_{oc} \cdot K}{(1+K) \cdot \text{tg}\gamma}; \quad (2)$$

$$P_M^r = \frac{P_{oc}}{(1+K) \cdot \text{tg}\gamma}; \quad (3)$$

где  $\gamma$  – угол встречи бурового инструмента со стенкой скважины, градус;

$P_{oc}$  – осевое усилие на инструмент, Н.

Условием образования уступа и забуривания дополнительного ствола будет соотношение сил:

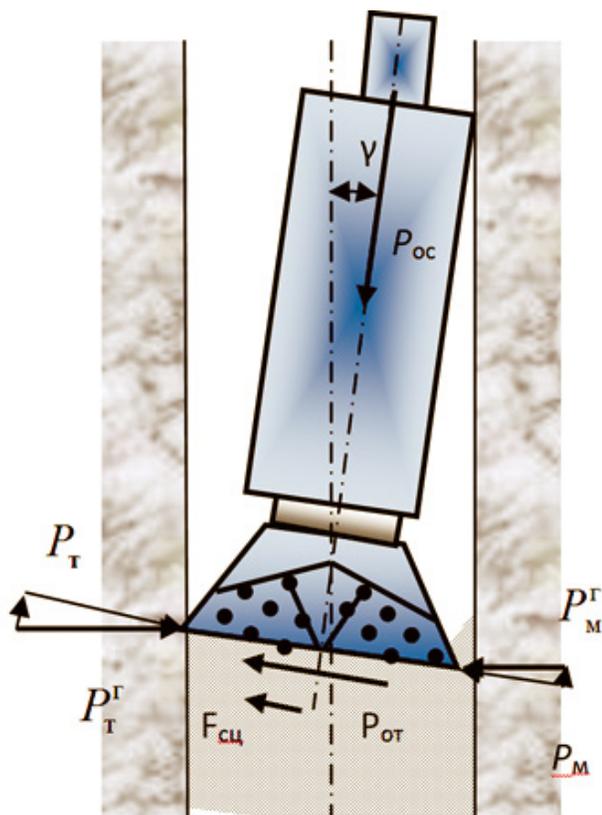


Рис. 2. Схема для определения условий образования уступа в стенке скважины забойным двигателем-отклонителем.

$$P_{oc} \cdot \sin \gamma + P_{om} + P_m^r + F_{сц} \geq P_T^r, \quad (4)$$

где  $F_{сц}$  – сила сцепления торца бурового инструмента с забоем, Н.

Решение уравнения (4) позволяет определить значение  $K$ , при котором возможно забуривание уступа при определенных значениях входящих параметров:

$$K = \frac{P_{oc} + (P_{от} + p_m \cdot \mu_m \cdot S_{п} + P_{oc} \cdot \sin \gamma) \cdot \operatorname{tg} \gamma}{P_{oc} - (P_{от} + p_m \cdot \mu_m \cdot S_{п} + P_{oc} \cdot \sin \gamma) \cdot \operatorname{tg} \gamma}, \quad (5)$$

где  $\mu_m$  – коэффициент трения торца бурового инструмента с забоем;

$S_{п}$  – площадь породоразрушающих элементов бурового инструмента, опирающихся на забой, м<sup>2</sup>.

Полученный коэффициент  $K$  позволяет оценить ряд технико-технологических параметров, оказывающих влияние на забуривание уступа в стенке скважины.

Из формулы (5) следует, что значительное влияние на процесс формирования уступа оказывает угол  $\gamma$  между стенкой скважины и осью бурового инструмента, величина отклоняющего усилия со стороны отклонителя и сила сцепления торца долота с забоем, повышение которых способно увеличить вероятность успешного забуривания уступа.

Осевое усилие в соответствии с условиями успешного забуривания нового направления ствола скважины, напротив, должно быть минимальным.

Таким образом, комплекс условий успешного формирования уступа в стенке скважины с искусственного забоя можно представить в следующем виде:

$$(+\gamma \rightarrow \max; P_{от} \rightarrow \max; F_{сц} \rightarrow \max; P_{oc} \rightarrow \min) \quad (6)$$

Графическое решение уравнения (4) позволяет подчеркнуть необходимость образования уступа в стенке скважины как условия приведения действующих сил к равновесию. Как следует из схемы на рис. 3 равновесие сил наступает только при внедрении бурового инструмента на некоторый интервал в стенку скважины (точка А). Этот интервал может составлять 0,20–0,25 диаметра торца породоразрушающего инструмента.

При осуществлении работ по наработке желоба (уступа) методом многократной проработки интервала забуривания с ограничением скорости подачи долота затрачивается большое количество времени, но данная операция не всегда приводит к наработке уступа необходимой величины. Успешность данной технологической операции зависит от многих факторов: величины отклоняющей силы на породоразрушающем инструменте, прочности горных пород, фрезерующей способности породоразрушающего инструмента, возможного поворота забойного двигателя-отклонителя при производстве работ и т.д. Данные факторы не всегда учитываются в должной мере при производстве работ по зарезанию нового направления скважины.

В целях повышения надежности и оптимизации производства работ по забуриванию новых направлений из необсаженных стволов скважин с цементного забоя можно предложить техническое решение, заключающееся в проведении дополнительной подготовки долота к забуриванию.

Работы по забуриванию нового направления из необсаженного ствола скважины с цементного моста в

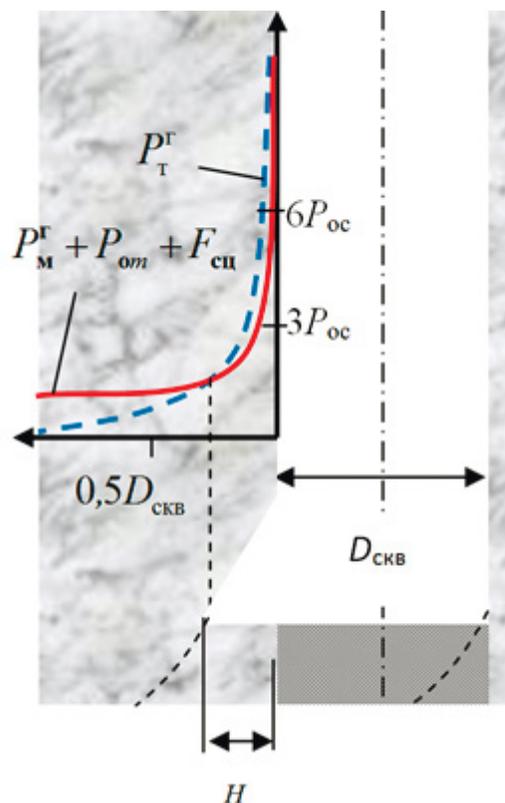


Рис. 3. Графическое решение уравнения равновесия сил при забуривании, определяющее ширину  $H$  уступа.

средних и твёрдых горных породах производятся в условиях, когда твёрдость горных пород значительно выше твёрдости цементного камня. При этом скорость разрушения цементного камня (осевая скорость движения долота) значительно выше скорости разрушения горных пород при фрезеровании стенки скважины. Данное обстоятельство приводит к тому, что при забурировании нового направления осуществляется ограничение режимов бурения путем регулирования подачи долота до 0,2-1,0 м/ч, при отсутствии осевой нагрузки на долото. Соответственно колонна бурильных труб находится в прямолинейном положении, что в условиях вертикальной скважины не позволяет создать дополнительную отклоняющую силу на долото, за счет создания полуволны изгиба бурильных труб над отклоняющей КНБК. Для создания условий обеспечивающих равенство скорости ( $V_6$ ) разрушения цементного камня и скорости ( $V_\phi$ ) фрезерования горных пород слагающих стенку скважины нужно обеспечить такой подбор породоразрушающего инструмента, который позволит понизить  $V_6$  и одновременно увеличить  $V_\phi$ , а также вести забурирование нового направления без отсутствия нагрузки на породоразрушающий инструмент.

Именно этого удастся достигнуть, «закрывая» часть породоразрушающих элементов на шарошках долота нанесением дополнительного покрытия.

При забурировании дополнительного ствола наиболее сложными являются условия, связанные с созданием уступа. После того как уступ шириной не менее 0,25-0,50 диаметра долота уже сформирован, процесс забурирования дополнительного ствола мало отличается от обычного искривления с естественного забоя. Следовательно, на втором этапе забурирования торцевые элементы вооружения долота, запаиваемые перед забурированием и не участвовавшие в полной мере в работе долота, должны включаться в процесс разрушения забоя, который теперь частично сложен из горных пород, а частично из материала искусственного моста. С этой целью следует покрытие породоразрушающих элементов осуществлять таким образом, чтобы происходило своевременное изнашивание пластичного сплава, а элементы вооружения на торце шарошек обнажались только к моменту внедрения долота в горную породу. В качестве материала покрытия можно использовать латунь, олово, медь, а также затвердевающие композиционные материалы (керамическое, металлокерамическое покрытие).

Материал покрытия должен отвечать следующим требованиям.

1. Высокая адгезия с материалом шарошек долота.
2. Стойкость к высокотемпературному воздействию.
3. Стойкость к вибрационному воздействию.
4. Возможность нанесения материала покрытия на поверхность долота в полевых условиях.
5. Возможность варьирования скорости абразивного изнашивания материала покрытия.

Легко изнашиваемый металл предлагается наплавлять между породоразрушающими элементами среднего венца на каждой шарошке на высоту частично или полностью равную высоте породоразрушающих элементов. Данное решение позволит ограничить скорость бурения по материалу искусственного забоя, но не ограничит работу внешнего венца по горной породе при наработке уступа. При этом высота покрытия наплавляемым металлом определяется из соотношения:

$$K = H - N \cdot h, \quad (7)$$

где  $K$  – высота покрытия, м;

$H$  – высота породоразрушающего элемента долота на среднем венце шарошки, м;

$N = h_3/h$  – требуемое соотношение глубин внедрения в горную породу породоразрушающих элементов долота без покрытия –  $h$  и после покрытия  $h_3$ .

В данном случае, ограничивая глубину внедрения породоразрушающих элементов в требуемых для снижения механической скорости бурения пределах, удастся установить ограничение механической скорости углубления и определить вероятное значение интенсивности искривления. Кроме этого достигается повышение эффективности работы долота за счет минимизация покрытия на шарошках и таким образом достигается эффект обнажения породоразрушающих элементов вследствие износа металлического покрытия при переходе долота с искусственного забоя в горную породу.

Выражение для расчета скорости  $v_6$  бурения можно аналитически записать в виде выражения:

$$v_6 = \omega_m \cdot h_6 \cdot N \cdot Z_m^c, \quad (8)$$

где  $\omega_m$  – частота вращения шарошки долота, мин<sup>-1</sup>;

$h_6$  – глубина внедрения в породу породоразрушающего элемента на среднем венце шарошки долота, м;

$N$  – число шарошек у долота;

$Z_m^c$  – число породоразрушающих элементов в среднем венце шарошки долота.

Скорость фрезерования  $v_\phi$  можно определить по аналогичной формуле

$$v_\phi = \omega_m \cdot h_\phi \cdot N \cdot Z_m^\phi, \quad (9)$$

где  $h_\phi$  – глубина внедрения в породу породоразрушающего элемента на боковом фрезерирующем венце шарошки долота, м;

$Z_m^\phi$  – число породоразрушающих элементов на боковом фрезерирующем венце шарошки долота.

Из соотношения скоростей:

$$\frac{v_\phi}{v_6} = \frac{h_\phi \cdot Z_m^\phi}{h_6 \cdot Z_m^c} \quad (10)$$

следует, какие параметры влияют на величины скоростей фрезерования стенки скважины и разрушения забоя, и как можно получить наиболее благоприятное соотношение скоростей фрезерования и бурения.

Таким образом, ограничивая глубину  $h_6$  внедрения породоразрушающих элементов в горную породу и число  $Z_m^c$  активно работающих породоразрушающих элементов можно регулировать скорость бурения при забурировании нового направления ствола скважины с искусственного моста.

Для расчета значений  $h_6$  в представленных зависимостях (8) и (10) могут использоваться формулы из работы [3]. Представленные в данной работе зависимости позволяют рассчитать глубину внедрения породоразрушающих элементов шарообразной формы (стр. 57, формула (2.34)); конической формы (стр. 60, формула (2.40)); трапецеидальной формы (стр. 81, формула (2.43)); пирамидальной формы и пирамидальной формы с площадкой притупления (стр. 82, формула (2.44)).

Для повышения возможности регулирования скорости бурения по материалу искусственного забоя

дополнительное покрытие между породоразрушающими элементами среднего венца шарошек предлагается производить не полностью, а чередуя со вставками, между которыми нанесения легко изнашиваемого материала не производится. Данное решение позволит «выключать» из работы по разрушению забоя не все породоразрушающие элементы, а только те, между которыми выполнено покрытие легко изнашиваемым материалом.

В качестве долот для забуривания нового направления с искусственного забоя можно использовать трёхшарошечные долота, применяемые для бурения крепких и очень крепких пород. Вооружение данных долот представлено наименее агрессивными твердосплавными вставками сферической формы с небольшим вылетом над корпусом шарошек, что не позволит произвести быстрое разрушение цементного камня. Проведение

дополнительной подготовки долота методом закрытия части породоразрушающих элементов средних венцов всех шарошек позволит еще более снизить скорость бурения материала искусственного забоя.

Исходя из вышеизложенного, успешность процесса забуривания нового направления из необсаженного ствола скважины с искусственного забоя можно обеспечить за счёт уравнивания скоростей углубления и фрезерования стенки скважины путём закрытия части породоразрушающих элементов среднего венца всех шарошек долота. Данное решение позволит исключить работы по наработке уступа и забуриванию с ограничением режима бурения, а также повысит качество забуривания нового направления ствола скважины из необсаженного ствола с опорой на искусственный забой.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Нескоромных В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев. – М.: Геоинформмарк, - 1993. - 55 с.
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин. - Красноярск: СФУ, - 2016. - 275 с.
3. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. Учебное пособие. – М.: Инфра-М, - 2015. - 336 с.

#### REFERENCES

1. Neskornnykh V.V. Methods and technical means wedgeless collaring of additional wells with artificial bottomholes. – M.: Geoinformmark, 1993. - 55 p.
2. Neskornnykh V.V. Directional drilling oil and gas wells. - Krasnoyarsk: publisher SFU. – 2016. - 275 p.
3. Neskornnykh V.V. Destruction of rocks during drilling. Tutorial. – M.: Infra-M, 2015. - 336 p.

УДК 622.24

## Погрешности компенсации автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны

<sup>1</sup>Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент;

<sup>2</sup>В.Б. Перминов – канд. техн. наук;

<sup>3</sup>Э.Х. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

<sup>4</sup>П.Г. Филиппов – магистр

(Ухтинский государственный технический университет,

<sup>2</sup>ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Технологический процесс бурения скважины, как правило, сопровождается автоколебаниями бурильной

колонны [1]. Суммарные автоколебания состоят из крутильных, продольных, собственных колебаний колонны

бурильных труб [5]. При этом, затраты мощности на преодоление суммарных автоколебаний составляют порядка 30% [7]. Наибольший отрицательный эффект имеют релаксационные автоколебания или жёсткие биения бурильной колонны, возникающие при потере её геометрической формы [4]. Затраты мощности на преодоление релаксационных колебаний могут достигать 47% [6]. В связи со значительным отбором мощности при возникновении релаксационных колебаний нарушается динамическое равновесие системы бурильная колонна-привод, что приводит к автоколебаниям всей системы и гармоническому изменению мощности двигателя привода с частотой релаксационных колебаний [7].

Режим возникновения автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны является крайне опасным и может привести к повреждению буровой установки. Для устранения этого аварийного режима применяют различные методы [3, 6, 8, 10]. Рациональным является метод противофазной компенсации автоколебаний, реализуемый по способу Ягубова-Перминова [11].

Суть метода заключается в управлении мощностью двигателя привода бурильной колонны по гармонической составляющей этой мощности со сдвигом на 180°. Экспериментальные исследования данного метода при его моделировании [2] показали хорошие результаты, однако существует ряд вопросов по его практическому применению, связанных со специфическими ошибками управления [3, 8].

Действительно, для реализации управления мощностью двигателя привода необходим съём и выделение гармонической составляющей мощности, при этом постоянную составляющую этой мощности необходимо отсечь. Кроме того, выделенная гармоническая составляющая мощности не должна иметь дополнительных фазных сдвигов, что неминуемо приведёт к фазным погрешностям измерения.

Для реализации поставленной задачи рассмотрим возможность применения для целей выделения гармонической составляющей мощности двигателя привода бурильной колонны одноконтурной вариационной структуры [12].

Вариационные структуры, как средство измерения могут с успехом использоваться в системах управления бурением по динамическим приращениям параметров [3, 8, 9]. При этом главным достоинством этих структур является эффективное выделение из сложного сигнала измерения переменных составляющих с минимальными искажениями.

Структурно, вариационный канал измерения представляет собой встречно-параллельное включение звеньев с передаточными функциями:

$$W_1(p) = \frac{k_1}{T_1 p + 1}; \quad (1)$$

$$W_2(p) = \frac{k_2}{T_2 p + 1}; \quad (2)$$

где  $W_1(p)$  и  $W_2(p)$  – передаточные функции первого и второго апериодических звеньев вариационной структуры;

$T_1$  и  $T_2$  – постоянные времени апериодических звеньев;  $k_1 = k_2 = k$  – статический коэффициент передачи звеньев;  $p$  – оператор Лапласа.

При встречно-параллельном включении звеньев (рисунок 1) передаточная функция структуры будет равна [12]:

$$W(p) = \frac{k_1}{T_1 p + 1} - \frac{k_2}{T_2 p + 1} = \frac{kp(T_2 - T_1)}{T_1 T_2 p^2 + (T_2 + T_1)p + 1}. \quad (3)$$

Для записи частотной функции выражения (3) используем преобразование Фурье [6, 12]:

$$F(j\omega) = \frac{k(T_2 - T_1)j\omega}{T_1 T_2 (j\omega)^2 + (T_2 + T_1)j\omega + 1}. \quad (4)$$

При выделении вещественной и мнимой части частотной функции необходимо умножить числитель и знаменатель на сопрягаемое комплексное число [12]:

$$F(j\omega) = \frac{k(T_2 - T_1)(T_2 + T_1)\omega^2}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)^2 \omega^2} + j \frac{k(T_2 - T_1)(1 - T_1 T_2 \omega^2)\omega}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)^2 \omega^2}, \quad (5)$$

где  $\text{Re}(\omega) = \frac{k(T_2 - T_1)(T_2 + T_1)\omega^2}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)^2 \omega^2}$  – вещественная часть частотной функции;

$\text{Im}(\omega) = \frac{k(T_2 - T_1)(1 - T_1 T_2 \omega^2)\omega}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)^2 \omega^2}$  – мнимая часть частотной функции.

Фазочастотная характеристика вариационной структуры запишется в виде [12]:

$$\varphi = \arctg \frac{\text{Im}(\omega)}{\text{Re}(\omega)} = \arctg \frac{(1 - T_1 T_2 \omega^2)}{(T_2 + T_1)\omega^2}. \quad (6)$$

Для амплитудно-частотной характеристики справедливо соотношение [4]:

$$A(\omega) = \sqrt{[\text{Re}(\omega)]^2 + [\text{Im}(\omega)]^2}. \quad (7)$$

Из выражения (6) следует, что область нулевых значений фазного сдвига соответствует частоте квазирезонанса, равной:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{1}{T_1 T_2}}. \quad (8)$$

При частоте квазирезонанса мнимая часть частотной функции обращается в ноль, а вещественная часть полностью определяет амплитудно-частотную характеристику вариационной структуры:

$$A(\omega_0) = \sqrt{[\text{Re}(\omega)]^2 + [\text{Im}(\omega)]^2} = k \frac{T_2 - T_1}{T_2 + T_1}. \quad (9)$$

Так как  $T_2 \gg T_1$ , то можно считать, что

$$A(\omega_0) \approx k,$$

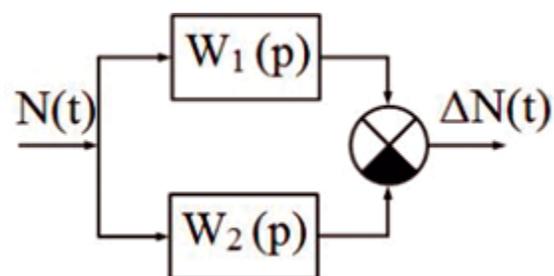


Рис. 1. Вариационная структура канала измерения мощности двигателя привода бурильной колонны.

где  $k$  – статический коэффициент передачи вариационной структуры канала измерения мощности двигателя привода буровой колонны.

Таким образом, на частоте квазирезонанса вариационная структура, как средство измерения, свободна от фазочастотных и амплитудно-частотных искажений. Следовательно, динамическая погрешность измерения за счёт дополнительного фазного сдвига при измерении приращения мощности для цепей компенсации автоколебаний мощности по способу Ягубова-Перминова [11] на частоте квазирезонанса сводится к нулю.

Рассмотрим динамические характеристики вариационной структуры применительно к её параметрам, которые определяются частотой квазирезонанса.

Исходя из условия максимальной чувствительности вариационной структуры и условий согласования канала измерения с объектом [2], примем следующие числовые значения параметров настройки  $T_1 = 0,1$  с;  $T_2 = 1$  с, отсюда коэффициент отношения постоянных времени  $m = T_1 / T_2 = 0,1$ . Статический коэффициент передачи  $20 \lg k \approx 1$  дБ. Частота квазирезонанса для данных числовых параметров:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{1}{T_1 T_2}} = \sqrt{\frac{1}{0,1 \cdot 1,0}} = 3,162 \text{ с}^{-1}.$$

Семейство экспериментальных логарифмических амплитудно-частотных характеристик приведено на рисунке 2. Здесь рассматриваются частотные характеристики вариационной структуры при постоянном значении параметра настройки  $T_1$  и различных постоянных значениях коэффициента отношения постоянных времени  $m = T_1 / T_2$  от значения 0,1 до 0,3. Из анализа приведённых экспериментальных частотных характеристик можно сделать вывод, что частота квазирезонанса весьма слабо зависит от постоянной времени  $T_2$  (коэффициента отношения  $m$ ), а её значение определяет, в основном, значение статического коэффициента  $k$  передачи структуры. Действительно, при изменении  $m$  от 0,1 до 0,9 значение  $k$  изменяется от 1 дБ до -2,8 дБ, т.е. с увеличением  $m$  наблюдается затухание сигнала. Это положение подтверждается экспериментальными

динамическими характеристиками, которые определяются переходной функцией вида [6, 8]:

$$h(t) = k(e^{-\frac{t}{T_2}} - e^{-\frac{t}{mT_2}}), \tag{10}$$

где  $h(t)$  – переходная функция вариационной структуры;  $t$  – текущее значение времени.

Согласно графика наблюдается спад пика дифференцирующего импульса с ростом коэффициента отношения постоянных времени от 0,6 до 0,03 относительных единиц статического коэффициента передачи вариационной структуры.

Фазочастотная характеристика вариационной структуры имеет весьма крутой спад, что может привести к значительным частотным погрешностям. При анализе экспериментальных логарифмических фазочастотных характеристик (рис. 3, 4) можно провести распределение процентного отношения изменения фазного сдвига к частоте на линейном падающем участке в диапазоне частот  $0,5 \div 100 \text{ с}^{-1}$ . На  $120^\circ$  фазного угла приходится диапазон частот  $68 \text{ сек}^{-1}$ , т.е. фазное распределение по частоте на линейном участке  $\gamma_\varphi = 120 / 68 = 1,764^\circ$ , отсюда, при изменении частоты входного сигнала на 10% изменение фазы составит  $11,83^\circ$  или 17,4%.

Естественно, что подобная фазная погрешность для цепей управления приводом буровой колонны по методу противофаз не применима. Реализация метода возможна только при стабильной частоте автоколебаний мощности двигателя привода буровой колонны, соответствующей частоте квазирезонанса вариационной структуры, либо выделенная гармоническая составляющая мощности может быть использована в других методах компенсации автоколебаний. Однако при этом следует учесть, что на динамические параметры вариационной структуры весьма существенно влияет величина параметров настройки и их отношение.

Таким образом, следует иметь в виду, что в связи с большой крутизной фазочастотной характеристики область квазирезонансной частоты ограничена, и с уходом частоты измеряемого сигнала из диапазона частот квазирезонанса, появление фазной погрешности неизбежно.

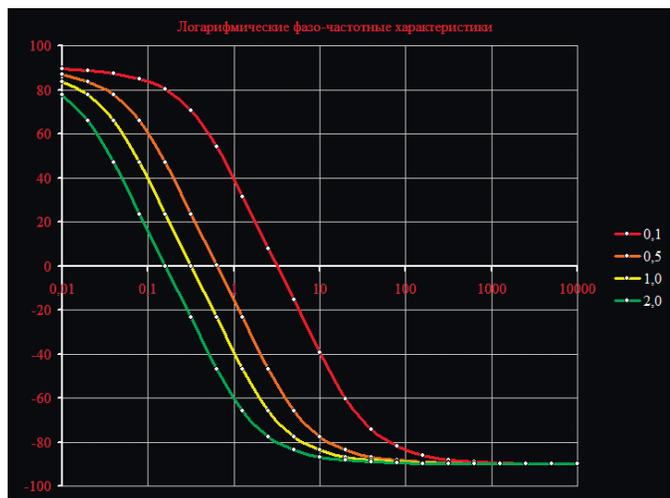
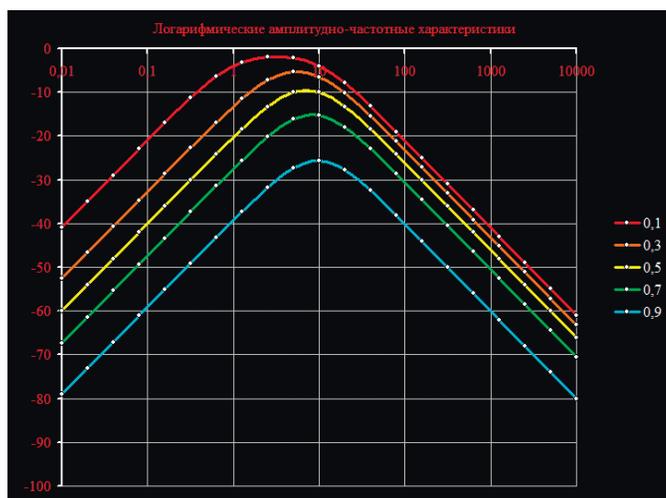


Рис. 2. Семейство логарифмических амплитудно-частотных характеристик вариационной структуры.  $T_1 = 0,1$  при  $m = 0,1; 0,3; 0,5; 0,7, 0,9$ .

Рис. 3. Семейство логарифмических фазо-частотных характеристик вариационной структуры.  $T_1 = 0,1$  при  $m = 0,1; 0,3; 0,5; 0,7, 0,9$ .

Вторым средством измерения переменных составляющих с их выделением является двухконтурная вариационная структура или двухходовая система контроля. Наиболее рационально использование двухходовых систем контроля для косвенных методов измерения крутящего момента. В качестве функционального блока, к которому подключаются каналы измерения, в этом случае служит блок деления одного результата измерения (мощности) на другой (угловой скорости вращения выходного вала привода).

Каналы измерения системы представляют собой вариационные структуры [12], выполненные в виде аperiodических звеньев с встречно-параллельным включением (рисунок 5). На выходе функционального блока деления имеем динамическое приращение крутящего момента, определяемое отношением:

$$\Delta M = \Delta N / \Delta \omega,$$

где  $\Delta N$  – динамическое приращение мощности двигателя привода буровой колонны;

$\Delta \omega$  – динамическое приращение угловой скорости.

В работах [2, 3, 6, 8] показано, что при гармоническом изменении мощности  $N(t) = N_{\max} \sin(\omega t + \alpha)$ , фаза крутящего момента совпадает с фазным углом  $\alpha$ .

Передаточные функции каналов измерения двухходовой системы контроля определяются передаточными функциями вариационных структур этих каналов [8, 9, 10]:

$$W_N(p) = \frac{k_N(T_2 - T_1)p}{T_1 T_2 p^2 + (T_2 + T_1)p + 1}; \quad (11)$$

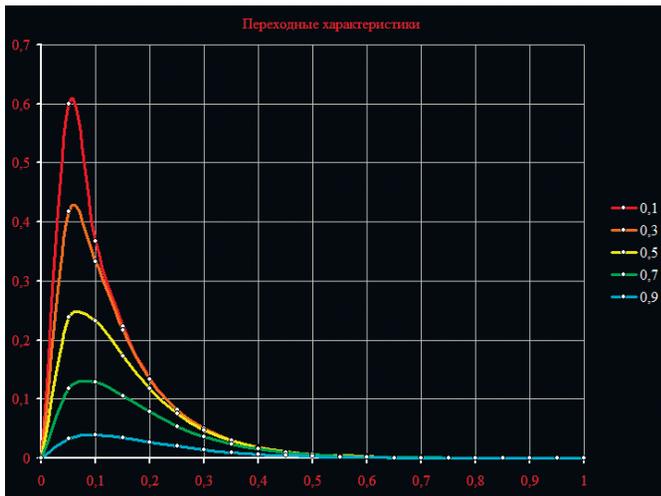


Рис. 4. Семейство переходных характеристик вариационной структуры.

$T_1 = 0,1$  при  $m = 0,1; 0,3; 0,5; 0,7, 0,9$ .

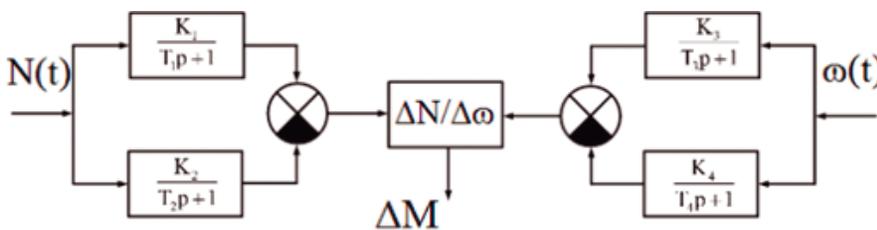


Рис. 5. Структура двухходовой системы контроля крутящего момента.

$$W_\omega(p) = \frac{k_\omega(T_4 - T_3)p}{T_3 T_4 p^2 + (T_4 + T_3)p + 1}, \quad (12)$$

где  $W_N(p)$  – передаточная функция вариационной структуры канала измерения мощности;

$k_N$  – статический коэффициент передачи вариационной структуры канала измерения мощности;

$T_1, T_2$  – постоянные времени вариационной структуры канала измерения мощности;

$W_\omega(p)$  – передаточная функция канала измерения угловой скорости;

$T_4, T_3$  – постоянные времени аperiodических звеньев вариационной структуры канала измерения угловой скорости;

$p$  – оператор Лапласа.

Учитывая функциональное преобразование выходных величин каналов измерения, общая передаточная функция системы запишется в виде [4]:

$$W(p) = \frac{W_N(p)}{W_\omega(p)} = \frac{k_N(T_2 - T_1)}{k_\omega(T_4 - T_3)} \cdot \frac{T_3 T_4 p^2 + (T_3 + T_4)p + 1}{T_1 T_2 p^2 + (T_1 + T_2)p + 1}. \quad (13)$$

Следует отметить отсутствие оператора  $p$  Лапласа в числителе передаточной функции (3), что говорит о том, что свойство дифференцирования, присущее каналам измерения по передаточным функциям 1 и 2 в общей структуре средства измерения, теряется. Отсюда, выходная координата блока деления будет определяться статическими (установившимися) значениями параметров:  $\Delta M = \Delta N / \Delta \omega$ , что является важнейшим преимуществом вариационных структур.

Частотные функции каналов измерения могут быть получены на базе передаточных функций (1, 2) этих каналов с использованием преобразования Фурье [5, 6]:

$$W^N(j\omega) = \frac{k_N(T_2 - T_1)j\omega}{T_1 T_2 (j\omega)^2 + (T_2 + T_1)j\omega + 1} = \frac{k_N(T_2 - T_1)(T_2 + T_1)\omega^2}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)^2 \omega^2} + j \frac{k_N(T_2 - T_1)(1 - T_1 T_2 \omega^2)\omega}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)^2 \omega^2}; \quad (14)$$

$$W^\omega(j\omega) = \frac{k_\omega(T_4 - T_3)j\omega}{T_3 T_4 (j\omega)^2 + (T_3 + T_4)j\omega + 1} = \frac{k_\omega(T_4 - T_3)(T_4 + T_3)\omega^2}{(1 - T_3 T_4 \omega^2)^2 + (T_4 + T_3)^2 \omega^2} + j \frac{k_\omega(T_4 - T_3)(1 - T_3 T_4 \omega^2)\omega}{(1 - T_3 T_4 \omega^2)^2 + (T_4 + T_3)^2 \omega^2}; \quad (15)$$

где  $W^N(j\omega)$  – частотная функция канала измерения мощности системы контроля параметров;

$W^\omega(j\omega)$  – частотная функция канала измерения угловой скорости выходного вала;

$\text{Re}(\omega) = \frac{k_N(T_2 - T_1)(T_2 + T_1)\omega^2}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)^2 \omega^2}$  – вещественная часть частотной функции канала измерения мощности двигателя привода;

$$\text{Re}(\omega) = \frac{k_\omega(T_4 - T_3)(T_4 + T_3)\omega^2}{(1 - T_3 T_4 \omega^2)^2 + (T_4 + T_3)^2 \omega^2} -$$

вещественная часть частотной функции канала измерения угловой скорости;

$$\text{Im}(\omega) = \frac{k_N(T_2 - T_1)(1 - T_1 T_2 \omega^2)\omega}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)^2 \omega^2} -$$

мнимая составляющая частотной функции канала измерения мощности;

$$\overset{\circ}{\text{Im}}(\omega) = \frac{k_{\omega}(T_4 - T_3)(1 - T_3 T_4 \omega^2)\omega}{(1 - T_3 T_4 \omega^2)^2 + (T_4 + T_3)^2 \omega^2} - \text{мнимая составляющая}$$

частотной функции канала измерения угловой скорости;  
 $j = \sqrt{-1}$  – мнимое число;

$\omega$  – текущее значение частоты измеряемых воздействий.

Частотные характеристики каналов измерения на базе частотных функций (4, 5) запишутся в виде [5]:

$$A^N(\omega) = \sqrt{[\overset{N}{\text{Re}}(\omega)]^2 + [\overset{N}{\text{Im}}(\omega)]^2}; \quad (18)$$

$$A^{\circ}(\omega) = \sqrt{[\overset{\circ}{\text{Re}}(\omega)]^2 + [\overset{\circ}{\text{Im}}(\omega)]^2}; \quad (19)$$

$$\varphi^N(\omega) = \arctg \frac{\overset{N}{\text{Im}}(\omega)}{\overset{N}{\text{Re}}(\omega)}; \quad (20)$$

$$\varphi^{\circ}(\omega) = \arctg \frac{\overset{\circ}{\text{Im}}(\omega)}{\overset{\circ}{\text{Re}}(\omega)}; \quad (21)$$

где  $A^N(\omega)$  – амплитудо-частотная характеристика канала измерения мощности;

$A^{\circ}(\omega)$  – амплитудо-частотная характеристика канала измерения угловой скорости;

$\varphi^N(\omega)$  – фазо-частотная характеристика канала измерения мощности;

$\varphi^{\circ}(\omega)$  – фазо-частотная характеристика канала измерения угловой скорости.

При анализе мнимых составляющих частотных функций можно сделать вывод, что при равенстве  $T_1 T_2 \omega^2 = 1$  и  $T_3 T_4 \omega^2 = 1$  мнимые составляющие частотных функций обращаются в ноль. Этому событию соответствует частота, равная:

$$\omega_{01} = \sqrt{\frac{1}{T_1 T_2}}; \quad \omega_{02} = \sqrt{\frac{1}{T_3 T_4}} \quad (20)$$

где  $\omega_{01}$  – частота квазирезонанса канала измерения мощности;

$\omega_{02}$  – частота квазирезонанса канала измерения угловой скорости.

Назовём это событие квазирезонансом каналов измерения, при котором:

$$\overset{N}{\text{Im}}(\omega) = \frac{k_N(T_2 - T_1)(1 - T_1 T_2 \omega^2)\omega}{(1 - T_1 T_2 \omega^2)^2 + (T_2 + T_1)\omega^2} = 0; \quad (21)$$

$$\overset{\circ}{\text{Im}}(\omega) = \frac{k_{\omega}(T_4 - T_3)(1 - T_3 T_4 \omega^2)\omega}{(1 - T_3 T_4 \omega^2)^2 + (T_4 + T_3)\omega^2} = 0. \quad (22)$$

Учитывая (21, 22) для частотных характеристик вариационных структур каналов измерения, можно записать:

$$A^N(\omega) = \sqrt{[\overset{N}{\text{Re}}(\omega)]^2 + [\overset{N}{\text{Im}}(\omega)]^2} = \overset{N}{\text{Re}}(\omega) = k_N \frac{T_2 - T_1}{T_2 + T_1}; \quad (23)$$

$$A^{\circ}(\omega) = \sqrt{[\overset{\circ}{\text{Re}}(\omega)]^2 + [\overset{\circ}{\text{Im}}(\omega)]^2} = \overset{\circ}{\text{Re}}(\omega) = k_{\omega} \frac{T_4 - T_3}{T_4 + T_3}; \quad (24)$$

$$\varphi^N(\omega) = \arctg \frac{\overset{N}{\text{Im}}(\omega)}{\overset{N}{\text{Re}}(\omega)} = 0;$$

$$\varphi^{\circ}(\omega) = \arctg \frac{\overset{\circ}{\text{Im}}(\omega)}{\overset{\circ}{\text{Re}}(\omega)} = 0.$$

Согласно выражениям (23 и 24) можно записать логарифмическую амплитудо-частотную характеристику каналов измерения:

$$L^N(\omega) = 20 \lg k_N + 20 \lg(T_2 - T_1) - 20 \lg(T_2 + T_1); \quad (25)$$

$$L^{\circ}(\omega) = 20 \lg k_{\omega} + 20 \lg(T_4 - T_3) - 20 \lg(T_4 + T_3). \quad (26)$$

Амплитудо-частотная характеристика двухвходовой системы контроля с учётом функционального блока деления на выходе примет вид:

$$A(\omega) = \frac{A^N(\omega)}{A^{\circ}(\omega)} = \frac{k_N(T_2 - T_1)(T_4 + T_3)}{k_{\omega}(T_2 + T_1)(T_4 - T_3)}; \quad (27)$$

Отсюда, логарифмическая амплитудо-частотная характеристика:

$$\begin{aligned} L^A(\omega) &= 20 \lg A^N(\omega) - 20 \lg A^{\circ}(\omega) = \\ &= 20 \lg k_N + 20 \lg(T_2 - T_1) + 20 \lg(T_4 + T_3) - \\ &- 20 \lg k_{\omega} - 20 \lg(T_2 + T_1) - 20 \lg(T_4 - T_3), \quad (28) \end{aligned}$$

т.е. уровень амплитудо-частотной характеристики от частоты не зависит, и характеристика имеет вид прямой, параллельной оси частот с уровнем, равным выражению (28).

Для фазочастотной характеристики системы в целом справедливо:  $\varphi(\omega) = \varphi^N(\omega) - \varphi^{\circ}(\omega) = 0$ .

Рассмотрим конкретный пример квазирезонанса в двухвходовой системе контроля параметров бурения. При этом, будем считать, что частота квазирезонанса для обоих каналов измерения одинакова, т.е.

$$\omega_{01} = \omega_{01} = \omega_0$$

Для выполнения этого условия необходимо соблюдения равенства:

$$\sqrt{\frac{1}{T_1 T_2}} = \sqrt{\frac{1}{T_3 T_4}}.$$

Наиболее рациональным значением для постоянных времени аperiодических звеньев канала измерения мощности двигателя привода бурильной колонны будут значения, определённые инерционными свойствами этого двигателя [2].

Исходя из условия максимальной чувствительности канала измерения, и учитывая инерционность процесса измерения [8, 9], определим значение постоянной времени первого аperiодического звена порядка 0,1 с, т.е.  $T_1 = 0,1$  с. Из условия оптимальных соотношений постоянных времени аperiодических звеньев вариационной структуры выберем это отношение [10] равным 0,1, т.е.  $T_1 / T_2 = m = 0,1$ . Отсюда, постоянная времени второго аperiодического звена равна  $T_2 = 1$  с. Найдём частоту квазирезонанса вариационной структуры канала измерения мощности:

$$\omega_{01} = \sqrt{\frac{1}{T_1 T_2}} = \sqrt{\frac{1}{1 \cdot 0,1}} = 3,162$$

Учитывая условие равенства частот:

$$\omega_{02} = \sqrt{\frac{1}{T_3 T_4}} = 3,162$$

Для канала измерения угловой скорости вала привода согласно [3] оптимальным значением постоянной времени первого апериодического звена вариационной структуры является значение 0,5 с, т.е.  $T_3 = 0,05$  с. Из соотношения равенств частот квазирезонанса каналов измерения находим значение второй постоянной времени  $T_4 = 2$  с.

Запишем логарифмическую амплитудо-частотную характеристику системы контроля для данных численных значений постоянной времени:

$$L^A(\omega) = 20 \lg k_N + 20 \lg 0,9 + 20 \lg 2,05 -$$

$$- 20 \lg k_\omega - 20 \lg 1,1 - 20 \lg 1,95 = 20 \lg k_N - 20 \lg k_\omega - 1,38.$$

Так как согласно [8] и [12] статические коэффициенты передачи каналов измерения приближаются к единице  $k_N \approx 1$ ,  $k_\omega \approx 0,9$  то  $20 \lg k - 20 \lg \omega \approx 0,96$  дБ, отсюда, уровень  $L^A(\omega) = -0,42$  дБ, т.е. ЛАЧХ пройдет на уровне  $-0,42$  дБ параллельно оси частот (рисунок 6).

Из приведённого анализа следует, что в режиме квазирезонанса двухвходовые системы контроля не вносят ни амплитудо-частотных, ни фазо-частотных искажений в сигнал измеряемой информации. Следовательно, двухвходовые системы, как средство измерения, могут быть с успехом использованы для компенсации автоколебаний методом противофазного управления (способ Ягубова-Перминова [11])

Идеальным вариантом выделения гармонической составляющей мощности из измеряемого сигнала является применение двухвходовой системы контроля с идентичными каналами измерения, когда постоянные времени апериодических звеньев вариационных структур попарно равны:  $T_1 = T_3$ ;  $T_2 = T_4$ . Передаточная функция двухвходовой системы контроля в этом случае примет вид:

$$W(p) = \frac{k_N}{k_\omega} \cdot \frac{(T_2 - T_1)}{(T_4 - T_3)} \cdot \frac{T_4 T_3 p^2 + (T_4 + T_3)p + 1}{T_2 T_1 p^2 + (T_2 + T_1)p + 1} = \frac{k_N}{k_\omega}. \quad (29)$$

Из выражения (29) следует, что передаточная функция при идентичных параметрах настройки каналов измерения вырождается в пропорциональное звено, в котором все частотные искажения исключаются. Иными

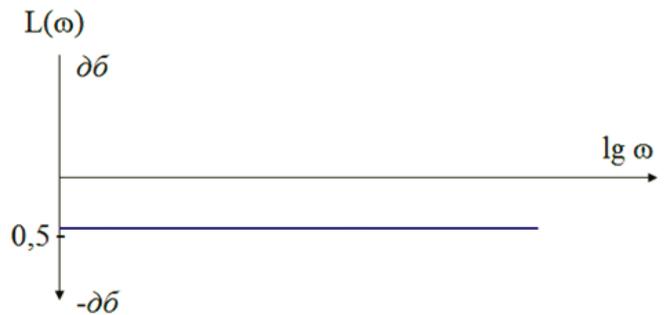


Рис. 6. Логарифмическая амплитудо-частотная характеристика двухвходовой системы контроля при квазирезонансе.

словами, двухвходовая система контроля при одинаковых параметрах настройки каналов измерения не имеет фазочастотной погрешности.

При этом система может получить усилительные свойства при  $k_N > k_\omega$ .

### Выводы

1. Одним из простейших устройств, с помощью которого возможно выделение гармонической составляющей мощности двигателя привода бурильной колонны является одноконтурная вариационная структура, работающая в режиме квазирезонанса. Однако в связи с малостью частотного диапазона падающего участка фазо-частотной характеристики её применение ограничено.

2. Двухвходовая система контроля динамического приращения крутящего момента имеет большие перспективы применения для целей выделения гармонической составляющей из измерительного сигнала мощности. Недостатком системы является ограниченность частотного диапазона измеряемых величин и малый коэффициент передачи.

3. Идеальным средством выделения гармонической составляющей мощности является двухвходовая система контроля динамического приращения крутящего момента при полной идентичности каналов измерения, когда постоянные времени апериодических звеньев вариационных структур попарно равны:  $T_1 = T_3$ ;  $T_2 = T_4$ . Передаточная функция системы в этом случае вырождается в пропорциональное звено с полным отсутствием частотных и временных искажений.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Устойчивость бурильной колонны в режиме углубления скважины. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. - №12. - с. 29–36.

### REFERENCES

1. Ckhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z. The stability of the drill string in a mode of deepening wells. // Electronic scientific journal Oil and gas business. – Ufa: Ufa state petroleum technological University, 2014. - №.12. - p. 29–36.

## ЛИТЕРАТУРА (окончание)

2. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Чумакова Н.В., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Моделирование электропривода постоянного тока буровой установки // Научно-методический электронный журнал Концент. - Киров: Автономная некоммерческая организация дополнительного профессионального образования "Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании", 2015. - №13. - с. 346–350.

3. Быков И.Ю., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Управляемость процесса углубления скважины // Инженер нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дрилинг», 2015. - №1. - с. 12–15.

4. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Влияние биений бурильной колонны на механическую скорость проходки скважины // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. - №6. - с. 57–74.

5. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Анализ биений бурильной колонны в процессе углубления скважины // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. №6. - с. 33–56.

6. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Компенсация релаксационных колебаний двигателя привода бурильной колонны // Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дрилинг», 2016. - №2. - с. 27-31.

7. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Динамическое равновесие системы «бурильная колонна – привод» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - №6. - с. 9-15.

8. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Чумакова Н.В. Управление процессом бурения по градиенту крутящего момента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - №8. - с. 4-7.

9. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Тетеревлёва Е.В. Влияние глубины проходки скважины на устойчивость работы бурильной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - №9. - с. 4-6.

10. Ягубов З.Х., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Полетаев С.В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления. // патент RU 2569659 С1. приоритет от 16.05.2014 Опубликовано: 27.11.2015. Бюлл. №33.

11. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.Z. Ratio of indicators in the system "drill string – drive". - The international science-technical journal HERALD of the Azerbaijan Engineering Academy. Vol. 8 №3 AEA: Baku – 2016. с. 63-73.

## REFERENCES (ending)

2. Perminov B.A., Perminov V.B., Chumakova N.V., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z. Modeling of DC electric drive drilling rig // Scientific-methodical electronic journal of Concentration. - Kirov: the independent noncommercial organization of supplementary professional education "inter-regional center of innovative technologies in education", 2015. - №13. - p. 346–350.

3. Bykov I.YU., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z. Of Deepening wells: manageability of process // Inzhener-neftjanik – M.: LLC "IDS Drilling", 2015. - №1. - p. 12-15.

4. Ckhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z. The influence of wobbling of the drill string on the mechanical speed of bore wells // Electronic scientific journal Oil and gas business. - Ufa: Ufa state petroleum technological University, 2015. - №6. - p. 57–74.

5. Ckhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z. The influence of wobbling of the drill string on the mechanical speed of bore wells // Electronic scientific journal Oil and gas business. - Ufa: Ufa state petroleum technological University, 2015. - №6. - p. 57–74.

6. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z. Compensation relaxation oscillations of the drive motor of the drill string // Inzhener-neftjanik. - M.: LLC "IDS Drilling", 2016. - №2. - p. 27-31.

7. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z. The dynamic equilibrium of "drill drive" system // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2016. - №6 - p. 9-15.

8. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z., Chumakova N.V. Managing the process of drilling on a gradient of the torque // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2016. - №8. - p. 4-7.

9. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.H.Z., Teterevlyova E.V. The influence of depth of well bore sinking on the stability of the drill string // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2016. №9. - p. 4-6.

10. Agubov Z.H., Perminov B.A., Perminov V.B., Poletaev S.V. The method of controlling the drilling process and system for its implementation. // The patent RU 2569659 C1. priority from 16.05.2014 Published: 27.11.2015. Bull. №33. Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: ОАО "VNIIOENG", 2016. №9. - p. 4-6.

11. Perminov B. A., Perminov V. B., Yagubov Z. H., Yagubov E. Z. Ratio of indicators in the system "drill string – drive". - The international science-technical journal HERALD of the Azerbaijan Engineering Academy. Vol. 8 №3 AEA: Baku – 2016. - p. 63-73.

УДК 622.24.063

# Применение соленасыщенного поликатионного бурового раствора при строительстве скважин на Астраханском ГКМ

А.М. Гайдаров – техник I-й категории  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ», студент ИГРИ-РГГРУ)

Отличительной особенностью строительства скважин в Прикаспийской впадине является большая глубина залегания продуктивных горизонтов, температурная агрессия, наличие зон аномально высоких пластовых давлений, неустойчивость глинистых пород различного происхождения, разный уровень минерализации пластовых и поровых вод, а также наличие несовместимых по условиям бурения комплексов – надсолевой, солевой и подсолевой. На данный момент имеется большой промышленный опыт бурения скважин в Прикаспийской впадине, ведутся и теоретические работы в области совершенствования буровых растворов, но следует признать, что основные проблемы повышения качества строительства скважин связаны с несоответствием используемых жидкостей геолого-техническим условиям бурения.

Бурение скважин осуществляется с промывкой, преимущественно, традиционными водными буровыми растворами, которые представляют собой глинистые суспензии, стабилизированные анионно-неионными высокомолекулярными соединениями полимерами. Опыт бурения нефтяных и газовых скважин свидетельствует о существенных недостатках традиционных буровых растворов [1, 2].

Строительство скважин в надсолевом разрезе с применением традиционных буровых растворов, происходит с различными осложнениями в виде потери устойчивости ствола скважины, как в верхних интервалах, так и в нижних интервалах, представленных неустойчивыми глинистыми породами, слабосцементированными песчаниками и несцементированными песками в виде слоеного пирога. При бурении скважин в надсолевых отложениях характерен высокий объем наработки бурового раствора (табл. 1) [3]. Все это вызывает трудности с управлением свойств и показателей раствора, осложнения разного характера и удорожание затрат на бурение скважины. Первые промышленные испытания поликатионных систем в надсолевых отложениях в скважинах №939 и №1082 Астраханского ГКМ показали высокую их эффективность и значительные преимущества над традиционными растворами. Применение поликатионных систем обеспечили стабилизацию ствола и предотвратили наработку раствора в надсолевых отложениях [1, 2, 4].

Часть скважин на Астраханском ГКМ расположена в зоне рапопроявляющих горизонтов в солевых отложениях. Применение традиционных анионно-неионных буровых растворов в условиях рапопроявлений приводит к серьезным трудностям при управлении их свойствами и показателями. Поступление рапы в буровой раствор дестабилизирует систему, происходит падение структурно-реологических показателей и рН среды, увеличение концентрации катионов кальция и магния, рост показателя фильтрации и т.п. Для восстановления показателей раствора производят осаждение катионов кальция и магния, обработку понизителями фильтрации, повышение рН среды и т.д.

Повышение качества строительства скважин в солевых отложениях на Астраханском ГКМ во много определяется эффективностью используемых буровых растворов. Повышение их эффективности является существенным резервом снижения затрат на бурение скважин. Поэтому необходимость замены анионно-неионных буровых растворов в солевых отложениях стоит остро. Альтернативой им являются поликатионные системы, которые рекомендованы в настоящее время при бурении эксплуатационных скважин на Астраханском ГКМ.

**Таблица 1.** Регламентируемая наработка традиционных буровых растворов при бурении скважин на Астраханском ГКМ.

Интервал бурения при диаметре долота 393,7 мм, м	Нароботка раствора, м <sup>3</sup>
350-1000	317
350-1500	914
350-2000	1050
350-2500	1200
350-3000	2000

Рассмотрим более подробно применение поликатионных растворов при бурении солевых отложений на скважинах №939 и №1082.

**Скважина №939.** В скважине №939 соленасыщенный поликатионный раствор применялся в интервале 2900-3833 м.

Как известно, при засолонении традиционных анионно-неионных растворов происходит коагуляция и дестабилизация системы, что свидетельствует о несовместимости традиционных пресных и соленых систем.

Поликатионный состав при переходе с пресной системы на соленасыщенную, не претерпевает коагуляцию и дестабилизацию: показатель фильтрации и структурно-реологические показатели остаются стабильными и не нуждаются в дообработке.

Для засолонения и утяжеления использовали оставшийся поликатионный раствор от предыдущего интервала при бурении надсолевых глинистых отложений. В связи с недостатком системы обвязки циркуляционной системы приготовление соленасыщенного утяжеленного поликатионного раствора производить при циркуляции не представлялось возможным. Поэтому было принято решение засолонять и утяжелять раствор на поверхности, порционно, набирая в гидромешалку поликатионный раствор и воду, в соотношении 1:1 для снижения содержания коллоидной фракции до 2,0-2,5%. После чего раствор насыщали солью, одновременно вводили химические реагенты (Силфок 2540С, крахмал, биоксан). Технологические показатели раствора после засолонения и обработки химическими реагентами составили: плотность 1310 кг/м<sup>3</sup>; условная вязкость (УВ) 25 с; показатель фильтрации (ПФ) за 30 минут 1,6 см<sup>3</sup>; пластическая вязкость (ПВ) 13 мПа·с; динамическое напряжение сдвига (ДНС) 5 Па; статическое напряжение сдвига за 1 и 10 минут (СНС<sub>1/10</sub>) 5/10 дПа, рН 6,5. Таким образом, приготовили 380 м<sup>3</sup> соленасыщенного неутяжеленного поликатионного раствора. После засолонения необходимого количества раствора перешли к порционному утяжелению до плотности 1850 кг/м<sup>3</sup>.

После утяжеления объём соленасыщенного поликатионного бурового раствора составил 500 м<sup>3</sup>. При этом соленасыщенный утяжеленный поликатионный буровой раствор имел следующие технологические показатели: плотность 1850 кг/м<sup>3</sup>; УВ 55 с; ПФ 1,5 см<sup>3</sup>; ПВ 53 мПа·с; ДНС 14 Па; СНС 16/21 дПа, рН 6,5.

В процессе приготовления и бурения было выявлено, что солевая агрессия не ухудшает показатели поликатионного раствора. Во время всего процесса углубления в солевых отложениях структурно-реологические и фильтрационные показатели не претерпели изменений: влияние солей – хлоридов и сульфатов, на показатели раствора можно признать положительным (табл. 2). В связи с этим вопрос необходимости в дополнительных обработках полностью отпал, что минимизировало расход всех химических реагентов. В среднем расход понизителей фильтрации и

разжижителей бурового раствора снизился в пять с лишним раз.

Бурение интервала солевых отложений завершено успешно и на глубину 3833 спущена 244,5 мм техническая колонна.

**Скважина №1082.** Для перекрытия надсолевых глинистых отложений была спущена 324 мм техническая колонна на глубину 2097 м. Во время ОЗЦ был зафиксирован перелив жидкости (воды) из межколонного пространства интенсивностью 0,72 м<sup>3</sup> в час плотностью 1120-1140 кг/м<sup>3</sup>.

При проведении ремонтно-изоляционных работ по ликвидации водопроявления было установлено 5 цементных мостов. Использование поликатионной системы позволило свести количество обработок бурового раствора до минимума, производилось только снижение рН среды вводом уксусной кислоты. Содержание катионов кальция в фильтрате бурового раствора при этом доходило до 15 г/л и более, что не оказывало отрицательного влияния на показатели раствора. Поликатионный раствор проявил исключительную стабильность при проведении ремонтно-изоляционных работ.

Термометрией определили глубину нахождения источника водопроявления. На этой глубине произвели высверливание технологических отверстий в обсадной колонне 324 мм в интервале 1438-1446,5 м, через которые был закачан ультрацемент. Со второй попытки удалось ликвидировать водопроявление, опресовать колонну на требуемое давление и приступить к дальнейшему углублению по солевому разрезу.

Отложения соленосной формации представлены твердыми, непроницаемыми плотными породами кепрока, кунгурской соленосной толщей, сложенной чистыми

**Таблица 2.** Данные по обработке соленасыщенного поликатионного бурового раствора и его показатели в интервале бурения 2900-3833 м.

Обработка	интервал, м	плотность, кг/м <sup>3</sup>	УВ, с	ПФ, см <sup>3</sup>	СНС <sub>1/10</sub> , дПа
не обрабатывался	2900-3033	1720	53	1,4	19/24
не обрабатывался	3033-3137	1710	60	0,5	19/33
не обрабатывался	3137-3296	1700	57	0,5	24/34
ввод барита	3296	1960	80	0	24/35
не обрабатывался	3296-3412	1950	64	0	24/38
не обрабатывался	3412-3574	1960	74	0-0,2	24/43
не обрабатывался	3574-3666	1960	78-83	0,8	38/72
не обрабатывался	3666-3754	1970	77	0,5	38/67
не обрабатывался	3754-3780	1900-1960	74	0,5	29/53
не обрабатывался	3780-3833	1960	71	1	34/62

**Примечание:** содержание катионов Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> определялось ежедневно и составляло 3-4 г/л и 1,5-2,5 г/л соответственно.

солями. Нижняя часть формации представлена солями и сульфатно-терригенными пластами, трещиноватыми, зачастую рапонасыщенными.

Перед началом работ был составлен и согласован график поинтервального утяжеления поликатионного бурового раствора:

- интервал 2097-2950 м – плотность 1640 кг/м<sup>3</sup>;
- интервал 2950-3150 м – плотность 1720 кг/м<sup>3</sup>;
- интервал 3150-3780 – плотность 1800 кг/м<sup>3</sup>.

Перед вскрытием солевых отложений производили перевод пресной системы на соленасыщенный путем ввода хлорида натрия до насыщения с одновременным вводом стабилизаторов. Количество и тип стабилизаторов определяется требуемой величиной показателя фильтрации.

Соленасыщенный утяжеленный поликатионный буровой раствор имел следующие технологические показатели: плотность 1640 кг/м<sup>3</sup>; УВ 54 с; ПФ 2,2 см<sup>3</sup>; ПВ 30 мПа · с; ДНС 16 Па; СНС 19/34 дПа, рН 7.

При бурении до глубины 2725 м во время наращивания отмечались затяжки. Предположили возможное сужение ствола по причине течения солей из-за недостаточного противодействия, создаваемого буровым раствором. Было решено произвести внеплановое утяжеление раствора до плотности 1720 кг/м<sup>3</sup>. После утяжеления затяжки прекратились. При забое 3300 м произвели подъем бурильного инструмента. С глубины 2725 м наблюдались затяжки, что подтвердило предположение о течение солей в данном интервале, при плотности раствора 1640 кг/м<sup>3</sup>.

До глубины 3386 м бурение осуществлялось без каких-либо проблем. На глубине 3386 м, было зафиксировано увеличение объема бурового раствора. Было принято решение оставить скважину на технологический отстой, который показал интенсивность притока рапы в статических условиях 0,6 м<sup>3</sup>/час. В дальнейшем углубление до глубины 3776 м продолжили со ступенчатым увеличением плотности поликатионного бурового раствора.

Повышение плотности бурового раствора до 1950 кг/м<sup>3</sup> не привело к снижению поступления рапы в буровой раствор. Было принято решение закачать забойную пачку 70 м<sup>3</sup> плотностью 2100 кг/м<sup>3</sup> и поднять бурильный инструмент для проведения ГИС, с последующим спуском колонны и её цементированием в две ступени. Анализ облегченных пачек, разбавленных рапой, показал, что рапа незначительно влияет на показатели бурового раствора за исключением плотности (табл. 3).

На различных этапах борьбы с рапопроявлением показатели поликатионного раствора проявили исключительную стабильность, поэтому дополнительные химические

обработки по выравниванию показателя фильтрации и структурно-реологических показателей не проводились. На бурение солевого комплекса было израсходовано значительно меньше химических реагентов в сравнение с проектным объемом, даже в условиях рапопроявления (табл. 4).

Несмотря на рапопроявление солевые отложения успешно перекрыли технической колонной и зацементировали до устья.

Промысловые испытания соленасыщенного поликатионного раствора в скважинах №939 и №1082 выявили:

- простоту перехода на высокоминерализованный раствор, не требуется дополнительных затрат стабилизаторов;
- высокую устойчивость к загрязнению цементом при разбурке цементных мостов и стаканов;
- увеличение концентрации катионов кальция и магния не ухудшают свойства и технологические показатели катионной системы, не требуются мероприятия по осаждению катионов кальция и магния;
- малокомпонентность - сополимер Силфок 2540 одновременно является стабилизатором (понижителем ПФ), разжижителем, бактерицидом и ингибитором набухания глин;
- простоту в управлении структурно-реологическими и фильтрационными показателями раствора. Небольшие добавки водных растворов сополимера Силфок 2540 совместно с комбинированным структурообразователем обеспечивают стабильные технологические показатели раствора в течение длительного времени;
- исключительная стабильность структурно-реологических и фильтрационных показателей раствора в течение всего цикла строительства скважины, включая и в условиях рапопроявлений;
- высокая термосолейстойкость (низкое значение ПФ при воздействии высоких температур);
- совместимость с цементными растворами.

**Таблица 3.** Сравнительные показатели рабочего поликатионного раствора и забойной пачки на различных этапах рапопроявления.

Раствор	Технологические показатели							Содержание в фильтрате, г/л	
	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	УВ, с	ПФ, см <sup>3</sup>	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	ПВ, мПа · с	ДНС, Па	рН	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>
после технического отстоя при циркуляции (до технического отстоя раствор имел ρ = 1980 кг/м <sup>3</sup> )									
рабочий	1980	73	2,1	38/62	55	28	7	10,8	1,2
пачка	1910	68	2,4	34/58	50	20	7	12,0	0,97
после технического отстоя при циркуляции (до технического отстоя раствор имел ρ = 2100 кг/м <sup>3</sup> )									
рабочий	2100	67	2	33/43	59	19	7	11,5	1,45
пачка	1900	42	3	16/33	40	14	6,5	11,6	1,2

**Таблица 4.** Сравнительный расход химических реагентов при бурении солевого разреза с использованием традиционного и поликатионного растворов.

Скважина №915 (интервал 2478-3750 м)		Скважина №1082 (интервал 2100-3776 м)	
Традиционный анионно-неионный буровой раствор		Поликатионный раствор	
Компоненты	Расход, т	Компоненты	Расход, т
<i>Бурение, включая мероприятия по ликвидации рапопроявления</i>			
Крахмал	18,43	Крахмал	3,48
Биоксан	0,24	Биоксан	0,975
СМЭГ-5	8,369	СМЭГ-5	2,47
NaCl	59	NaCl	21
Барит	1125	Барит	590
ЖС-7	58	ЖС-7	20,13
Лимонная кислота	1,4	Лимонная кислота	1,0
Пеногаситель	20,4	Силфок-2540	28,013
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	10,75	Т-92	4,29
NaOH	3,675	Уксусная кислота	0,4
Бикарбонат	7,505		
ФХЛС	20,04		
Глинопорошок	2		
ИТОГО в руб.	22 513 819		13 600 978
<i>Ликвидация осложнения (рапопроявления)</i>			
Крахмал	11,88	Крахмал	1,62
Биоксан	0,24	Биоксан	0,525
СМЭГ-5	2,479	СМЭГ-5	0,76
NaCl	23	NaCl	2
Барит	551	Барит	332
ЖС-7	38,4	ЖС-7	2,4
Лимонная кислота	1,4	Лимонная кислота	0,6
Пеногаситель	14,32	Силфок-2540	1,55
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	10,255	Т-92	1
NaOH	3,1		
Бикарбонат	6,245		
ФХЛС	11,74		
ИТОГО в руб.	12 415 178		4 854 258

ЛИТЕРАТУРА

1. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Гайдаров М.М-Р. Ингибирующие буровые растворы и устойчивость глинистых пород. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2015. – №5. – с. 64-67.
2. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Норов А.Д., Храбров Д.В., Сутырин А.В., Гайдаров М.М-Р. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами. // ВЕСТНИК Ассоциации буровых подрядчиков. – М.: Ассоциация буровых подрядчиков, 2016. – №1.
3. Регламент по применению буровых растворов при строительстве эксплуатационных скважин на Астраханском ГКМ. ОАО «Газпром». – М.: ООО «Газпром добыча Астрахань», Инженерно-технический центр, 2010. – 40 с.
4. Гайдаров А.М. К вопросу наработки бурового раствора. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №5. – с. 36-39.

REFERENCES

1. Hubbatov A.A., Gajdarov A.M., Norov A.D., Gajdarov M.M-R Inhibiting drilling fluids and the stability of clay rocks. // Oil industry. – M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2015. – №.5. – p. 64-67.
2. Gajdarov A.M., Hubbatov A.A., Norov A.D., Hrabrov D.V., Sutyurin A.V., Gajdarov M.M-R. Polycation mud inhibitory and fixing properties. // The BULLETIN of the Association of drilling contractors. – M.: Association of drilling contractors, 2016. – №.1.
3. The regulations governing the application of drilling fluids during construction of production wells at Astrakhan gas condensate field. PJSC "Gazprom". – M.: LLC "Gazprom dobycha Astrakhan", Engineer-technical center, 2010. – 40 p.
4. Gajdarov A.M. To the question of the achievements of drilling mud. // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2016. – №5. – pp. 36-39.

УДК 622.244.49

# Обоснование выбора ингибирующих реагентов для повышения устойчивости глинистых пород

И.В. Чудинова – аспирант; Н.И. Николаев – доктор техн. наук, профессор;  
А.В. Розенцвет – студент  
(Санкт-Петербургский горный университет)

Низкая устойчивость ствола скважины в глинистых отложениях – одна из главных причин остановки процесса бурения и возникновения осложнений. На устойчивость ствола влияют такие факторы, как ориентация скважины в пространстве, высокие значения напряжений, действующих на контуре ствола скважины, тип бурового раствора, гидростатическое и поровое давление, геомеханические свойства глинистой породы, а также характер взаимодействия между дисперсионной средой бурового раствора и глинистой породой. Указанные факторы влияют на горные породы по-разному: пластичные породы выдавливаются в ствол скважины, твердые хрупкие породы разрушаются под действием растягивающих

напряжений, осыпаются и обваливаются. Все это приводит к сужению ствола скважины, образованию пробок из вывалов горной породы, что в конечном итоге приводит к прихватам и затычкам бурового инструмента.

На степень устойчивости ствола скважины влияют также факторы, как соотношение между углом наклона скважины и углом напластования, а также различием прочностных свойств вдоль поверхности напластования и по нормали к ней. Частичное обрушение ствола часто встречается в вертикальных скважинах, пробуренных в глинистых породах с большим углом падения или в наклонных скважинах, которые пересекают плоскости напластования глинистых сланцев под малыми углами.

Отдельные исследования [9, 12] предлагают аналитические методы оценки устойчивости ствола скважины, которые рассматривают глинистые породы как трансверсально-изотропные и линейно-упругие. Однако в большинстве публикаций [2, 7, 8] приводятся данные об анизотропии прочностных и деформационных свойств глинистых пород, имеющих ориентированную микроструктуру, представленную на рис. 1б, из которых следует, что прочность на сжатие и на сдвиг глинистых пород с высокой степенью ориентации структурных элементов в направлении, перпендикулярном напластованию больше, чем параллельно напластованию [4].

Плоскости напластования представляют собой поверхности ослабления, и именно по ним происходит разрушение горной породы под действием касательных напряжений. Анизотропией свойств можно пренебречь в случае, если глинистая порода находится на ранней стадии литогенеза, и имеет текстуру с неярко выраженным напластованием. В остальных случаях пренебрежение анизотропией свойств может привести к получению некорректных данных при моделировании устойчивости ствола скважины [3]. То есть, во многих случаях не учитывают геологические особенности их залегания, анизотропию и химическую активность. Поэтому, для получения достоверных результатов оценки устойчивости породы на стенке скважины необходимо иметь функциональные зависимости распределения напряжений вокруг ствола скважины, которые будут учитывать структурно-текстурные особенности пород и изменение их прочностных характеристик при взаимодействии с буровым раствором. Это возможно осуществлять путем применения численных методов, которые позволяют добиться хорошего количественного и качественного описания этих процессов.

Несмотря на то, что выше перечисленные факторы очень важны для корректного прогноза деформации породного массива, создание математической модели устойчивости ствола скважины для горных пород с выраженной анизотропией упругих и прочностных свойств приведет к увеличению числа деформационных и прочностных параметров и её резкому усложнению.

Она потребует проведения специальных лабораторных исследований, наличия большого количества исходных показателей, что накладывает ограничения на её практическую применимость.

Таким образом, для решения конкретной практической задачи, основной целью моделирования является выявление основных факторов, влияющих на поведение породного массива вокруг ствола скважины. Такой подход позволит упростить разработку математической модели устойчивости ствола скважины и анализ ее эффективности.

Эффективность поддержания стенки скважины в устойчивом состоянии снижается по мере проникновения фильтрата бурового раствора в породу. Если бурение в глинистой породе происходит с использованием несовместимой промывочной жидкости, ее компоненты, проникающие в горную породу, вызывают набухание и разупрочнение глин. Благодаря мелкопористой структуре и отрицательному заряду на глинистых частицах, глинистые породы ведут себя как полупроницаемые мембраны, через которые, в соответствии с химическим градиентом, проникают растворенные ионы. Направление переноса ионов главным образом зависит от активности водной фазы в буровом растворе и в порах глинистой породы.

Согласно принципу Ле-Шателье вода будет перемещаться из областей с высокой активностью к областям с низкой активностью с целью минимизировать дисбаланс, т.е. течение будет наблюдаться из области с меньшей соленостью в область большей солености. Проникновение воды в поровое пространство глинистой породы влияет на толщину двойного диффузного слоя, по теории Гуи-Шателье [10]:

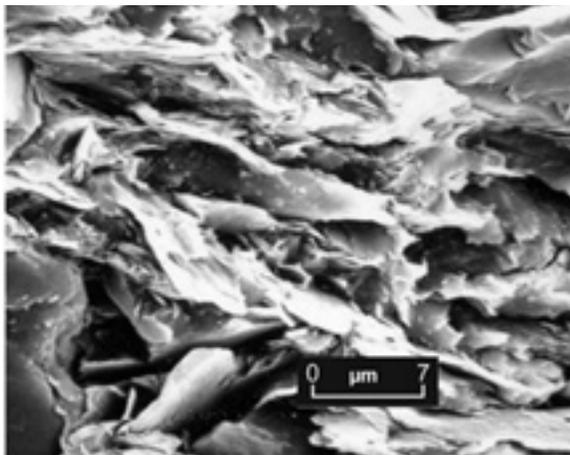
$$\vartheta \propto \sqrt{\frac{k' \cdot T}{c \cdot v^2}}, \quad (1)$$

где  $k'$  – диэлектрическая проницаемость порового флюида,

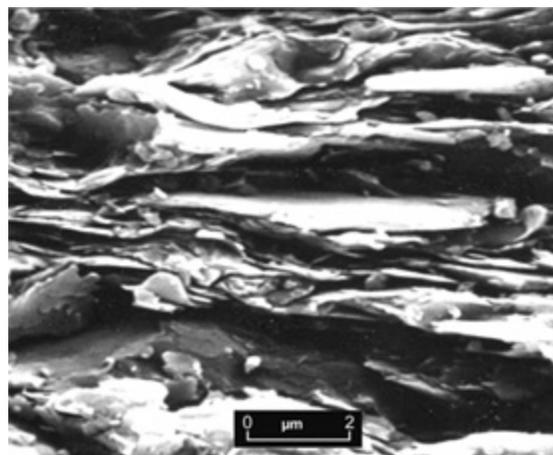
$T$  – абсолютная температура,

$c$  – концентрация ионов,

$v$  – валентность ионов порового флюида.



а)



б)

Рис. 1. Слоистые структуры глинистых пород [11]

а – глинистый сланец со слабовыраженным напластованием и открытыми порами;

б – хорошо ориентированный сланец с клиновидными порами между слоями глинистых частиц.

Если толщина двойного диэлектрического слоя изменяется в значительной степени, в глинистой породе меняется объём связанной воды, что в свою очередь влияет на её физико-механические свойства.

Основное воздействие растворенных ионов заключается в их влиянии на осмотическое давление. Определенные значения осмотического давления достигаются путем изменения концентрации ионов, согласно выражению:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial t} = C_c [\nabla(K \cdot \nabla \Phi)] , \quad (2)$$

где  $\Phi$  – водный потенциал горной породы,  
 $t$  – время, [с],

$$C_c = \frac{\partial \Phi}{\partial \theta_w} = \frac{1}{(M_v + \frac{\phi}{K_w})} , \quad (3)$$

$$M_v = \frac{1}{(K_r + \frac{4}{3}G_r)} , \quad (4)$$

где  $\theta_w$  – объемное содержание воды,  
 $M_v$  – коэффициент изменения объема породы,  
 $K_r$  – объемный модуль упругости породы,  
 $G_r$  – модуль сдвига,  
 $\phi$  – пористость породы,  
 $K_w$  – объемный модуль упругости воды,  
 $K$  – коэффициент проницаемости породы.

Влияние осмотического давления на течение порового флюида учитывается путем включения в выражение пространственного градиента водного потенциала горной породы как движущей силы течения порового флюида. Взаимодействие между буровым раствором и поровым флюидом, включая перенос вещества, дисперсию и диффузию можно описать уравнением:

$$\frac{\partial \phi C}{\partial t} = -\nabla(C \cdot q - \theta_w D_s \cdot \nabla C - \theta_w D \cdot \nabla C)(1 - \alpha_t) , \quad (5)$$

где  $\phi$  – пористость горной породы,  
 $q$  – плотность потока воды,  
 $t$  – время, [с],  
 $C$  – концентрация порового флюида в растворе,  
 $D_s$  – коэффициент дисперсии,  
 $D$  – коэффициент молекулярной диффузии,  
 $\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий фильтрацию раствора сквозь мембрану,  
 $\theta_w$  – объемное содержание воды.

Взаимодействие промывочной жидкости и глинистой породы оказывает существенное влияние на устойчивость ствола, и приводит к изменению порового давления и напряженно-деформированного состояния пристволевой горной породы в результате перераспределения полярных соединений из-за разности их концентрации в буровом растворе и породе.

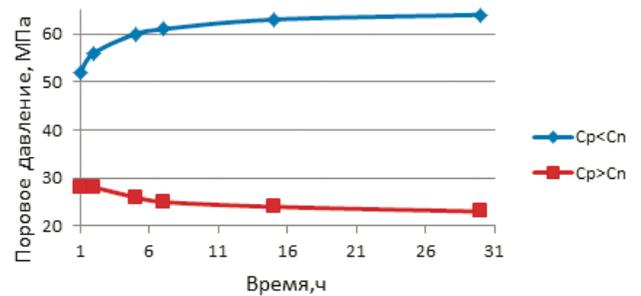
На рис. 2 и рис. 3 представлены результаты расчета по определению влияния бурового раствора на устойчивость пород вокруг ствола скважины в зависимости от разницы в концентрации полярных реагентов (уравнения 4 и 5).

Из графиков следует что, если первоначальные концентрации полярных соединений в растворе  $C_p$  и в породе  $C_n$  не уравновешены, то с увеличением времени взаимодействия между ними, происходит изменение порового давления и как результат – снижение устойчивости пород, слагающих стенки скважины.

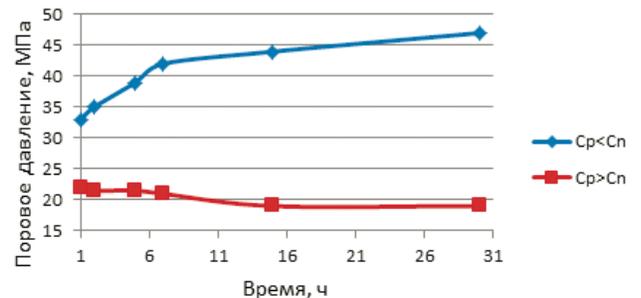
Снижение концентрации полярных соединений в буровом растворе в сравнении с их концентрацией в горной породе  $C_p < C_n$  на 0,25 моль/л (см. рис. 2 и 3)

способствует существенному росту порового давления вокруг ствола скважины благодаря переносу несвязанной воды в пространство горной породы и вымыванию растворенных ионов из нее. Транспорт ионов в свою очередь снижает концентрацию полярных соединений в породе вокруг ствола скважины. В результате описанных процессов происходит перераспределение напряжений в породе вокруг ствола скважины и снижение их устойчивости по сравнению с первоначальными условиями.

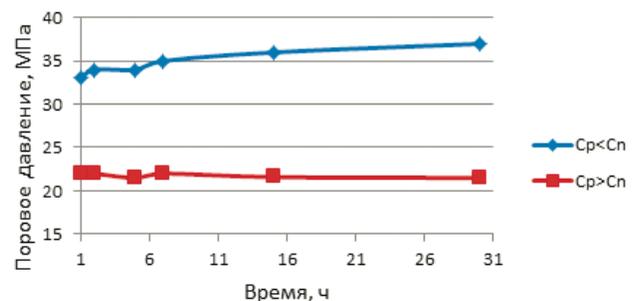
Увеличение концентрации полярных соединений в буровом растворе в сравнении с их концентрацией в горной породе  $C_p > C_n$  на 0,25 моль/л (см. рис. 2 и 3), позволяет существенно снизить поровое давление вокруг ствола скважины, благодаря переносу молекул свободной воды из горной породы в буровой раствор. В результате



а)



б)



в)

Рис. 2. Распределение порового давления в породе вокруг ствола скважины с течением времени: а – на контуре скважины; б – на расстоянии  $1,5r$  от оси скважины; в – на расстоянии  $2r$  от оси скважины, где  $r$  – радиус скважины, м.

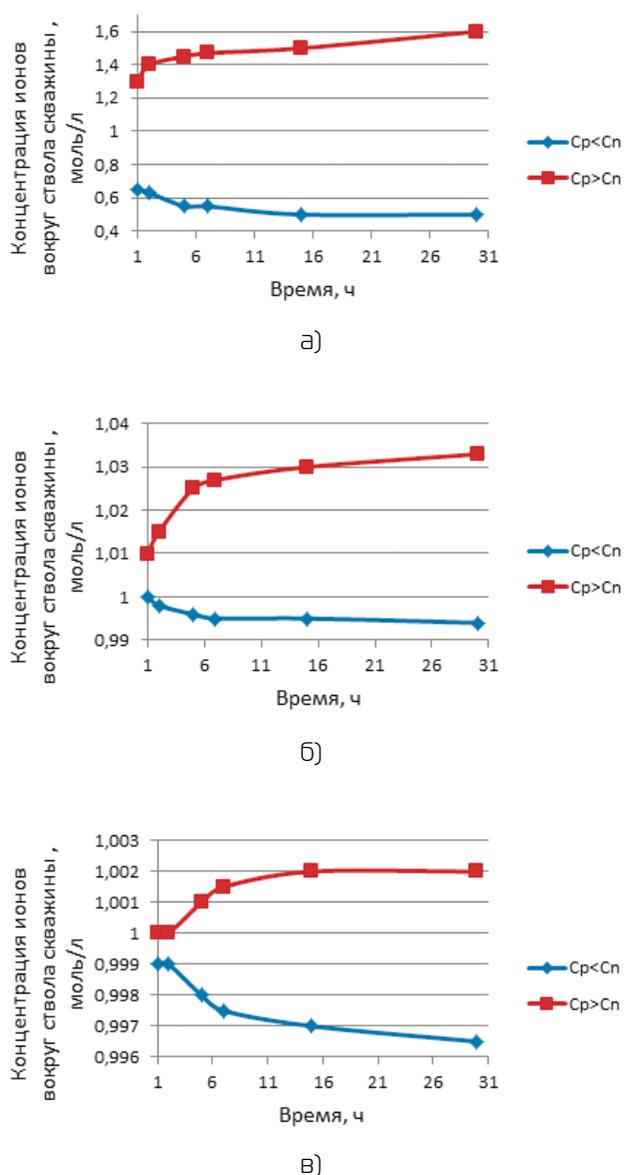


Рис. 3. Распределение концентрации растворенных ионов в породе вокруг ствола скважины с течением времени:

а – на контуре скважины;  
 б – на расстоянии  $1,5r$  от оси скважины;  
 в – на расстоянии  $2r$  от оси скважины, где  $r$  – радиус скважины, м.

повышается устойчивость горных пород вокруг ствола скважины по сравнению с первоначальными условиями.

Следует отметить, что амплитуда изменения значений порового давления и концентрации полярных реагентов в породе вокруг ствола скважины наиболее существенна на расстоянии  $(1,0 \div 1,5) \cdot r$  от скважины, что является результатом активного поступления фильтрата бурового раствора в породу.

В непластичных глинистых породах (сланцы, аргиллиты) могут развиваться очень высокие давления набухания, если они изолированы со всех сторон и находятся в контакте с водой. В бурящейся скважине давление набухания способствует увеличению центробежного растягивающего напряжения на стенке скважины. Когда

это напряжение достигает предела текучести глинистого сланца, то происходит гидратационное обрушение породы в ствол скважины.

По наблюдениям Ченеверта [1] давление набухания растет со временем и, в конце концов, вызывает взрывоподобное увеличение диаметра ствола скважины. Следовательно, разность концентрации полярных соединений, механизм проникновения фильтрата бурового раствора и увеличения порового давления также необходимо принимать во внимание при моделировании устойчивости ствола скважины. Практический опыт показывает, что гидратацию и развитие гидратационных напряжений на стенках скважин, сложенных глинистыми породами, можно предупредить, если в качестве дисперсионной среды бурового раствора применять жидкости с низкими ионно-молекулярными свойствами или неполярные.

В качестве дисперсионной фазы бурового раствора чаще всего применяется вода, что обусловлено её низкой стоимостью и безопасностью. В таких случаях для стабилизации глины в стволе скважины необходимо снижать активность воды. Эффект достигается путем химического связывания молекул воды, предотвращения их проникновения вглубь глины. Формирование соединений включения или растворов внедрения в максимальной степени снижает активность воды и скорость её поступления в глину, что приводит к уменьшению набухания глин. Водный раствор внедрения представляет собой структуру, состоящую из полимеризованной воды и наполнителя её структурных пустот. [5] Следует отметить, что скорость гидратации и реакция на различные типы ингибиторов набухания у пластичных и непластичных глин неодинаковы.

В пластичных глинах полярные и неполярные реагенты и их комбинации проявляют достаточную эффективность с точки зрения сохранения устойчивости образцов, однако это утверждение не распространяется на непластичные глины. Непластичные глины связывают малое количество воды и сразу разрушаются, поэтому необходимо снижать скорость гидратации, путем уменьшения активности молекул воды.

В данной работе авторами представлены результаты исследований, направленных на снижение активности воды и тем самым – на обеспечение устойчивости образцов непластичных глинистых пород.

Образцы глинистых пород формировались из бентонитового глинопорошка Зырянского месторождения Курганской области путем прессования под нагрузкой 6 МПа, затем высушивались до необходимых показателей влажности.

Полимеризованная вода для различных гидратов способна формировать следующие типы полостей: D, T, P, H, E, каждая из которых имеет свои характерные размеры. Возможность создания гидратных соединений включения оценивается из условия заполнения полостей воды различными ионами и соединениями. Гидратные соединения включения устойчивы при степени заполнения ими полостей в структуре молекул воды от 70 до 100% (табл. 1). Эти параметры обусловлены тем, что для сохранения устойчивости полости должны быть непроницаемы для отдельных молекул воды [6].

Подбор реагентов осуществлялся исходя из анализа работ исследователей и опыта промышленного использования ингибиторов набухания глинистых пород. Комбинации подбирались исходя из предположения, что соединения с различной молекулярной массой могут образовывать в воде структуру с более плотной упаковкой. В качестве

**Таблица 1.** Степень заполнения водных полостей различными ионами и фрагментами углеводородных соединений (в %)\*.

Ион	d, Å	D	Г		Р		Н	Е	
		5,2 Å	5,32 Å	6,4 Å	6,1 Å	7 Å	6,6 Å	9,6 Å	7,3 Å
Cl <sup>-</sup> + Na <sup>+</sup>	5,56	106,92	104,51	<b>86,88</b>	<b>91,15</b>	<b>79,43</b>	<b>84,24</b>	57,92	<b>76,16</b>
Cl <sup>-</sup> + K <sup>+</sup>	6,38	122,69	119,92	<b>99,69</b>	104,59	<b>91,14</b>	<b>96,67</b>	66,46	<b>87,40</b>
HCOO <sup>-</sup> + Na <sup>+</sup>	4,70	<b>90,38</b>	<b>88,35</b>	<b>73,44</b>	<b>77,05</b>	67,14	71,21	48,96	64,38

\* Выделение показывает оптимальное замещение структуры полостей воды встраиваемыми ионами.

реагентов, способных образовывать растворы внедрения, использовались высокомолекулярные соединения – поливинилпиролон (PVP), триэтанолламин, Barazan, РНРА, PAC LV + HV в комбинации с полярными реагентами – NaCl, KCl, NaHCOO. Выбор полярных соединений осуществлялся исходя из предположения, что заполнение ионами различных типов водных полостей будет влиять на эффективность ингибирования.

На основании результатов экспериментов, представленных на рис. 4 и 5, можно сделать вывод о том, что диапазон перекрытия различных типов водных полостей не оказывает существенного влияния на сохранение устойчивости образцов.

Образцы, обработанные водными растворами 5% NaHCOO + 5% PVP и 3% NaCl + 2% KCl + 5% PVP и представленные на рис. 4а и 5а, сохранили целостность и прочность породы в объёме, однако во внешнем слое образовались трещины. Это может свидетельствовать о том, что активность водной фазы была достаточно высокой, и процесс гидратации протекал с достаточно большой скоростью, при которой молекулы PVP и полярные соединения не успели создать структуру раствора внедрения. Аналогичный процесс наблюдался в образцах пород, обработанных растворами полярных соединений с РНРА на рис. 4г, 5г и PAC LV + HV на рис. 4д, 5д, однако в растворе с PAC LV + HV интенсивность трещинообразования минимальна.

Образцы, обработанные водными растворами 5% NaHCOO + 5% триэтанолламина (рис. 4б), 5% HCOONa + 0,5% Barazan (рис. 5в), 3% NaCl + 2% KCl + 5% триэтанолламина (рис. 5б), 3% NaCl + 2% KCl + 0,5% Barazan (рис. 5в) сохранили свою целостность, но при этом набухли и размягчились.

На основе полученных данных можно сделать вывод о том, что для обеспечения необходимой эффективности ингибирования следует повысить концентрацию применяемых реагентов, либо изменить комбинацию реагентов в растворе для ускорения структурообразования.



а)



б)



в)



г)



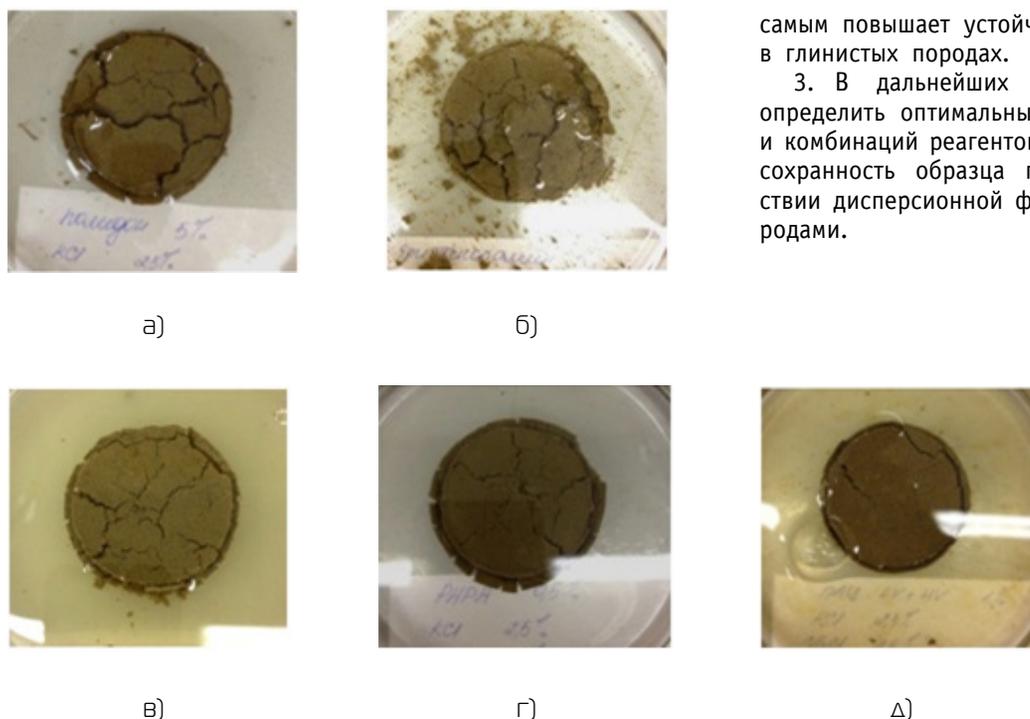
д)

Рис. 4. Образцы глинистых пород в водных растворах ингибиторов.  
 а – 5% HCOONa + 5% PVP;  
 б – 5% HCOONa + 5% триэтанолламина;  
 в – 5% HCOONa + 0,5% Barazan;  
 г – 5% HCOONa + 0,5% РНРА;  
 д – 5% HCOONa + 1% PAC LV + HV, спустя 120 часов с начала эксперимента.

### Выводы

1. Устойчивость ствола скважины в глинистых породах можно повысить, если в качестве дисперсионной среды бурового раствора применять жидкости с низкими ионно-молекулярными свойствами или неполярные.

2. Обработка буровых растворов на водной основе реагентами с различной молекулярной массой способствует снижению активности дисперсионной среды раствора, сдерживанию роста порового давления в горных породах, слагающих стенки скважины, и тем



самым повышает устойчивость ствола, при бурении в глинистых породах.

3. В дальнейших исследованиях необходимо определить оптимальные концентрации соединений и комбинаций реагентов, которые обеспечат полную сохранность образца при длительном взаимодействии дисперсионной фазы раствора с горными породами.

Рис. 5. Образцы глинистых пород в водных растворах ингибиторов.

а – 3% NaCl + 2% KCl + 5% PVP;

б – 3% NaCl + 2% KCl + 5% триэтаноламина;

в – 3% NaCl + 2% KCl + 0,5% Barazan;

г – 3% NaCl + 2% KCl + 0,5% PHPA;

д – 3% NaCl + 2% KCl + 1% PAC LV + HV, спустя 120 часов с начала эксперимента.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. - М.: Недра, 1985. - 509 с.
2. Лехницкий С.Г. Теория упругости анизотропного тела. - М.: Наука, 1977. - 416 с.
3. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов. - Киев: АН УССР, 1961. - 283 с.
4. Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева В.А. Микроструктура глинистых пород. - М.: Недра, 1989. - 211 с.
5. Шарафутдинов З.З. Применение нанотехнологий для стабилизации глинистых горных пород при строительстве скважин. // Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2008. - №12. - с. 13-15.
6. Шарафутдинова Р.З., Ишбаев Г.Г. Буровые растворы для строительства скважин в глинистых горных породах. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - 192 с.
7. Aadnoy B.S., Chenevert M.E. Stability of highly inclined boreholes // SPE Drill. Eng, - 1987. №2 (4). - p. 364-374.
8. Aadnoy B.S., Ong S. Introduction to special issue on borehole stability // J. Pet.Sci. Eng, 2003. - №38 (3). - p. 79-82.

#### REFERENCES

1. Grey Dzh.R., Darley G.S.G. Composition and properties of drilling agents (drilling fluids): trans. from English. - M.: Nedra, 1985. - 509 p.
2. Lehnitsky S.G. Theory of elasticity of an anisotropic body. - M.: Nauka, 1977.- 416 p.
3. Ovcharenko F.D. The Hydrophilic clays and clay minerals. - Kiev: AN USSR, 1961. - 283 p.
4. Osipov V.I., Sokolov V.N., Rumjanceva V.A. The microstructure of argillaceous rocks. - M.: Nedra, 1989. - 211 p.
5. Sharafutdinov Z.Z. The application of nanotechnology for the stabilization of clay rocks during construction of wells. // Drilling and oil. - M.: LLC "Burneft", 2008. - №12. - p. 13-15.
6. SHarafutdinova R.Z., Ishbaev G.G. Drilling muds for drilling in clay rocks. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2012. - 192 p.
7. Aadnoy, B.S., Chenevert M.E. Stability of highly inclined boreholes // SPE Drill. Eng, 1987. - №2 (4). - p. 364-374.
8. Aadnoy B.S., Ong S. Introduction to special issue on borehole stability // J. Pet.Sci. Eng, 2003. - №38 (3). - p. 79-82.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

9. Bradley W.B. Failure of inclined boreholes // J. Energy Resour. Technol. - 1979. - №101 (4). - p. 232-239.
10. Tianshou Ma, Ping Chen. A wellbore stability analysis model with chemical-mechanical coupling for shale gas reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015. - №26. - p. 72-98.
11. Wilson M.J., Wilson L. Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis // Clay Minerals, 2014. - №49. - p. 127-145.
12. Zoback M.D. Wellbore breakouts and in situ stress // J. Geophys. Res. Solid Earth, 1985. - №90. - p. 5523-5530.

*REFERENCES (ending)*

9. Bradley W.B. Failure of inclined boreholes // J. Energy Resour. Technol. 1979. - №101 (4). - p. 232-239.
10. Tianshou Ma, Ping Chen. A wellbore stability analysis model with chemical-mechanical coupling for shale gas reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015. - №26. - p. 72-98.
11. Wilson M.J., Wilson L. Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis // Clay Minerals, 2014. - №49. - p. 127-145.
12. Zoback M.D. Wellbore breakouts and in situ stress // J. Geophys. Res. Solid Earth, 1985. - №90. - p. 5523-5530.

УДК 622.276

# Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ

И.А. Стручков – канд. техн. наук, ассистент  
 М.К. Рогачев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой  
 (Санкт-Петербургский горный университет)

**Введение.** Современный этап развития отечественной нефтедобывающей промышленности сопровождается увеличением количества высокомолекулярных органических компонентов в добываемой нефти. Меняется её состав и физико-химические свойства как в результате техногенного воздействия на залежи, так и введения в разработку все большей доли трудноизвлекаемых запасов. В большинстве случаев снижение надежности работы скважин, добывающих нефть с повышенным содержанием структурообразующих компонентов, связано с формированием органических отложений в скважинном оборудовании, что сокращает межремонтный период работы скважин и снижает их технико-экономические показатели. Данная проблема рассматривается на примере коллекторов высокопарафинистой нефти (содержание парафина 10-30% масс.) Самарской области.

На этапе проектирования разработки любого месторождения определяются наиболее вероятные эксплуатационные риски, производится анализ данных

осложнений, и разрабатываются методы их предотвращения и борьбы с ними. Анализ отечественного и зарубежного промышленного опыта в нефтяной отрасли по вопросам снижения количества органических отложений в насосно-компрессорных трубах показывает, что на сегодняшний день наиболее технологичными мерами по решению поставленных проблем выступает замедление процесса образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в скважинном оборудовании с использованием физико-химических методов защиты [1, 8, 11, 16, 18, 19].

В данной статье поставлены следующие задачи:

1. Физическое моделирование и обоснование процесса образования твердых органических веществ в скважинной смеси при её подъеме на дневную поверхность.
2. Разработать химический состав для предотвращения АСПО в скважинном оборудовании на месторождениях высокопарафинистой нефти.
3. Разработать технологию ингибиторной защиты нефтяных скважин от образования АСПО.

**Методика исследований.** Испытания проводились на лабораторной установке FLASS (Vinci Technologies, Франция), предназначенной для изучения процессов образования твердых частиц (парафина и асфальтенов) в пластовом флюиде с моделированием термобарических условий, максимально приближенных к промышленным. Исследовательская аппаратура позволяет идентифицировать кристаллы парафина и агрегаты асфальтенов, следить за изменением их размера и морфологии в зависимости от температуры, давления и времени, а также оценивать эффективность различных химических обработок. Двумя независимыми методами (методом рассеяния лазерного излучения и микроскопией под высоким давлением) исследовалось влияние давления на поведение твердых частиц в нефти. При помощи данных методов испытаний можно определить зависимости интенсивности проходящего лазерного излучения и количества твердых органических частиц (парафина, асфальтенов) как от температуры в изобарическом, так и от давления в изотермическом режимах.

Перед каждым экспериментом проба нефти нагревалась до пластовой температуры для перевода твердого парафина в жидкое состояние и выдерживалась при установленном давлении до стабилизации значений параметров системы обнаружения твердых частиц (лазер). Во всех исследованиях начальная температура эксперимента была 47,5 °С (температура пласта). Производилось изобарическое понижение температуры ниже температуры насыщения нефти парафином на 15 °С со скоростью 0,116 °С/мин при регистрации данных системы обнаружения твердых частиц и микроскопа высокого давления. Затем температура повышалась до пластовой, снижалось давление на следующую ступень, и система снова термостатировалась до полного растворения парафина, после чего проводился новый эксперимент.

Реологические испытания нефти проводились при помощи автоматического анализатора вязкости-реометра Physica MCR (Anton Paar, Австрия) при атмосферном давлении при соблюдении следующих условий: ламинарное установившееся течение, отсутствие проскальзывания, однородность образцов, отсутствие химических изменений в образце в процессе испытания.

Испытания проводились при температуре 60 °С на термостатированных в течение 10 минут образцах при зазоре в измерительной системе плита/плита 0,4 мм, превышающем минимальное значение для данных систем [8]. Были протестированы реагенты, представляющие собой композиционную смесь поверхностно-активных веществ в органических растворителях и стабилизаторах. В ходе эксперимента снимались кривые течения прямого и обратного хода исходной нефти и нефти с добавлением реагентов в концентрации 1% масс.

**Результаты исследований.** В ходе проведенного анализа геолого-промысловых данных было выявлено, что коллекторы высокопарафинистой нефти Самарской области представлены такими геологическими единицами, как пашийский и мендымский горизонты, турнейский ярус, бобриковский горизонт и башкирский ярус. Добывающие скважины данных продуктивных горизонтов характеризуются малыми дебитами и высокой обводненностью добываемой смеси, а по некоторым скважинам наблюдается падение забойных давлений ниже давления насыщения нефти газом. Несмотря на тот факт, что текущая температура данных пластов находится на уровне, обеспечивающем нахождение

нефтяных парафинов в растворенном состоянии в пластовых условиях, история их разработки указывает на неуклонное снижение пластовой температуры за счет применения системы поддержания пластового давления, что создает предпосылки для вызова осложнений, связанных с эксплуатацией скважин. Наблюдаемое в залежах повышение количества механических примесей в добываемой смеси, представленных частичками горной породы, продуктами коррозии, проппантом, солями, увеличение обводненности и ускорение протекающих коррозионных процессов – все это создает благоприятные условия для стимулирования процессов образования органических и неорганических отложений в скважинном оборудовании [2, 7, 15].

Определено влияние давления на температуру насыщения парафином пластовой высокопарафинистой нефти (23% масс. парафина) Падовского месторождения Самарской области при помощи системы FLASS [9, 12] с использованием разработанной программы для ЭВМ (Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2015660271. Flow assurance guarantees / Стручков И.А., Рогачев М.К.: опублик. 20.10.2015).

Полученные зависимости в графическом виде, а также микрофотографии укрупняющихся твердых органических частиц в пластовой нефти представлены на рисунках 1 и 2.

На рисунке 1 видно, что при падении температуры ниже 37,5 °С при пластовом давлении (18,4 МПа) наблюдается резкое снижение интенсивности проходящего лазерного излучения сквозь образец пластовой нефти.

Исследования в изобарическом режиме параллельно проводились на естественном газонасыщенном образце нефти и образце, подвергшемся однократному разгазированию.

На рисунке 2 видно, что интенсивность проходящего лазерного излучения сквозь образец пластовой нефти уменьшается с падением давления ниже давления насыщения нефти газом (3,9 МПа) при пластовой температуре (47,5 °С) [9].

При более детальном подходе к определению условий образования органических отложений в скважинном оборудовании необходимо рассматривать полный механизм кристаллизации парафина в нефти, который заключается в появлении зародышевых центров и их последующем росте и определяется кинетикой процесса. На рисунке 3 представлены кинетические кривые кристаллизации парафина в пластовой нефти для следующих условий: снижение температуры со скоростью 0,068-0,182 °С/мин и давления со скоростью 0,038-0,110 МПа/мин – соответствующих диапазону дебитов добываемой скважины 20-60 м<sup>3</sup>/сут.

Зависимости скорости роста кристаллов и скорости появления зародышевых центров от степени охлаждения приведены на рисунках 4 и 5 соответственно.

Выбор эффективного реагента для условий месторождений высокопарафинистой нефти Самарской области производился путем сравнения разработанного авторами с уже известными ингибиторами парафиноотложений, обладающими депрессорными свойствами по отношению к парафиновым углеводородам. В ходе реологических испытаний устьевого пробы нефти (32% масс. парафина) Петруховского месторождения установлено, что разработанное неионогенное поверхностно-активное вещество (НПАВ) [6] способствует значительному уменьшению энергии, необходимой для разрушения образованной в нефти структуры. Результаты исследований приведены на рисунке 6.

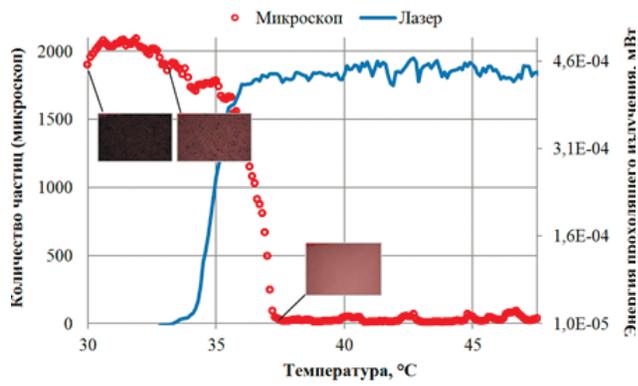


Рис. 1. Зависимость интенсивности проходящего лазерного излучения и количества твердых частиц парафина от температуры при пластовом давлении (18,4 МПа).

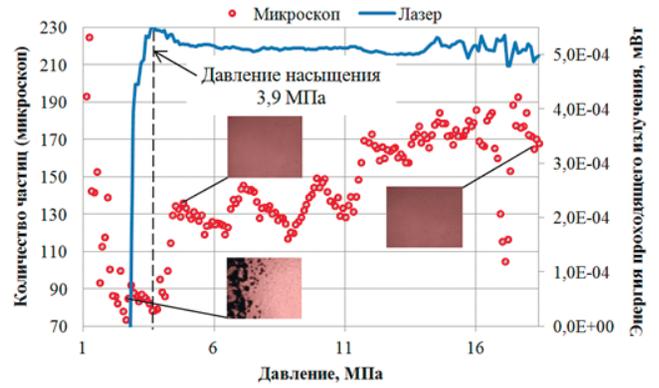


Рис. 2. Зависимость интенсивности проходящего лазерного излучения и количества твердых частиц асфальтенов от давления при пластовой температуре (47,5 °C).

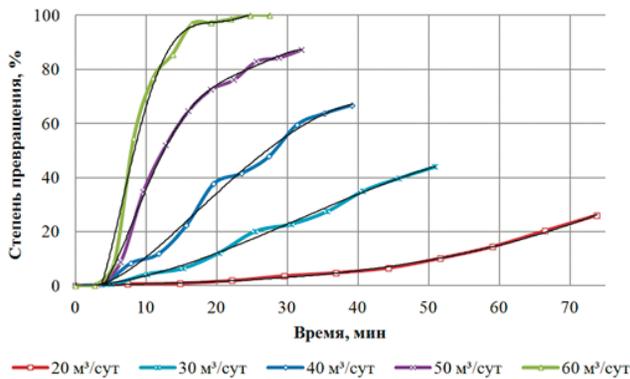


Рис. 3. Кинетические кривые кристаллизации парафина в пластовой нефти.

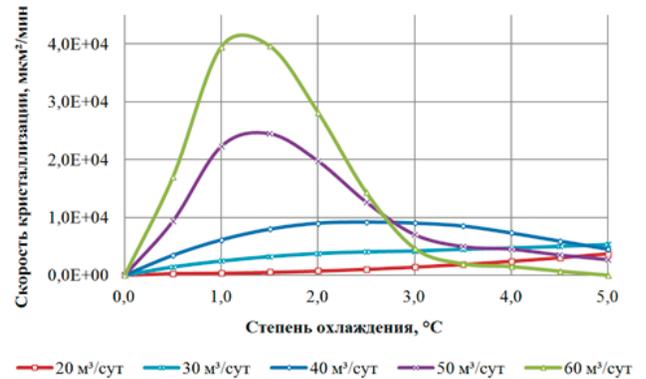


Рис. 4. Зависимости скорости кристаллизации парафина в пластовой нефти от степени охлаждения.

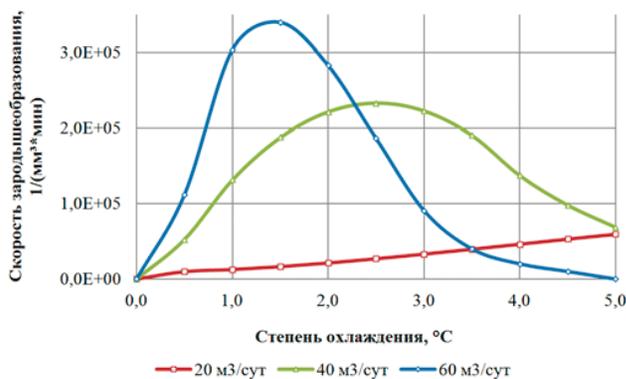


Рис. 5. Зависимости скорости зародышеобразования парафина в пластовой нефти от степени охлаждения.

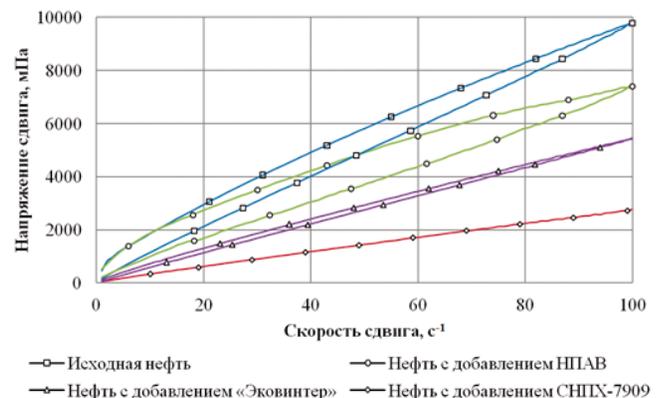


Рис. 6. Кривые течения нефти.

Было произведено тестирование разработанного реагента на пластовой нефти при моделировании скважинных условий. Результаты исследований представлены на рисунке 7 [9, 10].

Результаты дополнительных исследований показали, что разработанный химический состав проявляет

высокие антикоррозионные свойства, полученные данные представлены на рисунке 8 [14]. Коррозионные испытания проводились гравиметрическим методом на контрольных образцах, представленных пластинами из стали марки Ст-20.

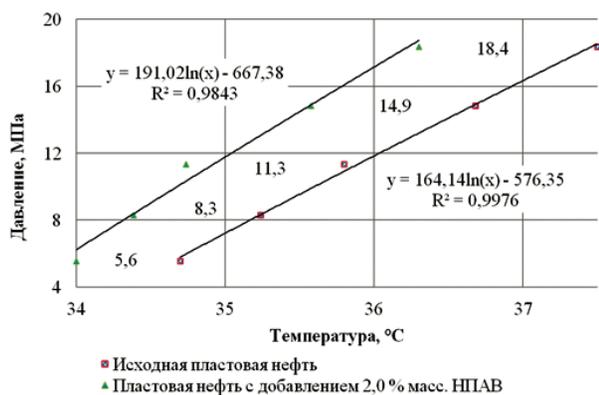


Рис. 7. Зависимости равновесного давления от температуры насыщения пластовой нефти парафином.

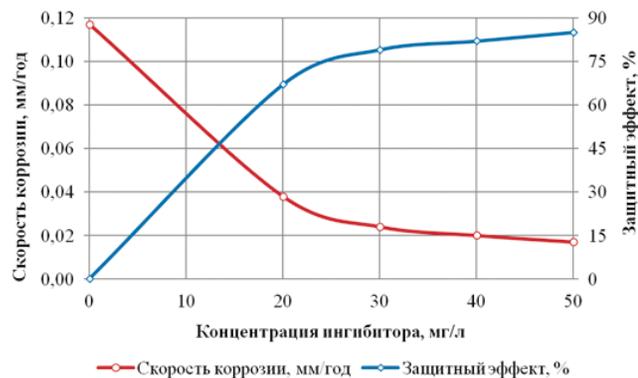


Рис. 8. Зависимость скорости коррозии и защитного эффекта от концентрации НПАВ.

**Анализ результатов.** Снижение интенсивности проходящего лазерного излучения сквозь образец пластовой нефти (рисунок 1) может свидетельствовать о появлении пространственной структуры в нефти, образованной высокомолекулярными компонентами (преимущественно парафином). Подтверждением данной косвенной оценки могут выступать полученные микрофотографии.

Количественно найденные в изобарическом режиме исследования зависимости могут быть выражены уравнениями (1) и (2).

$$T_{нас}^{дег} = -0,014 \cdot P^2 + 0,691 \cdot P + 33,087 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (1)$$

где  $T_{нас}^{дег}$  – температура насыщения дегазированной нефти парафином для диапазона давлений 0,8–18,4 МПа, °C;  $P$  – равновесное давление при фазовом переходе, МПа.

$$T_{нас}^{пл} = T_{нас}^{дег} \cdot (0,993 - 0,029 \cdot \ln P) \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (2)$$

где  $T_{нас}^{пл}$  – температура насыщения пластовой нефти парафином для диапазона давлений 5,6–18,4 МПа, °C;  $P$  – равновесное давление при фазовом переходе, МПа.

Под равновесным давлением понимается такое давление, выше которого наблюдается кристаллизация парафина при постоянной температуре. Растворенный газ в данном случае может выступать стабилизатором парафиновых углеводородов и ослаблять влияние давления на переход последних в твердую фазу. Из этого следует, что в скважинных условиях процесс разгазирования нефти будет стимулировать образование АСПО [17].

Снижение интенсивности проходящего лазерного излучения сквозь образец пластовой нефти с падением давления ниже давления насыщения нефти газом (рисунок 2) может быть вызвано укрупнением твердых частиц асфальтенов в пластовой нефти, что также подтверждается полученными микрофотографиями.

Из рисунков 3-5 видно, что с ростом темпа охлаждения нефти (с увеличением дебита скважины) продолжительность процесса кристаллизации парафина значительно сокращается в связи со скачкообразным изменением его кинетики, которая определяется степенью вывода системы из термодинамического равновесия. За счет большего переохлаждения нефти критические размеры частиц парафина уменьшаются, а их количество в объеме растет, при этом вероятность протекания процесса

увеличивается вместе с его движущей силой (разность энергий Гиббса). Таким образом, для условий 60 м<sup>3</sup>/сут фазовый переход осуществляется лавинообразно. Увеличение скорости развития процесса кристаллизации парафина в начальный период (рисунок 4) обусловлено ростом скорости появления зародышевых центров. Последующее замедление кинетики кристаллизации связано с уменьшением количества строительного материала в жидкой фазе и ослаблением диффузионных процессов в связи с понижением температуры. Тогда как для условий 20-30 м<sup>3</sup>/сут картина выглядит следующим образом: скорость кристаллизации парафина в пластовой нефти продолжает плавно расти на протяжении рассматриваемого температурного интервала, а процесс протекает в области близкой к равновесной.

Для комплексной оценки процесса парафинизации скважинного оборудования необходимо дополнительно учитывать режим течения нефти в насосно-компрессорных трубах, который остается ламинарным для рассматриваемого диапазона дебитов. Движущей силой диффузионного механизма отложения парафина наряду с градиентом температур вдоль радиальной координаты трубы является градиент концентраций парафина в данном направлении, который создается благодаря увеличению скорости сдвига слоев нефти в потоке друг относительно друга в результате роста дебита скважины. При малых числах Рейнольдса силы адгезии формирующихся в нефти частиц парафина к поверхности стали будут преобладать над касательными напряжениями сдвига потока, что создает благоприятные условия для образования органических отложений. Представленный диапазон дебитов может считаться наиболее опасным с точки зрения образования АСПО для рассматриваемой скважины в связи с тем, что при относительно небольших значениях чисел Рейнольдса (500-1500) происходит значительное изменение кинетических процессов кристаллизации парафина в нефти.

Как видно из рисунка 7, добавление НПАВ к нефти приводит к понижению температуры насыщения нефти парафином.

Также было установлено, что добавление НПАВ в нефть способствует снижению работы адгезии нефти по отношению к поверхности стали с 38,1 мДж/м<sup>2</sup> до 12,3 мДж/м<sup>2</sup>. В связи с генетическим родством нефти с органическими отложениями можно предположить,

что уменьшение работы адгезии обработанной реагентом нефти к поверхности стали будет соответствовать снижению адгезионной способности образованных в данной нефти твердых органических частиц, и это выступает дополнительным фактором замедления процесса парафинизации скважинного оборудования. Таким образом, проведенный комплекс лабораторных исследований позволил доказать эффективность применения НПАВ в качестве ингибитора парафиноотложений, оказывающего сдерживающее действие на процесс фазового перехода парафина в нефти, и разработать технологию ингибиторной защиты нефтяных скважин.

Предлагаемый метод защиты скважинного оборудования от АСПО реализуется путем постоянного дозирования реагента в заданный интервал скважины с применением специального комплекса технических средств [3, 4, 5, 13].

Технология состоит из трёх основных этапов. На первом этапе осуществляется выбор скважины-кандидата. По данным лабораторных испытаний производится обоснование эффективного ингибитора и дозировок в условиях рассматриваемого эксплуатационного объекта, и составляется план проведения работ.

Второй этап технологии заключается в создании антикоррозионной плёнки на поверхности внутрискважинного оборудования путем обработки межтрубного пространства скважины составом на основе предлагаемого ингибитора при следующей последовательности проводимых операций:

- приготовление на устье скважины состава (из расчета 3 объёмов НКТ) на основе дизельного топлива (95-98 % масс.) с добавлением разработанного реагента в концентрации 2-5 % масс. для обработки рабочей поверхности скважины;

- подача состава в межтрубное пространство скважины насосным агрегатом;

- перевод скважины на самоциркуляцию, что достигается путем замыкания НКТ на межтрубное пространство. Продолжительность данной операции должна составлять не менее 6 часов, после чего продукты обработки скважины направляются в выкидную линию.

Периодичность обработки скважины по данной технологии должна устанавливаться из расчета не реже 1 раза в месяц.

Заключительный этап технологии состоит из следующих операций:

- проверка исправности дозирочного устройства и герметичности рабочих линий;

- установление расхода дозирочного устройства, соответствующего 1,5-2-х кратной дозировке реагента от оптимальной;

- запуск скважины в работу с одновременной подачей реагента на прием ЭЦН в режиме «ударной дозировки» в течение суток, после чего устанавливается оптимальная дозировка.

При этом суточный расход реагента (кг/сут) определяется по формуле:

$$q = Q_n \cdot \gamma, \quad (3)$$

где  $Q_n$  – дебит нефти, т/сут;

$\gamma$  – оптимальная дозировка реагента, кг/т.

Систематически должен осуществляться мониторинг эффективности используемой технологии, который состоит в определении таких эксплуатационных показателей

скважины и характеристик добываемой смеси, как дебит, обводнённость нефти, динамический уровень и токовые нагрузки электродвигателя с периодичностью, определенной программой мероприятий по контролю за процессом разработки месторождения, но не реже 4 раз в месяц, концентрация реагента в устьевых пробах нефти лабораторными методами (не реже 1 раза в месяц).

Результаты выполненных теоретических и экспериментальных исследований позволили сформулировать следующие основные выводы и рекомендации:

1. Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин в условиях образования органических отложений, выполненный на примере ряда месторождений высокопарафинистой нефти Самарской области, показал, что добывающие скважины характеризуются малыми дебитами, высокой обводнённостью добываемой смеси, повышенным количеством механических примесей, высоким содержанием структурообразующих компонентов в нефти и сниженным забойным давлением, что является сопутствующими факторами осложнений, связанных с образованием органических и неорганических отложений в скважинном оборудовании и его повышенным коррозионным износом, активно проявляющихся на данных месторождениях.

2. Разработаны методика исследований и программа для ЭВМ, которые в составе лабораторного оборудования, предназначенного для РВТ - исследований нефтяных дисперсных систем, позволили произвести физическое моделирование процесса образования твёрдых органических частиц в скважинной смеси при вариативных термобарических условиях. Проведенные лабораторные исследования позволили установить зависимость темпа роста твёрдых частиц парафина в пластовой нефти от скорости ее охлаждения.

3. Изучение процесса образования твёрдых органических частиц в пластовой нефти для условий простаивающей скважины (диапазон давлений 18,4-5,6 МПа) позволило показать, что процесс разгазирования нефти способствует раннему переходу парафиновых углеводородов в твёрдую фазу при снижении температуры. В ходе исследований было установлено, что при этом происходит увеличение температуры насыщения исследуемой нефти парафином в среднем на 2,5 °С.

4. Доказано, что разработанное неионогенное поверхностно-активное вещество снижает температуру насыщения нефти парафином, уменьшает энергию разрушения образованных в нефти структур. Обоснована его оптимальная дозировка в нефть для ингибирования образования твердых органических отложений в скважинных условиях.

5. Разработана и предлагается к промышленному внедрению технология обработки нефтяных скважин с использованием разработанного неионогенного поверхностно-активного вещества, представляющая собой создание на поверхности внутрискважинного оборудования антикоррозионной пленки и непрерывное дозирование реагента на прием электроцентробежного насоса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анохин А.А. Выбор режима, предотвращающего отложения парафина в скважинах, оборудованных центробежными насосами. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2008. - т. 6. - №2. - с. 63-66.
2. Иванова Л.В., Васечкин А.А., Кошелев В.Н. Влияние химического состава и обводненности нефти на количество асфальто-смолопарафиновых отложений. // Нефтехимия. - М.: РАН, 2011. - т. 51. - №6. - с. 1-7.
3. Пат. 2260677 (РФ) МПК E 218 41/02, 37/06. Способ химической защиты скважинного оборудования от коррозии, парафиноотложения, солеотложения и сульфатовосстанавливающих бактерий / Е.Н. Сафонов, И.Ш. Гарифуллин, Ф.Ф. Хасанов и др.: опубл. 27.07.2004.
4. Пат. 2302513 (РФ) МПК E 21В 37/06, 41/02. Способ подачи реагента в скважину / Е.Н. Сафонов, Н.С. Волочков, В.А. Стрижнев и др.: опубл. 10.07.2007.
5. Пат. 65117 (РФ) МПК E 21В 37/06. Устройство для дозированной подачи химических реагентов в скважину / В.В. Шайдаков, В.В. Уметбаев, А.В. Бухарцев, О.Ю. Полетаева: опубл. 27.07.2007.
6. Пат. 2579071 (РФ) МПК C 09K 8/54, 8/524. Ингибитор коррозии и асфальтосмолопарафиновых отложений / М.К. Рогачев, И.А. Стручков, С.Я. Нелькенбаум: опубл. 27.03.2016.
7. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 653 с.
8. Рябцев Н.Г. Материалы квантовой электроники. - М.: Советское радио, 1972. - 384 с.
9. Стручков И.А., Рогачев М.К. Исследование влияния неионогенного поверхностно-активного вещества на состояние органических веществ в нефти при моделировании скважинных условий. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. - №5. - с. 104-118.
10. Стручков И.А., Рогачев М.К. Исследование условий образования твердых органических веществ в нефтяной скважине. // Инженер-Нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. - №1. - с. 33-38.
11. Стручков И.А., Васкес Карденас Л.К., Рошин П.В., Хромых Л.Н. Методы борьбы с отложениями АСПВ на месторождениях высоковязкой нефти Самарской области // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. - Том II. - Самара: Самарский государственный технический университет, 2013. - с. 267-270.
12. Стручков И.А., Рогачев М.К., Рошин П.В., Калинин Е.С., Хромых Л.Н. Необходимые аспекты, принимаемые во внимание при выборе режима эксплуатации скважины, добывающей парафинистую нефть. // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том II. - Самара: Самарский государственный технический университет, 2015. - с. 282-287.

REFERENCES

1. Anokhin A.A. The Choice of mode, which prevents deposition of paraffin in wells equipped with centrifugal pumps. // Electronic scientific journal. Oil and gas business. - Ufa: Ufa state oil technical University, 2008. - v. 6. - №2. - p. 63-66.
2. Ivanova L.V., Vasechkin A. A., Koshelev V.N. Influence of chemical composition and water content of oil the amount of wax deposits. // Petrochemicals. - M.: Russian Academy of Sciences, 2011. - v. 51. - №6. - p. 1-7.
3. Patent 2260677 (RF) MPK E 218 41/02, 37/06. Method of chemical protection of downhole equipment from corrosion, paraffin deposits, sludge and sulphatepolyacrylamide bacteria / E.N. Safonov, I.S. Garifullin, F.F. Khasanov, etc.: publ. 27.07.2004.
4. Patent 2302513 (RF) MPK E 21 37/06, 41/02. The method of delivery of reagent into the well / E.H. Safonov, N.S. Volochkov, V.A. Strizhnev, etc.: publ. 10.07.2007.
5. Patent 65117 (RF) MPK E 21 37/06. Device for dosed supply of chemicals in the well / V.V. Sheidakov, Umetbaev V.V., A.V. Bukhartsev, Poletaeva O.Yu.: publ. 27.07.2007.
6. Patent 2579071 (RF) MPK WITH 09K 8/54, 8/524. Inhibitor of corrosion and paraffin deposits / M.K. Rogachev, I.A. Struchkov, S.Y. Nelkenbaum: publ. 27.03.2016.
7. Persiancev M. N. Oil production in the complicated conditions. - M.: LLC "Nedra-Biznestsentr", 2000. - 653 p.
8. Ryabtsev N.G. Materials of quantum electronics. - M.: Soviet radio, 1972. - 384 p.
9. Ctruchkov I.A., Rogachev M.K. Study of the effect of nonionic surfactants on the state of the organic matter in oil in the simulation of downhole conditions. // Electronic scientific journal Oil and gas business. - Ufa: Ufa state petroleum technological University, 2014. - №5. - p. 104-118.
10. Ctruchkov I.A., Rogachev M.K. Study of the conditions of formation of solid organic substances in an oil well. // Inzhener-neftjanik. - M.: LLC "IDS Drilling", 2015. - №1. - p. 33-38.
11. Struchkov I.A., Vaskes Kardenas L.K., Roshchin P.V., Hromyh L.N. Methods of dealing with sediments ASPV on the high viscosity oil fields in Samara region // Ashirovskie reading: Sat. works of the International scientific-practical conference. - Vol. II. - Samara: Samara state technical University, 2013. - p. 267-270.
12. Struchkov I.A., Rogachev M.K., Roshchin P.V., Kalinin E.S., Hromyh L.N. Necessary aspects to be taken into account when selecting the mode of operation of the wells producing waxy crude oil. // Ashirovskie reading: Sat. works of the International scientific-practical conference. Vol. II. - Samara: Samara state technical University, 2015. - p. 282-287.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

13. Стручков И.А., Харин Ю.А., Рогачев М.К. Обоснование технологии ингибирования асфальто-смолопарафиновых отложений и коррозии в скважине с применением разработанной композиции. // Актуальные проблемы науки и техники – 2015. Материалы VIII Международной научно-практической конференции молодых ученых. - Том I. - Уфа: УГНТУ, 2015. – с. 39-40.
14. Стручков И.А., Рогачев М.К., Нелькенбаум С.Я. Разработка ингибитора коррозии скважинного оборудования, работающего в высокотемпературных условиях. // Инженер-Нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», – 2014. – №3. – с. 43-46.
15. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. - 192 с.
16. Bello O.O., Fasesan S.O., Teodoriu C. & Reinicke K.M. An evaluation of the performance of selected wax inhibitors on paraffin deposition of Nigerian crude oils. Petroleum science and technology, 2006. – 24(2). - pp. 195-206.
17. Jiang B., Ling Q.I.U., Xue L.I., Shenglai Y.A.N.G., Ke L.I., & Han C.H.E.N. Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method. Petroleum Exploration and Development, 2014. – 41(4). - pp. 509-512.
18. Machado A.L., Lucas E.F., & González G. Poly (ethylene-co-vinyl acetate) (EVA) as wax inhibitor of a Brazilian crude oil: oil viscosity, pour point and phase behavior of organic solutions. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001. – 32(2). - pp.159-165.
19. Wang K.S., Wu C.H., Creek J.L., Shuler P.J., & Tang Y. Evaluation of effects of selected wax inhibitors on paraffin deposition. Petroleum science and technology, 2003. – 21(3-4). - pp. 369-379.

*REFERENCES (ending)*

13. Struchkov I.A., Kharin Yu.A., Rogachev M.K. Substantiation of the technology of inhibiting paraffin deposits and corrosion in the wells with application of the developed composition. // Actual problems of science and technology – 2015. Materials of the VIII International scientific-practical conference of young scientists. – Vol. I. - Ufa: UGNTU, 2015. – p. 39-40.
14. Struchkov I.A., Rogachev M.K., Nel'kenbaum S.YA. Development of inhibitors of corrosion of downhole equipment working in high temperature conditions. // Inzhener-neftjanik. – M.: LLC "IDS Drilling", – 2014. – №3. – p. 43-46.
15. Tronov V.P. Mechanism of formation resinous-paraffin deposits and control. – M.: Nedra, 1969. – 192 p.
16. Bello O.O., Fasesan S.O., Teodoriu C. & Reinicke K.M. An evaluation of the performance of selected wax inhibitors on paraffin deposition of Nigerian crude oils. Petroleum science and technology, 2006. – 24(2). - pp. 195-206.
17. Jiang B., Ling Q.I.U., Xue L.I., Shenglai Y.A.N.G., Ke L.I., & Han C.H.E.N. Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method. Petroleum Exploration and Development, 2014. – 41(4). - pp. 509-512.
18. Machado A.L., Lucas E.F. & González G. Poly (ethylene-co-vinyl acetate) (EVA) as wax inhibitor of a Brazilian crude oil: oil viscosity, pour point and phase behavior of organic solutions. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001. – 32(2). - pp.159-165.
19. Wang K.S., Wu C.H., Creek J.L., Shuler P.J. & Tang Y. Evaluation of effects of selected wax inhibitors on paraffin deposition. Petroleum science and technology, 2003. – 21(3-4). - pp. 369-379.

# Подбор химической композиции для вытеснения нефти из обводненных коллекторов

М.И. Королев – аспирант;  
М.К. Рогачев – доктор техн. наук, профессор, заведующий кафедрой  
(Санкт-Петербургский горный университет)

Необходимым условием стабильного роста и развития нефтяной промышленности является совершенствование технологий добычи нефти. Согласно энергетической стратегии России на период до 2030 [1] актуальным является повышение коэффициента извлечения нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. В настоящее время большинство крупных месторождений России находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся низкими темпами добычи нефти. Для данной стадии характерно медленное падение добычи, высокая (98-99%) обводненность продукции скважин. В связи с этим особую значимость приобретает совершенствование технологий повышения нефтеотдачи пластов, осуществление которых возможно в условиях водонапорного режима работы залежей с системой поддержания пластового давления (ППД).

Рассмотрим данную проблему на примере разработки Мухановского нефтяного месторождения, крупнейшего месторождения Самарской области. Мухановское месторождение находится на завершающей стадии разработки с характерной высокой обводненностью скважин при высоких остаточных запасах.

Объектом исследований являются терригенные пласты девона, отличающиеся сложным геологическим строением, высокой минерализацией пластовых вод и имеющие распространение по всей территории Урало-Поволжской нефтяной провинции.

Мухановское месторождение разрабатывается тремя укрупненными объектами. Основные пласты девона ДII и ДIII объединены в самостоятельный объект разработки, куда входят также и второстепенные по запасам пласты ДI, ДIII и ДIV. [2]

Залежи нефти рассматриваемого объекта Мухановского месторождения разрабатывались в два этапа: 1 этап – с применением законтурного заводнения (начато в 1958 г.); 2 этап – с применением внутриконтурного заводнения путем «разрезания» продуктивных пластов на блоки оптимальных размеров (с 1965 г.).

С целью поддержания пластового давления осуществлялась закачка в продуктивные пласты сначала пресных вод, а позднее очищенных пластовых вод. По итогам первых лет разработки промысловые наблюдения показали неравномерность осуществления выработки запасов по объекту, что объяснялось неравномерным распределением закаченных вод по пластам.

Впоследствии было принято решение о переводе на одновременно-раздельную закачку рабочего агента по каждому пласту. Однако пластовое давление по этим залежам продолжало снижаться. Основной причиной неэффективности законтурного заводнения являлось значительное удаление нагнетательных скважин от рядов добывающих, что вызывало значительные потери воды в законтурную зону пласта. Институтом Гипровостокнефть в обоих случаях было предложено внедрить более активную систему заводнения – блочную с разрезанием залежи тремя рядами нагнетательных скважин на втором объекте и пятью на третьем с целью увеличения темпов отбора и пластового давления [3].

Однако, при достаточно высоких показателях эффективности внутриконтурной системы заводнения в сравнении с законтурной, фактические уровни отбора продолжали отставать от проектных значений. Данное расхождение фактического пластового давления с расчетным значением указывает на резкое ухудшение связи с законтурной зоной пласта. Так же возникшее снижение гидродинамической связи между пластами ДII и ДIII с законтурной зоной пласта привело к снижению эффективности системы заводнения. Причинами могут являться: 1) ухудшение коллекторских свойств горных пород в зоне водонефтяного контакта за счет отложения в порах пласта карбонатного цемента (карбоната кальция); 2) развитие пластовой микрофлоры в результате закачки в пласты пресной воды, сопровождающееся образованием сероводорода и выпадением вблизи призабойной зоны нагнетательных скважин сернистого железа; 3) адсорбция асфальто-смолистых веществ в призабойной зоне скважины (ПЗС) и, как следствие, уменьшение фазовой проницаемости коллектора по воде.

На основе геолого-физической характеристики рассматриваемых пластов и сложившихся условий их разработки можно сделать вывод, что достижение равномерного фронта вытеснения нефти закачиваемой водой – сложный процесс, зависящий от большого количества геолого-технических факторов.

Применение третичных методов повышения нефтеотдачи пластов, таких как заводнение с использованием водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, мицеллярных растворов и различных комбинаций данных методов, позволит повысить эффективность выработки запасов на месторождениях, представленных

терригенными коллекторами и находящихся на поздней стадии разработки.

Основными технологическими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации вододоводов и оборудования системы заводнения, связанных с отложением неорганических солей;
- замедление скорости коррозионных процессов вододоводов системы заводнения и оборудования скважин;
- предотвращение бактериальной жизнедеятельности в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Лабораторные исследования помогут подобрать наиболее эффективные реагенты, условия проведения технологии, а также разработать подробные рекомендаций по их применению, технологическую схему подачи реагента.

Для исключения неблагоприятных последствий закачки реагентов в пласт (выпадение солей, смена смачиваемости, приводящая к преждевременному обводнению, изменение свойств реагента в пластовых условиях, приводящее к негативному изменению фильтрационных потоков в пласте) подбор и применение различных химических добавок должно регламентироваться.

Очевидно, что основными требованиями, предъявляемыми к ПАВ являются высокая поверхностная активность на границе нефть-вода и наиболее низкая адсорбция на поверхности породы. Однако немаловажно при подборе ПАВ для заводнения учитывать минералогический состав пород пласта, химический состав пластовой и нагнетаемой вод, пластовую температуру. [4]

В данной работе приведены результаты лабораторных исследований 8 поверхностно-активных веществ различных типов, применяемых в качестве добавок в закачиваемые сточные воды на различных месторождениях Урало-Поволжской нефтяной провинции, представленных терригенными коллекторами и находящихся на завершающей стадии разработки.

В рамках исследований изучено влияние типа ПАВ и минерализации пластовой и закачиваемой вод на стабильность технологических жидкостей, в состав которых входит ПАВ, влияние концентрации ПАВ на межфазное натяжение растворов ПАВ на границе с углеводородной фазой.

Для экспериментов по химической стабильности и совместимости пластовых и закачиваемых вод с ПАВ были использованы модели трех типов вод [5, 6]:

- модель пресной воды (дистиллированная вода по ГОСТ 6709);
- модель пластовой воды с минерализацией 250 г/л;
- модель закачиваемой (подтоварной) воды с минерализацией 160 г/л.

Исследование свойств ПАВ проводились на примере следующих 8 поверхностно-активных веществ в диапазоне концентраций от 0,1 % до 5% масс:

- 1) анионные ПАВ:
  - сульфенол порошок (ТУ 2481-135-07510508-2007);
  - лаурилсульфат натрия.
- 2) катионный ПАВ:
  - Нефтенол ГФ (ТУ 2484-035-17197708-97);
- 3) неионогенные ПАВ:
  - Неонол АФ 9-6 (ТУ 2483-077-05766801-98);
  - Неонол АФ 9-12 (ТУ 2483-077-05766801-98);

- ОП-10 (ГОСТ 8433-81);
- 4) комплексные ПАВ (композиции анионных и неионогенных ПАВ):
  - Нефтенол МЛ (ТУ 2481-056-17197708-00);
  - Моющий состав МС-20 МПС (ТУ 2458-021-92627037-2013).

### Результаты исследования физико-химических свойств ПАВ

#### 1. Исследование растворимости ПАВ в водах разной минерализации

Растворимость и стабильность растворов ПАВ оценивалась визуально (по изменению внешнего вида) в стандартных условиях. Исследуемые растворы с концентрацией ПАВ 0,5% масс выдерживались при температуре 25 °С в течение 3 суток. Состояние раствора оценивалось сразу после приготовления, через 1 час, 1 сутки и 3 суток.

Результаты исследований растворимости и устойчивости растворов в зависимости от модели используемой воды для приготовления растворов представлены в таблице 1. Результаты исследования показали, что независимо от минерализации воды хорошо растворимы в воде только комплексные ПАВ: нефтенол МЛ и моющий состав МС-20. Растворимыми как в пресной, так и в минерализованной воде являются неионогенный ПАВ неонол АФ 9-6 и катионактивный - нефтенол ГФ.

Неонол АФ 9-12 по техническим условиям при смешивании с холодной водой образует труднорастворимые гели, которые исчезают при нагревании смеси выше 50 °С при перемешивании (по ТУ).

Плохая растворимость сульфенола и лаурилсульфата натрия объясняется тем, что реагент представлен в сухом виде. Растворимость данных ПАВ наступает только через сутки с периодическим перемешиванием раствора, но при этом часть ПАВ высаливается хлопьями в минерализованной воде (растворимость сульфенола значительно лучше в спиртах и керосине).

Таким образом, что в условиях закачиваемой воды в большей степени могут рекомендоваться комплексные ПАВ.

#### 2. Исследование межфазного натяжения водных растворов ПАВ на границе с углеводородной фазой

Межфазное натяжение измерялось с использованием автоматизированного прибора для измерения межфазного натяжения тензиометра EasyDrop (рисунок 1). Диапазон межфазного натяжения – 0,01-1000 мН/м, точность  $\pm 0,01$  мН/м.

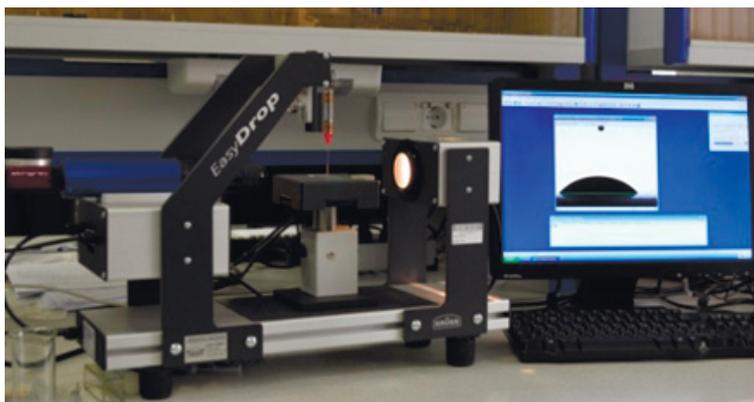


Рис. 1. Прибор EasyDrop для измерения краевого угла смачивания и поверхностного/межфазного натяжения (KRUSStmbH).

Таблица 1. Результаты анализа изменения внешнего вида и состояния растворов ПАВ при температуре 25 °С.

№ п/п	Название ПАВ	модель пресной воды				модель пластовой воды с минерализацией 250 г/л				модель закачиваемой воды (с УПСВ) с минерализацией 160 г/л			
		Состояние раствора				Состояние раствора				Состояние раствора			
		после приготвления	через 1 час	через 1 сутки	через 3 суток	после приготвления	через 1 час	через 1 сутки	через 3 суток	после приготвления	через 1 час	через 1 сутки	через 3 суток
1.	Сульфонол (порошок)	Плохо растворим	Плохо растворим	Растворим	Растворим	Плохо растворим	Выпадает осадок	Выпадает осадок	Выпадает осадок	Плохо растворим	Выпадает осадок	Выпадает осадок	Выпадает осадок
2.	Лаурилсульфат натрия	Плохо растворим	Плохо растворим	Растворим	Растворим	Плохо растворим	Выпадает осадок	Выпадает осадок	Выпадает осадок	Плохо растворим	Выпадает осадок	Выпадает осадок	Выпадает осадок
3.	Нефтенол ГФ	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим
4.	Неонол АФ 9-6	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим
5.	Неонол АФ 9-12	Не растворим (образует гель)	Не растворим (образует гель)	Не растворим (образует гель)	Не растворим (образует гель)	Не растворим (образует гель)	Не растворим (образует гель)	Не растворим (образует гель)	Не растворим (образует гель)				
6.	ОП-10	Плохо растворим	Плохо растворим	Растворим	Растворим	Плохо растворим	Плохо растворим	Плохо растворим	Плохо растворим	Плохо растворим	Плохо растворим	Плохо растворим	Плохо растворим
7.	Нефтенол МЛ	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим				
8.	Моющий состав МС-20	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим	Хорошо растворим				

Исследуемые растворы ПАВ приготавливались в диапазоне концентраций от 0,1 % до 5% масс в дистиллированной воде при температуре 25 °С. В качестве углеводородной фазы во всех опытах использовался керосин ТС-1 по ГОСТ 10227.

Подготовленная жидкость набирается в шприц, который закрепляется в установке EasyDrop так, чтобы кончик иглы был виден на мониторе компьютера. Затем игла помещается в кювету с керосином и производится равномерное вытеснение исследуемой жидкости из шприца в кювету с образованием падающих капель. Весь процесс вытеснения записывается как видеофайл, который затем анализируется с помощью компьютерной программы DSA-209.

В результате анализа для каждого образца жидкости рассчитывается 6 значений межфазного натяжения, из которых удаляется максимальное и минимальное значения. Из оставшихся 4-х значений рассчитывается среднее арифметическое, по которому строится изотерма межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ – керосин» в зависимости от массовой концентрации ПАВ в воде.

Результаты определения поверхностно-активных свойств исследуемых растворов ПАВ представлены в таблице 2.

Суть методики определения оптимальной концентрации ПАВ заключается в построении изотермы межфазного натяжения на границе с керосином (рисунок 2). По перегибу кривой на рисунке определяется критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) – характерная для ПАВ концентрация, при превышении которой происходит образование и рост мицеллы (отсутствие на графике перегиба, означает, что концентрация ПАВ в растворе недостаточна для мицеллообразования). При дальнейшем повышении концентрации ПАВ в растворе, межфазное натяжение остается практически постоянным, поскольку выше ККМ в растворе самопроизвольно протекают процессы образования мицелл.

Из графика (рисунок 2) видно, что ККМ для всех рассматриваемых ПАВ соответствует концентрации в 0,5% масс, что является оптимальной концентрацией применения данных реагентов с точки зрения физико-химических свойств.

Можно отметить, что наиболее эффективным реагентом, снижающим межфазное натяжение на границе водного раствора с углеводородной фазой, является сульфенол, но применение данного ПАВ не рекомендуется ввиду его плохой растворимости в воде. Поэтому рекомендуется применение комплексного ПАВ нефтенола МЛ с близкими значениями межфазного натяжения.

**Таблица 2.** Межфазное натяжение растворов ПАВ на границе с керосином ТС-1.

№ п/п	Название ПАВ	Межфазное натяжение раствора, мН/м, при концентрации ПАВ в растворе, % масс.					
		0	0,1	0,5	1	2	5
1.	Сульфенол	31,4	4,2	1,8	1,4	1,1	1,0
2.	Неонол АФ 9-6	31,4	13,4	9,9	9,1	8,5	7,9
3.	ОП-10	31,4	5,7	3,7	3,5	3,25	2,9
4.	Нефтенол МЛ	31,4	6,4	2,3	1,9	1,7	1,7

### Результаты исследования вытесняющей способности комплексных ПАВ

Испытание водных растворов ПАВ для оценки эффективности вытеснения нефти из обводненного коллектора проводилось на насыпных моделях кварцевого песка длиной 6 см и диаметром 3 см. Проницаемость насыпной модели составляла 50-100 мД, пористость 20-30%. Моделью нефти служила смесь минерального масла и керосина в соотношении 1:1 с вязкостью 6,2 мПа·с. В качестве пластовой воды использовалась рассматриваемая модель с минерализацией 250 г/л, в качестве вытесняющих агентов – дистиллированная вода, модель закачиваемой воды с минерализацией 160 г/л и 0,5% масс раствор мощного состава МС-20 в закачиваемой воде.

Эксперименты проводились по следующей методике. В модель пористой среды с остаточной водонасыщенностью (в среднем 15-25 %) закачивался вытесняющий агент при постоянном расходе  $Q = 0,5$  мл/мин. Объем вытесненной и прокаченной жидкости фиксировался в течение эксперимента и по завершении прокачки 10 объемов пор ( $V_{пор}$ ). После проводился эксперимент с довытеснением: в модель пористой среды с остаточной водонасыщенностью закачивалась модель воды до

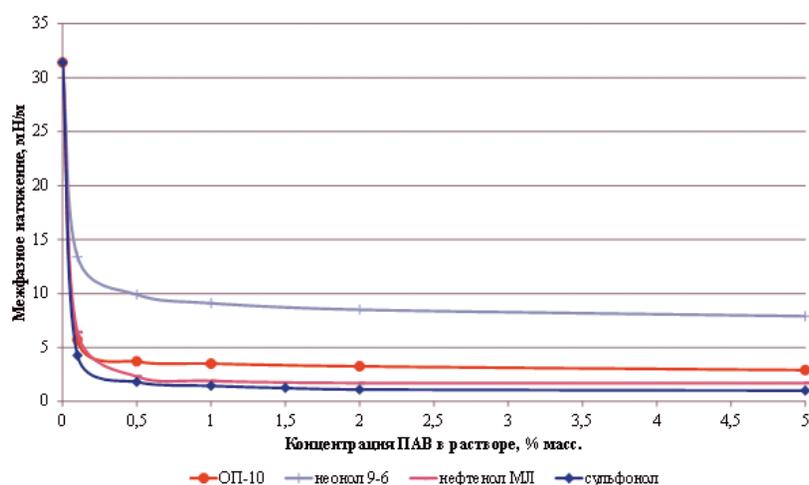


Рис. 2. Изотерма межфазного натяжения водных растворов ПАВ на границе с керосином.

прекращения выхода нефти из модели («бесконечная промывка») и после закачивался 0,5% масс раствор моющего состава МС-20. Объём вытесненной и прокаченной жидкости фиксировался в течение эксперимента и по завершении первого этапа, и второго этапа довытеснения.

Результаты проведенных экспериментов представлены в таблице 3. Зависимость коэффициента вытеснения от количества прокаченных поровых объемов представлена на рисунке 3.

Из таблицы 3 видно, что эффективность применения комплексного ПАВ по сравнению с обычным заводнением выше на 28,8% (полученный  $k_{\text{выт}} = 0,849$  д.ед. против 0,659 при вытеснении минерализованной водой). Анализ процесса довытеснения показывает, что коэффициент довытеснения равен 0,109 д.ед., что составляет 14% прироста к стандартному вытеснению минерализованной водой. При этом конечный коэффициент вытеснения после довытеснения на 7,8% меньше, чем при вытеснении 0,5% масс раствором ПАВ с начала закачки, что подтверждается промышленными экспериментами [7]. Вероятной причиной такого эффекта является смена

смачиваемости коллектора, влекущая за собой смену носительных фазовых проницаемостей в породе.

Проведенный комплекс физико-химических исследований различных типов поверхностно-активных веществ подтверждает необходимость тщательного подбора и

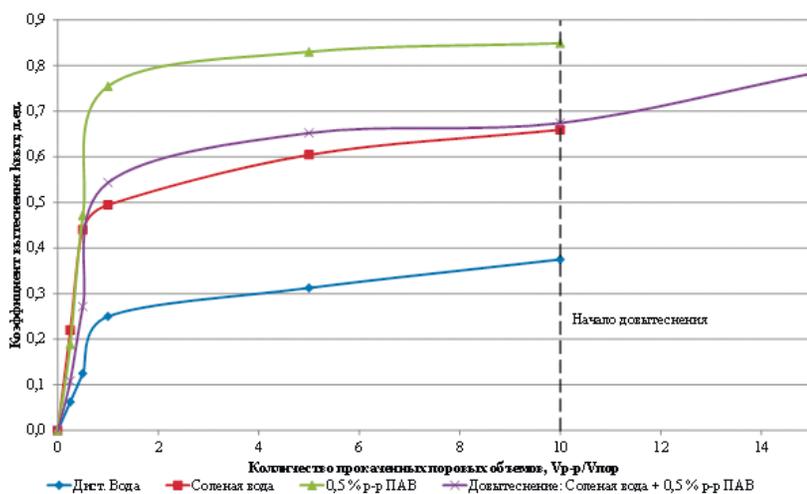


Рис. 3. Характеристика вытеснения из модели пористой среды различными реагентами.

Таблица 3. Характеристики вытеснения модели нефти различными агентами.

№ п/п	Вытесняющий агент	Объём пор $V_{\text{пор}}$ , мл	Объём св. воды $V_{\text{св.в}}$ , мл	Начальный объём мод. нефти $V_{\text{нач.н}}$ , мл	Объём воды на выходе из образца $V_{\text{в.вых}}$ , мл	Объём мод. нефти на выходе из образца $V_{\text{н.вых}}$ , мл	Водонефтяной фактор (ВНФ), мл/мл	Коеф. вытеснения $k_{\text{выт}}$ , д.ед
1.	Дистиллированная вода	10,6	2,6	8,0	80	3,0	25	0,375
2.	Модель закачиваемой моды с минерализацией 160 г/л	11,4	2,3	9,1	90	6,0	15	0,659
3.	0,5% масс. раствор Моющего состава МС-20	12,6	2,6	10,6	95	9,0	12,7	0,849
Довытеснение								
4.	I этап: вытеснение моделью воды	11,2	2,0	9,2	90	6,2	14,5	0,674
5.	II этап: довытеснение 0,5% масс. раствором МС-20	-	-	9,2	50	1,0	50	0,109
	Итоговый	-	-	9,2	140	7,2	19,4	0,783

контроля использования химических добавок при закачке воды в нефтяной пласт. Требуемая растворимость, совместимость и стабильность исследуемых растворов ПАВ с закачиваемыми пластовыми водами оценивается на основе результатов лабораторных исследований, направленных на изучение химической совместимости ионов солей находящихся в пластовой и подтоварной воде с активными компонентами добавляемых в воду реагентов, также на установление влияния реагента на изменение вытесняющих свойств воды за счет перераспределения капиллярных сил в породах.

По результатам исследований можно сделать основной

**вывод.**

Закачка в низких концентрациях 0,05–0,5% комплексных составов ПАВ, содержащих анионактивные и неионогенные ПАВ, позволяет добиться повышения нефтедачи обводненных терригенных коллекторов, в условиях повышенной минерализации закачиваемых вод на 3-10%, что подтверждается лабораторными экспериментами и промышленным опытом [4, 7, 8, 9].

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (Утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г.) // 2009. - №1715;
2. Гилаев Г.Г., Исмагилов А.Ф., Манасян А.Э., Хамитов И.Г., Папухин С.П. Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии. // Нефть. Газ. Новации. - Самара: изд-во «Нефть. Газ. Новации», 2014. - 368 с.
3. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1995. - 496 с.
4. Бабалян Г.А. и др. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. - М.: Недра, 1983. - 216 с.
5. Аширов К.Б. О строении водонапорных бассейнов и формировании в них зональности. // Геология нефти и газа. - М.: ООО «ВНИГНИ-2», 1991. - №9. - с. 32–36.
6. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник. Под ред. Зорькина Л.М. - М.: Недра, 1989. - 382 с.
7. Газизов А.А. Факторы эффективной разработки нефтегазовых месторождений. - Казань: Центр инновационных технологий, 2012. - 224 с.
8. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов - М.: Недра, 1985. - 308 с.
9. Бисембаева К.Т., Мухамбетярова А.Н. Вытеснение нефти водными растворами неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ). // Молодой ученый. - Казань: ООО «Издательство «Молодой учёный», 2014. - №8. - с. 143–145.

REFERENCES

1. Energy Strategy of Russia for the period till 2030 (Approved by the decree of the Government of the Russian Federation, November 13, 2009) // 2009. - №1715;
2. Gilaev G.G., Ismagilov A.F., Manasjan A.Je., Hamitov I.G., Papuhin S.P. The development of oil fields in Samara region: from practice to a strategy.// Samara: Publisher «Oil. Gas. Innovations», 2014. - 368 p.
3. Gavura V.E. Geology and Development of oil and gas and oil fields - M.: PJSC «VNIIOENG», 1995. - 496 p.
4. Babaljan G. A. et al. Development of oil fields with the use of surfactants. - M.: Nedra, 1983. - 216 p.
5. Ashirov K.B. On the structure of water-pressure basins and their formation in their zones // Geology of Oil and Gas. - M.: LLC «VNIIGNI»-2,1991. - №9. - p. 32–36.
6. Waters of oil and gas deposits of the USSR: Handbook. Chief-Editor Zor'kina L.M. - M.: Nedra, 1989. - 382 p.
7. Gazizov A.A. Factors of effective development of oil and gas fields. - Kazan: Center for Innovative Technologies, 2012. - 224 p.
8. Surguchev M. L. Secondary and tertiary methods for enhanced oil recovery - M.: Nedra, 1985. - 308 p.
9. Bisembaeva K.T., Mhambetjarova A.N. Oil displacement by aqueous solutions of nonionic surfactants (NPAV). // Molodoj uchenyj. - Kazan': LLC «Izdatel'stvo «Molodoj uchjonyj», 2014. - №8. - p. 143–145.

УДК 622.245.73

# Совершенствование системы прогнозирования технического состояния и ресурса устьевыого оборудования скважин

<sup>1</sup>С.А. Егурцов - генеральный директор;

<sup>1</sup>Ю.В. Иванов - канд. техн. наук, зам. генерального директора;

<sup>2</sup>Б.А. Ерехинский – канд. техн. наук, главный технолог отдела

<sup>1</sup>И.С. Тимошко - начальник отдела

(<sup>1</sup>ООО «ИНГТ», <sup>2</sup>ПАО «Газпром»)

К настоящему времени на объектах добычи и подземного хранения газа эксплуатируются тысячи единиц устьевыого оборудования (фонтанные арматуры – далее ФА и оборудование устьев скважин), исчерпавшего свой паспортный срок службы. С течением времени количество указанного оборудования будет возрастать. В соответствии с нормативными требованиями дальнейшая эксплуатация этого оборудования возможна только при условии проведения работ по продлению его ресурса. В целях продления срока дальнейшей безопасной эксплуатации устьевыого оборудования (далее - УО) по фактическому техническому состоянию, в соответствии с федеральными требованиями, периодически осуществляется его техническое диагностирование (далее - ТД) и экспертиза промышленной безопасности (далее - ЭПБ).

Как показывает анализ результатов заключений ЭПБ, в подавляющем большинстве УО даже после длительной эксплуатации продолжает обладать требуемыми запасами работоспособности и ресурса, позволяющими продолжать его дальнейшее надежное и эффективное использование. Кроме того, к настоящему времени в рамках ЭПБ с целью продления срока дальнейшей эксплуатации УО по фактическому техническому состоянию скважин прошло неоднократное ТД. Значительная часть этого оборудования подвергнуто процедуре ЭПБ от 2 до 4 раз. Как правило, это оборудование, для которого экспертными организациями, при прочих различных параметрах эксплуатации (рабочее давление, наличие коррозионно-активных компонентов, механических примесей и пр.), назначается одинаковый максимальный, ограниченный отраслевой документацией, срок дальнейшей эксплуатации. Проведение такого большого числа ТД с постоянным поэтапным продлением (без каких-либо ограничений) свидетельствует о несовершенстве применяемых методик по продлению ресурса и необходимости доработки существующей нормативной и отраслевой документации [13]. Современный уровень развития науки и техники в области диагностики в комплексе с применением новых разработанных методов прогнозирования, в том числе изложенных в [9, 10], позволяет установить более качественный подход к определению и прогнозированию технического состояния и остаточного ресурса УО.

Разработанные новые теоретические положения и методы прогнозирования ресурса УО предусматривают проведение комплексного подхода, и способны повлиять на увеличение или уменьшения величины «назначенного ресурса» [9], устанавливаемого экспертными организациями по результатам расчета остаточного ресурса при ЭПБ. Применение и внедрение этих положений и методов позволит внести значительный вклад в экономику нефтегазовой отрасли путем повышения эффективности эксплуатации УО не только за счет достоверного продления ресурса и предупреждения отказов, но и оптимизации затрат на проведение ЭПБ в связи с увеличением сроков службы и, как следствие, сокращения затрат на проведение диагностики в рамках проведения указанных работ. Для успешного применения и внедрения в производство инновационных методов диагностики, а также разработанных технических положений и методов прогнозирования необходима заблаговременная реализация комплекса организационно-технических мер. Это позволит усовершенствовать существующую систему прогнозирования технического состояния и ресурса УО, за счет исключения возможных ошибок и неточностей при определении текущих параметров технического состояния, прогнозировании технического состояния и ресурса.

Существующая система прогнозирования технического состояния и ресурса УО предусматривает применение специализированных отраслевых нормативно-технических документов по проведению ТД и ЭПБ. В указанных документах установлены диагностические параметры, определяющие техническое состояние, методы их технического диагностирования (методы проверки работоспособности и неразрушающего контроля) и расчета остаточного ресурса. Однако, применяемые методы прогнозирования ресурса не учитывают:

- корректность диагностики при определении отдельных параметров, определяющих техническое состояние;
- отсутствие в сопроводительной и эксплуатационной документации первичной информации об исходных значениях, контролируемых при ТД и ЭПБ параметров, которые значительным образом влияют на корректность расчета остаточного ресурса и прогнозирования технического состояния.

Так, например, в соответствии нормативной документацией [7, 8] расчет остаточного ресурса –  $T_{ост}$ , по механизму коррозионного и (или) эрозионного изнашивания выполняется с использованием зависимостей:

$$T_{ост} = m \cdot \frac{S_{\phi} - S_{омб}}{C_n} \quad (1);$$

где  $m$  – коэффициент деградации механических характеристик металла;

$S_{\phi}$  – фактическая минимальная толщина стенки детали в момент диагностирования, [мм];

$S_{омб}$  – отбраковочная толщина стенки детали, [мм];

$C_n$  – скорость коррозионного и эрозионного износа стенки детали, [мм/год].

Скорость коррозионного и эрозионного износа стенки детали определяется по следующим зависимостям:

- за весь период эксплуатации (при имеющемся одном измерении толщины):

$$C_n = \frac{S_{исп.} - S_{\phi}}{T} \quad (2);$$

где  $S_{исп.}$  – исполнительная толщина стенки детали, [мм];

$S_{\phi}$  – фактическая минимальная толщина стенки детали в момент диагностирования, [мм];

$T$  – период эксплуатации объекта, [год].

- за период эксплуатации в интервале времени между диагностированиями (при имеющихся двух значениях измеренной толщины):

$$C_n = \frac{S_{t1} - S_{t2}}{T_n} \quad (3);$$

где  $S_{t1}$  – фактическая минимальная толщина стенки детали в момент первого диагностирования, [мм];

$S_{t2}$  – фактическая минимальная толщина стенки детали в момент второго диагностирования, [мм];

$T_n$  – период времени между диагностированием, [год].

Из представленных зависимостей, очевидно, что на расчет остаточного ресурса влияют следующие варьируемые параметры, определяющие техническое состояние, критерии оценки состояния и ресурса (далее параметры состояния и ресурса):

- минимальное измеренное значение толщины стенки ( $S_{\phi}$ ,  $S_{t1}$ ,  $S_{t2}$ );

- исполнительная толщина стенки ( $S_{исп.}$ );

- отбракованная толщина стенки ( $S_{омб}$ );

- время ( $T$ ) эксплуатации диагностируемого объекта (период между диагностированием –  $T_n$ ), которые при проведении работ по ТД и ЭПБ из-за ряда причин могут определяться недостаточно, что приводит к значительной переоценке или недооценке остаточного ресурса.

В тоже время исследованиями [10] установлено, что кроме параметров состояния и ресурса характерными источниками снижения достоверности прогнозирования ресурса (далее - Источник) являются:

- недостаточные объём и достоверность документированной информации («А»);

- недостаточный состав (набор) методов диагностики («Б»);

- ограниченный или недостаточный объём контроля («В»).

Неточности в определении параметров состояния и ресурса и Источники, как в совокупности, так и по отдельности значительно и негативно влияют на

определение текущего технического состояния, корректность расчета и прогнозирования остаточного ресурса.

Такой параметр как «минимальное измеренное значение толщины стенки» в совокупности с Источниками «Б», «В» может определяться не достоверно по следующим причинам [11]:

- существует высокая вероятность непопадания ультразвуковой волны от преобразователя на локальное повреждение, где имеется изменение толщины, в том числе из-за ограниченного и/или недостаточного объёма замеров в контролируемом сечении при проведении контроля по типовым картам контроля, а также отсутствия возможности осуществления полного контроля внутренней поверхности ОУ с использованием только основных, предусмотренных нормативной документацией методов;

- значительный разброс показаний измерений толщиномером из-за криволинейности наружной поверхности и значительного диапазона отклонений на наружный диаметр боковых отводов литой запорной арматуры;

- отсутствие возможности проведения повторных замеров в абсолютно тех же контрольных точках из-за погрешности позиционирования датчика ультразвукового толщиномером в зоне контроля толщины.

Такой параметр как «время эксплуатации диагностируемого объекта» при наличии Источника «А» может определяться недостаточно в связи с тем, что зачастую элементы УО демонтируются с одних скважин и после технического обслуживания и/или ремонтных работ вновь устанавливаются, в том числе в составе УО иных скважин. Вследствие чего, в случае одновременного отсутствия:

- заводской таблички (или невозможности идентифицировать сведения, указанные на ней вследствие износа при долговременной эксплуатации) и дублированных идентификационных сведений на корпусных деталях;

- информации о замененных элементах в делах скважин (в Актах «о замене элементов») и/или в них не содержится полный перечень идентификационных сведений о заменяемом элементе,

- не представляется возможным определить заводской номер (номер партии) изделия, год выпуска, условный шифр, конструкторский шифр и достоверно и однозначно сопоставить с паспортом на изделие. Поэтому невозможно определить где, когда, на каких объектах и при каких параметрах эксплуатировался замененный элемент до установки в составе диагностируемого УО. Вследствие вышеизложенного существует риск проведения не вполне корректного расчета остаточного ресурса из-за возможного неверного определения времени эксплуатации объекта, в том числе его совокупного времени эксплуатации (Пример 4 «Совокупность периодов и параметров» – далее по тексту).

К Источнику «А» также можно отнести отсутствие в эксплуатационной документации (далее - ЭД, паспорт и/или руководство) сведений, которые могли при проведении ЭПБ положительным образом сказаться на достоверности расчета остаточного ресурса и прогнозировании технического состояния.

К таким сведениям, которые также являются исходными параметрами состояния и ресурса УО, относятся:

а) номинальные (и измеренные на заводе-изготовителе) значения условных проходов с предельными отклонениями;

б) максимальное значение увеличения внутреннего прохода (при равномерном эрозионном износе), при котором не обеспечивается условие прочности и, возможно,

не обеспечивается условие герметичности запорного узла задвижек;

в) номинальные (и измеренные на заводе-изготовителе) значения толщин боковых отводов задвижек с предельными отклонениями и минимально допустимое значение толщины;

г) критичность местных коррозионно-эрозионных повреждений, скоплений одиночных дефектов и дефектов типа питинговая коррозия, язвенная коррозия и пр.;

д) допустимое значение величины пропуска среды по затвору при испытании на газ, воду, а также в условиях эксплуатации, в том числе при давлениях ниже паспортных (нормы герметичности затвора).

Вышеуказанные сведения (а, б, в, г, д) также можно отнести и к исчерпывающему перечню критериев вывода объектов УО из эксплуатации, так как они прямо или косвенно влияют на определение вида технического состояния и прогнозирование остаточного ресурса.

Появление составляющей «недостаточный объём информации» в Источнике «А» связано с несовершенством нормативной базы в части положений, устанавливающих какие параметры состояния и ресурса должны обязательно вноситься в ЭД. Согласно нормативному документу [3] в совокупности с отдельными положениями [1, 2] виды (Паспорт - ПС, Формуляр - ФО, Руководство по эксплуатации - РЭ, Инструкция по монтажу специальные - ИС и пр.), комплектность, форму выполнения ЭД, а также состав и объём наполняемой информации устанавливает разработчик изделия. Однако, как показывает многолетняя практика анализа технической документации, в данной ЭД указан недостаточный перечень номинальных и предельных параметров состояния и ресурса (исчерпывающих сведений). По всей видимости, это происходит из-за отсутствия заинтересованности производителя УО в продлении ресурса. Отсутствие исчерпывающих сведений приводит к нарушению отдельных положений требований [1, 2] - «указания по выводу объекта из эксплуатации и критерии предельных состояний определяются изготовителем и вносятся в инструкцию (руководство) по эксплуатации».

Следует отметить, что отсутствие в ЭД (многократно зафиксированы случаи отсутствия паспортов) исходных (первоначальных) значений параметров состояния и ресурса (с учетом всех допустимых при изготовлении отклонений) и отсутствие конструкторской документации на оборудование на предприятиях, эксплуатирующих УО, значительно затрудняет корректно оценивать не только действительное техническое состояние, но и осуществлять расчет остаточного ресурса. При этом из-за:

- ограниченного срока выполнения работ по ЭПБ и, как следствие, невозможности в кратчайшие сроки формирования и запроса у завода-изготовителя КД и/или ЭД и/или информации с указанием всех необходимых сведений;

- ограниченных сроков хранения КД и ЭД на предприятии-изготовителе;

- существующей вероятности, что к моменту проведения ЭПБ завода-изготовителя не существует, отсутствует возможность получения необходимой для прогнозирования ресурса исходной информации. Поэтому необходимо понимать, что существует потребность в обеспечении не только надлежащего хранения ЭД, но и заблаговременного внесения в эту документацию всего перечня (исчерпывающих) исходных и предельных параметров состояния и ресурса.

Примеры, отображающие влияние «характерных источников, снижающих достоверность прогнозирования» и

неточностей в определении параметров состояния и ресурса на достоверность определения технического состояния и ресурса.

#### **Пример № 1.**

При отсутствии в ЭД данных об исходных (измеренных и установленных на заводе) значениях параметров технического состояния для оценки остаточного ресурса по зависимостям (1) и (2) отбраковочная и исполнительная толщины стенки устанавливаются косвенно с использованием эмпирических зависимостей, указанных в нормативной документации, и измеренных значений толщины. Полученные значения в подавляющем большинстве отличаются от расчетных и установленных заводом-изготовителем значений. Расчет остаточного ресурса с применением полученных значений не в полной мере корректен, так как ресурс может быть, как недооценен, так и переоценен.

#### **Пример № 2.**

В технологическом процессе эксплуатации на объектах подземного хранения газа задвижки могут эксплуатироваться при давлениях значительно ниже паспортных (нейтральный период перед закачкой газа в пласт), то есть не всегда создается требуемое давление прижатия шибера к седлу для обеспечения герметичности запорного узла и, как следствие, задвижки имеют незначительный пропуск среды по затвору (дресселирование). Следовательно, в момент проведения ЭПБ отсутствие данных о допустимом значении величины пропуска среды по затвору задвижек УО в условиях эксплуатации (нормы герметичности затвора) приводит к недоопределению действительного технического состояния и, как следствие, недооценке остаточного ресурса.

#### **Пример № 3.**

В случае если со стороны эксплуатирующей организации отсутствует контроль количества рабочих циклов «открытие-закрытие» задвижек ФА, то в момент проведения ЭПБ отсутствие данной информации не позволяет предположить число оставшихся циклов до наступления предельных, назначенных заводом-изготовителем, показателей. По указанной причине невозможно достоверно спрогнозировать остаточный ресурс и техническое состояние (герметичность запорного узла) в период продлеваемого срока службы, что приводит к недооценке или переоценке ресурса.

#### **Пример № 4.**

В процессе эксплуатации произведена замена элемента №1 УО №1. Вместо элемента №1 установлен однотипный (идентичный) элемент №2. Элементы №1 и №2 изготовлены одним заводом-изготовителем. Элемент №2 установлен после проведения технического обслуживания и/или ремонта. Элемент №2 до установки в составе УО №1 эксплуатировался в течение периода времени  $T_1$  [лет] в составе другого УО №2 с параметрами скорости коррозионного изнашивания  $C_2$  [мм/год]. Скорость коррозионного изнашивания УО №1 -  $C_1$  [мм/год], при этом  $C_1 \lll C_2$ .

Однако в случае некачественного уровня обеспечения прослеживаемости оборудования в процессе эксплуатации:

- ненадлежащем документировании заменяемых элементов УО;

- отсутствие Актов «о замене элементов» или не отображении в них полного комплекта идентификационных сведений заменяемых элементов ОУ;

- отсутствие сохранности маркировки на заводской табличке и отсутствие дублированных сведений на корпусных деталях, при проведении ЭПБ появляется риск

неточного определения времени эксплуатации объекта потому как невозможно:

- полноценно идентифицировать элемент оборудования и сопоставить с паспортом на изделие;
- определить где, когда, в течение какого времени и при каких условиях эксплуатировался диагностируемый объект, то есть невозможно учесть совокупность периодов ( $T_1$  и  $T_2$ ) и параметров эксплуатации ( $C_1$  и  $C_2$ ), а, следовательно, при расчете по зависимостям (1), (2), (3) существует вероятность ошибочного предположения о том, что утонение стенок элемента №2 произошло при эксплуатации в составе УО №1 за периоды времени:
  - с момента замены (установки в составе УО №1) до момента проведения ЭПБ ( $T_2$ );
  - с момента установки УО №1 на скважине до момента проведения ЭПБ, и как следствие в первом случае недооценить, а во втором переоценить ресурс.

**Пример № 5.**

При измерении внутреннего диаметра задвижки (например ЗМС-65х14-3Ф2.9.014, задвижка с внутренним диаметром 65 мм и рабочим давлением 14 МПа) во время проведения ревизии задвижек ФА через 5 лет эксплуатации фиксируется значение внутреннего прохода равного 68,6 мм. При отсутствии результатов входного контроля это значение может привести к ложному предположению о наличии увеличения (износа) внутреннего диаметра на 3,6 мм. В соответствии с указанным в паспорте критерием предельного состояния («увеличение диаметра проточной части более чем на 4% от номинального, в том числе более чем 2,5% на сторону»<sup>1</sup>(!)) и требованиями [2] дальнейшая эксплуатация этой задвижки недопустима. Однако, конструкторской документацией на вышеуказанную задвижку установлен допуск на внутренний проход, который не указан в ЭД – 65,0 + 3,6 мм. Таким образом, отсутствие в ЭД таких сведений как:

- сведения о значениях предельных отклонений при изготовлении на внутренний диаметр;
- первоначально измеренные на заводе-изготовителе значения внутреннего прохода, приводит к ошибочному расчету по зависимостям (1), (2), (3) скорости коррозионно-эрозионного изнашивания и как следствие недооценке остаточного ресурса.

Таким образом, с учетом перспективы внедрения в процесс ЭПБ новых разработанных технических положений и методов прогнозирования, а также методов ТД, направленных:

- на достоверность диагностического обследования и прогнозирования остаточного ресурса;

- исключение характерных источников снижения достоверности прогнозирования ресурса, необходимо обеспечить выполнение комплекса следующих организационно-технических мероприятий.

1. Разработка и внедрение методов и средств контроля, способных при проведении ЭПБ дать полную информацию о всех фактических значениях параметров состояния необходимых для всесторонней оценки текущего технического состояния, прогнозирования технического состояния и ресурса (например, метода ТД [11], позволяющего осуществить контроль целостности внутренней поверхности ФА, реализуемый с помощью специализированного прибора и направленный на увеличение степени полноты и точности получаемой информации о текущих параметрах состояния УО).

2. В целях систематизации единых и необходимых требований, вносимых в ЭД при поставке УО, доработать нормативную базу и «технические требования на поставку УО» в части включения положений, направленных на необходимость внесения в указанную документацию первичной информации об исходных значениях контролируемых параметров, определяющих техническое состояние, которая на последующих этапах (периодического или экспертного ТД) должна приниматься исходной (в качестве нуля отсчета) для оценки технического состояния и ресурса:

- номинальные (и измеренные) значения условных проходов с предельными отклонениями;
- максимальное (предельное) значение увеличения внутреннего прохода (при равномерном эрозионном износе), при котором не обеспечивается условие прочности и, возможно в зависимости от конструктивного исполнения, не обеспечивается условие герметичности запорного узла задвижек;
- номинальные (и измеренные) значения толщины боковых отводов задвижек с допустимыми отклонениями и минимально допустимые (предельные) значения толщин;
- критичность локальных коррозионно-эрозионных повреждений (как на внутренней, так и на внешней поверхностях элементов УО), скоплений одиночных дефектов и дефектов типа питинговая коррозия, язвенная коррозия и пр.;
- допустимое значение величины пропуска среды по затвору при испытании на газ, воду, а также в условиях эксплуатации, в том числе при давлениях ниже паспортных (25%  $P_{раб}$ , 50%  $P_{раб}$ , 75%  $P_{раб}$ , 100%  $P_{раб}$ ), а также необходимо обеспечить проведение на предприятиях изготовителях испытаний запорного узла арматуры при низких давлениях с указанием результатов испытаний в соответствующих протоколах.

3. В целях установления при ЭПБ реального времени нахождения в эксплуатационных условиях отдельных элементов УО, а также обеспечения прослеживаемости оборудования, эксплуатирующим организациям необходимо осуществлять надлежащий контроль учёта и документирования заменяемых элементов, а заводам изготовителям обеспечить наличие нестираемой на протяжении всего срока службы маркировки путем:

- дублирования или полного перенесения идентификационных сведений, указанных на заводских табличках, на корпусные детали элементов УО;
- дублирования всех идентификационных сведений, указанных на корпусных деталях элементов УО (в том числе порядковый номер, номер плавки корпусных деталей, твердость) и их место нанесения в паспорт (руководство по эксплуатации) изделия.

<sup>1</sup> *Примечание автора:*

© (!) Данный критерий отбраковки, указанный в ЭД на все типы задвижек ведущих Российских производителей НГО, вызывает сомнения, и вопрос: «чем же обусловлены такие малые значения?»

Для задвижки ЗМС-65х140: 4% от 65 мм – это 2,6 мм (на стороны по 1,3 мм - при равномерном увеличении проходного канала), 2,5% – 1,6 мм;

Для задвижки ЗМС-50х140: 4% от 50 мм – это 2 мм (на стороны по 1 мм – при равномерном увеличении проходного канала), 2,5% – 1,25 мм.

Данные предельные значения близки к допустимым отклонениям (которые не указаны в ЭД) на внутренний проход при изготовлении подавляющего большинства задвижек.

4. В целях обеспечения учета рабочих циклов «открытие-закрытие» запорной арматуры эксплуатирующим организациям обеспечить надлежащий счет и документирование циклов «открытие-закрытие» или заводам-изготовителям выполнить доработку конструкции запорной арматуры в части установки дополнительных устройств, обеспечивающих автоматизированный счет циклов (счетчиков).

Реализация вышеуказанных мероприятий за счет корректного сопоставления измеренных значений параметров, характеризующих техническое состояние и прогнозируемый ресурс, с исходными параметрами, позволит достоверно определять:

- скорость коррозионного и эрозионного износов;
  - герметичность затвора по величине допустимого пропуска среды;
  - реальное время нахождения диагностируемого объекта в эксплуатации;
  - количество оставшихся до наступления предельного состояния, циклов «открытие-закрытие»,
- и, как следствие, на более качественном уровне определять текущее техническое состояние объекта, корректно прогнозировать остаточный ресурс оборудования, а экспертным организациям осуществлять продление на сроки, гораздо длительнее, чем установленные и ограниченные отраслевой документацией.

В заключении важно отметить, что даже реализация отдельных, указанных выше рекомендуемых предложений положительным образом сказываются на эффективности и достоверности прогнозирования ресурса при проведении работ по ЭПБ отдельных образцов УО, установленных и эксплуатируемых на скважинах некоторых газодобывающих предприятий, расположенных в северных и южных регионах России.

Так, заблаговременное внесение части рекомендаций в «Технические требования на поставку УО», выполнение качественного учета рабочих циклов «открытие-закрытие», обеспечение качественной прослеживаемости, а также использование при ЭПБ не только основных, установленных НТД как обязательные, но и дополнительных методов диагностики [11, 12] в целях повышения степени полноты информации о техническом состоянии, положительным образом сказываются при определении текущего технического состояния и прогнозировании ресурса. Выполненные некоторыми газодобывающими предприятиями северных и южных регионов рекомендуемые мероприятия позволили специалистам ООО «ИНГТ» корректно произвести расчет остаточного ресурса по механизму коррозионно-эрозионного изнашивания и с учетом оставшихся циклов «открытие-закрытие» (до наступления предельного состояния) и применения дополнительных расчетов по разработанной известными учеными методике, достоверно определить текущее техническое состояние и остаточный ресурс, а также установить в заключении ЭПБ срок дальнейшей эксплуатации, превосходящий рекомендуемый срок, установленной отраслевой нормативной документацией.

Представленные рекомендуемые организационно-технические мероприятия, направленные на совершенствование существующей системы прогнозирования остаточного ресурса получили высокую оценку служб Обществ и рекомендованы к широкому применению при закупке, эксплуатации оборудования и прогнозировании его ресурса, а также при составлении «Технических требований на поставку УО» и программ работ на проведение ЭПБ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Технический Регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования». Утвержден Решением Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 № 823.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с изменениями и дополнениями от 12.01.2015 г. Утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101.
3. ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.
4. ГОСТ 13846-89 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
5. ГОСТ 28996-91 Оборудование нефтепромысловое устьевое. Термины и определения.
6. ГОСТ Р 51365-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования.
7. СТО Газпром 2-2.3-139-2007 Проведение экспертизы промышленной безопасности и технического диагностирования фонтанных арматур и оборудования устья скважин ПХГ.

#### REFERENCES

1. Technical regulations of the Customs Union TR CU 010/2011 "On safety of machines and equipment". Approved by Decision of Customs Union Commission of 18.10.2011 #823;
2. Federal norms and rules in the field of industrial safety "safety Rules in oil and gas industry" with changes and additions from 12.01.2015 Approved by order of Rostekhnadzor dated 12.03.2013 №101;
3. GOST 2.601-2013 unified system for design documentation. Operational documents.
4. GOST 13846-89 Valves wellhead and discharge. Typical schemes, basic parameters and technical design requirements.
5. GOST 28996-91 oilfield Equipment wellhead. Terms and definitions.
6. GOST R 51365-2009 Oil and gas industry. Equipment for drilling and production. Wellhead equipment wellhead and wellhead equipment. General technical requirements.
7. STO Gazprom 2-2.3-139-2007 The examination of industrial safety and technical diagnosis of the fountain fittings and equipment wellheads UGS.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

8. Р Газпром 2-3.3-732-2013 Техническое диагностирование фонтанных арматур и оборудования устья скважин.
9. Ерехинский Б.А. Методы прогнозирования работоспособности фонтанных арматур газодобывающих скважин в условиях севера: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014.
10. Барышев С.Н. Вероятностное прогнозирование ресурса нефтегазового оборудования в серовододержащих средах: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2009.
11. Егурцов С.А., Скрынник Т.В., Иванов Ю.В., Токмаков А.И., Тимошко И.С. Современный подход к технической диагностике фонтанных арматур газовых скважин // Газовая промышленность. – М.: ООО «Газойл пресс», 2016. - №01 (733). - с. 66-72.
12. Егурцов С.А., Скрынник Т.В., Иванов Ю.В., Токмаков А.И., Тимошко И.С., Блинов Д.А., Кудрин В.А., Васильев С.М., Язьков А.В., Кудымов И.П., Иванов В.М., Балябин А.Г. Инновационные технологии оценки эксплуатационной безопасности фонтанных арматур скважин. – М.: ОАО «АРКТИКГАЗ», 2016. - №4. - с. 32-35.
13. Филипов А.Г., Ерехинский Б.А., Коренькин А.Ф., Рылов Н.Е., Афонасов Г.В. Техническое диагностирование, обслуживание и ремонт фонтанной арматуры на Астраханском ГКМ // Газовая промышленность. – М.: ООО «Газойл пресс», 2016. - №02 (734). - с. 108-111.

*REFERENCES (ending)*

8. R Gazprom 2-3.3-732-2013 Technical diagnostics of fountain fittings and equipment wellheads.
9. Erekhinskij B.A. Methods to predict the performance of the fountain fittings of gas wells in the North: the dissertation of technical Sciences. – М.: LLC "Gazprom VNIIGAZ", 2014.
10. Baryshev S.N. Probabilistic forecasting of resource of oil and gas equipment in serovodoroda environments: synopsis of the dissertation for the degree of doctor of technical Sciences. – М.: LLC "VNIIGAZ", 2009.
11. Egurtsov S.A., Skrynnik T.V., Ivanov YU.V., Tokmakov A.I., Timoshko I.S. Modern approach to technical diagnostics fountain fittings gas wells // Gas industry. – М.: LLC "gasoil press", 2016. - №01 (733). - p. 66-72.
12. Egurtsov S.A., Skrynnik T.V., Ivanov Ju.V., Tokmakov A.I., Timoshko I.S., Blinov D.A., Kudrin V.A., Vasil'ev S.M., Jaz'kov A.V., Kudymov I.P., Ivanov V.M., Baljabin A.G. Innovative technologies to assess the operational safety of wellhead valves of the wells. – М.: PJSC "ARCTICGAS", 2016. - №.4. - p. 32-35.
13. Fillipov A.G., Erekhinskij B.A., Korenjakin A.F., Rylov N.E., Afonasov G.V. Technical diagnostics, service and repair of wellhead equipment at Astrakhan gas condensate field // Gas industry. – М.: LLC "Gasoil press", 2016. - №02 (734). - p. 108-111.

# Прогноз пористости песчаного пласта коллектора с помощью искусственной нейронной сети

<sup>1</sup>Бэссеи Инико Экенг – аспирант;

<sup>1</sup>Д.Г. Антониади – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

<sup>1</sup>Амеде Гудлак – магистрант;

<sup>2</sup>Антигха Ричард – канд. тех. наук, ст. преподаватель;

<sup>2</sup>Нкла Огарекпе – канд. тех. наук, ст. преподаватель

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

<sup>2</sup>Кросс Ривер Технический университет, Нигерия)

## Введение

Искусственные нейронные сети (ИНС) сопоставимы с биологическими нервными системами и содержат внутренние, скрытые и наружные слои [1, 2, 3]. Архитектура ИНС включает в себя большое количество нейронов, организованных в разных слоях, с соединением нейронов одного слоя, к нейронам другого слоя с помощью регуляционных весов. Нейронная сеть имеет три основных элемента: блок обработки, нейрон, сетевая структура и алгоритм обучения. Нейрон является элементарным элементом нейронной сети, и, как правило, есть нелинейный блок с несколькими входами и одним выходом. Структура сети относится к соединению между нейронами. Как и в природе, сетевая функция определяется во многом связями между элементами. Нейронную сеть обучают выполнять определенную функцию путем корректировки значений соединений (весов) между элементами [1, 7]. Нейронные сети скорректированы или обучены так, чтобы конкретный ввод привел к специфическому целевому выходу. Такой процесс называется алгоритмом обучения, где настраивается сеть, на основе сравнения выходного сигнала и цели, пока выход сети не соответствует цели. Как правило, многие такие входы/целевые пары необходимы для обучения сети.

Проблемы, связанные с характеристикой пласт-коллектора трудны из-за естественной неоднородности, неопределенности и нелинейности в этих параметрах пласт-коллектора. Следовательно, это, как правило, очень трудно определить, в явном виде, пространственные отношения между переменными коллекторскими свойствами. Методы на основе компьютерного интеллекта (например, нейронные сети, нечеткая логика, генетический алгоритм и т.д.) может легко и очень точно обрабатывать этот тип сложной задачи [4, 6].

Поэтому, в этом контексте, ИНС может быть применен для эффективной оценки содействие и влияния коллекторских свойств на характеристику пласт-коллекторов. По процессу обучения известных данных, сходящаяся и стабильная сетевая структура взаимосвязи между свойствами и различными влияющими факторами построена. Установленная сетевая модель может быть

применена для прогнозирования коллекторских свойств неизвестной области [9, 10]. Месторождение «Seme» последовательно структурировано в геологическую формацию как показано на рисунке 1.

Эта последовательность порядков расположена на континентальном крае с открытой площадью на суше, но с существенно более толстой последовательностью осадков, присутствующих на шельфе.

Геологическая формация «Ise» в принципе из континентального происхождения с речной до озерной среды. Потенциальные типы пласт-коллекторов могут быть расположены в конусах выноса, озерных дельтах или синклинальных рифтовых обломочных клиньях.

Абеокута является песчаной геологической формацией, которая быстро прерывается выше формацией «Ise». Потенциальные типы коллекторов расположены в трансгрессивном песчанике. Геологическая формация «Agwu» является самой верхней осадочной преемственности относительной подобности, без каких-либо серьезных эрозионной поверхности.

PERIOD	FORMATION
CRETACEOUS/ CENOZOIC	AGWU
	ABEOKUTA
CEENOZOIC PRE ALBAN	ISE

Рис.1. Последовательность преемственности углеводородного бассейна «Seme».

### Методология материального песка

Факторами прямого влияния на распределение пористости пласт-коллектора геологической формации являются глубина залегания и структурное расположение, осадочная среда, изменения литологии, диагенетические степень и т.д. Глубина залегания определяет процесс сжатия пласт-коллектора, с наибольшим влиянием на физические коллекторские свойства. Значения пористости, как известно в обломочных пропластах породы, постепенно уменьшается, а глубина залегания в целом увеличивается, но, в разных расположениях плоскостей, степень уменьшения отличается.

Влияние литологии на коллекторские физические свойства также очень велико. И от глинистых алевролитов до конгломерата, как изменение размера обломочного зерна и содержания сланца, значение пористости имеет свое соответствующее правило изменения.

На основе литологии и текстуры песчаник геологической формации Абеокуты является зрелым или подзрелыми. Есть три основных подразделения песчаника в этой геологической формации и диапазоны литологии от грубого песчаника и конгломератов до тонких слоев ила песков или сланцев.

Толщина пласт-коллектора также имеет влияние на его физические свойства. Физические свойства слишком тонких песчаных пластов показывают потенциальное ухудшение, потому что он находится под влиянием верхнего и нижнего глинистого пластов, в то время как физические свойства показывает относительно лучшее качество пласт-коллектора.

Влияние среды осадконакопления на коллекторские физические свойства имеет качественное объяснение [5, 8]. В связи с тем, что осадочные последовательности образуются в различных осадочных средах, соотношение между песчаником и пласт-коллектором также различается. Таким образом, пласт-коллектор с высоким отношением между песчаником пласт-коллектором предвещает хорошее качество. Можно видеть, что осадочные фации могут быть отражены с величиной соотношения между песчаником и пласт-коллектором, а затем влияние осадочной среды на коллекторские физические свойства может быть определено.

### Методология

Стандартный рабочий процесс метода обратного распространения был принят в данном исследовании и состоит из следующих этапов:

#### 1. Подготовка данных обучения.

Были собраны на основании каротажа и керна данные по истории залегания, литологии, соотношения между песчаником и пласт-коллектором, толщиной пласта. Значения пористости были рассчитаны на основе данных каротажа. Эти данные были установлены в качестве входных/выходных пар, чтобы представить образец для подхода ИНС.

2. Функция возбуждения и режим соединения были выбраны для настройки параметров процесса обучения.

3. 4 нейронов во входном слое литология, толщина, глубина залегания, соотношение между песчаником и пласт-коллектором, 7 нейронов в среднем слое и один нейрон в целевом слое (рисунок 2)

4. Скорость обучения и другие параметры настраиваются в процессе обучения несколько раз, пока не будет получена минимальная общая ошибка.

5. В учебной фазе сети параметры оптимальные и процесс построения кривой инициируется.

Наиболее широко используемый алгоритм обучения нейронной сети является алгоритмом обучения обратного распространения (Lim, 2003), который применен в данном исследовании. Процесс обучения включает в себя подачу обучающих выборок в качестве входных векторов через нейронную сеть, вычисляя погрешность выходного слоя и динамически регулирование весов сети, чтобы минимизировать ошибку. Затем определяется сходимость процесса обучения сети путем анализа отклонения и коэффициента корреляции. Сеть была обучена под надзорным образом, чтобы узнать соответствие между входным слоем и целевыми значениями пористости. С помощью алгоритма обратного распространения, разница между фактическими значениями пористости (цели) и требуемыми значениями пористости использовалась для модификации весов нейронной сети. 280 выборок данных были использованы итеративно в случайном порядке до тех пор, пока стабильная и сходящаяся сеть к общему среднеквадратическому отклонению не была достигнута (рисунок 3).

### Установить прогнозирование нейронной сети

(1) данные о четырех входных параметрах, а именно, глубина залегания, литология, толщины и отношение между песчаником и пласт-коллектором были соответственно получены из данных каротажа, а значение пористости является эффективным значением, вычисляемым на основе нейронно-плотностного и акустического каротажа.

(2) Число нейронов в каждом слое были определены, таким образом: четыре входных нейронов, семь нейронов для каждого входа в скрытом слое и один нейрон в выходном слое, который является значением пористости. Функция возбуждения и режим подключения были выбраны, чтобы настроить параметры процесса обучения, а именно скорость обучения, коэффициент импульса и срок обучения.

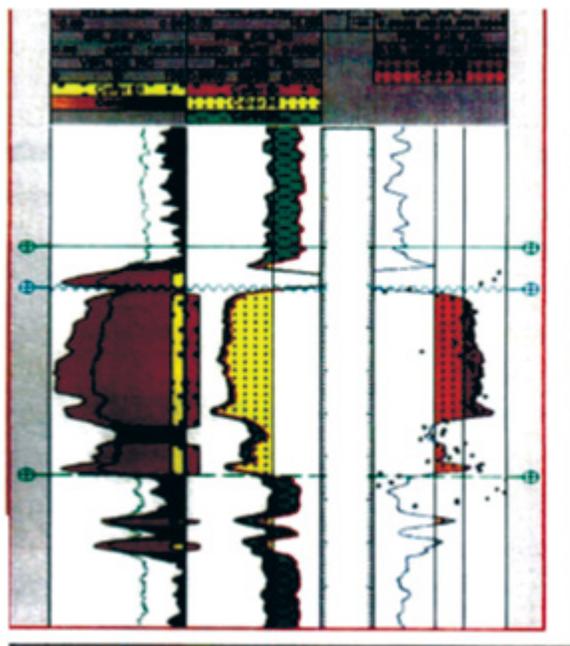


Рис. 2 Литологические блоки (песчаник и сланец, полученные из данных каротажа).



Рис. 3. Буровые шламы из исследуемого пласт-коллектора показывает блоки, определившиеся как кварцевым *Wacke* с широким полем песко-сланцевых прослоек.

Сеть была обучена в поднадзорной форме, чтобы узнать соответствие между входными параметрами и целевыми значениями пористости в выходном слое. Структура нейронной сети показана на рис. 4. Выбранная Функция возбуждения:

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$$

Скорость обучения и другие параметры настраиваются динамически в процессе обучения, с тем, чтобы гарантировать, что результаты обучения могут достичь максимальной точности подгонки. 322 выборки данных были использованы в случайном порядке в обучении, пока результаты не сошлись до значения стабильной среднеквадратического отклонения (СКО).

**Анализ достоверности**

Автопрограммирование и программное обеспечение общей нейронной сети QNET применяется для стандартизации данных обучения и автоматического управления скоростью обучения, чтобы избежать чрезмерной подготовки.

Данные, используемые для проверки нейронной сети, состояли из 150 случайно выбранных данных. Рабочие характеристики сети потом были проверены. Наряду с этим новым набором данных и результат согласуется с прогнозируемыми данными.

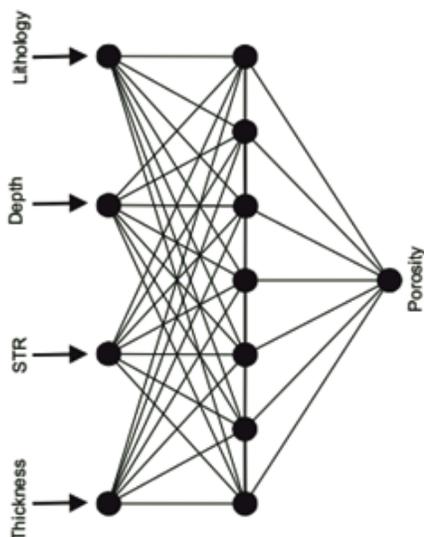


Рис. 4. Архитектура искусственной нейронной сети для исследования.

Результаты обучения сети могут быть достигнуты с помощью отображения параметров, таких как корреляция степени, сумма квадратов стандартного отклонения и точность в пределах допустимой погрешности, связанные с ними различные сканированные карты получены одновременно.

**Результат и заключение**

Есть четыре входа и один выход, но число скрытых нейронов были увеличены до тех пор, пока размер равнялся количеству имеющихся данных. Нейронная сеть была успешно реализована для прогнозирования пористости пласт-коллектора S10 нефтяного месторождения «Seme» из данных скважины. Значения пористости, образующиеся в учебной фазе, соответствовали значениям каротажных данных при коэффициенте 0,96. Эффективность созданной сети была испытана наряду со случайным набором данных, и результат был подтвержден. Это также сильно соответствовало с данными каротажных при коэффициенте 0,93 (таблица 1).

**Прогнозирование результатов**

После обучения, созданная нейронная сеть применяется для прогнозирования пористости пласт-коллектор S10 в месторождении «Seme» и результаты прогнозирования отображены, как показано на рисунке 5.

Структурная карта пласт-коллектора в целом изображает относительно высокое утолщение с севера на юг с некоторыми местными отклонениями между ними, что соответствует с фактическим данным. Это говорит о высокой степени надежности такого подхода к прогнозированию коллекторских свойств.

Таблица 1. Параметры для создания ИНС.

Тест	Количество образцов	Коэффициент соответствия	Средняя абсолютная ошибка в процентах	Средне-квадратическое отклонение (СКО)
Обучение	322	0,96	4,02	0,66
Потверждение	150	0,94	4,98	0,71

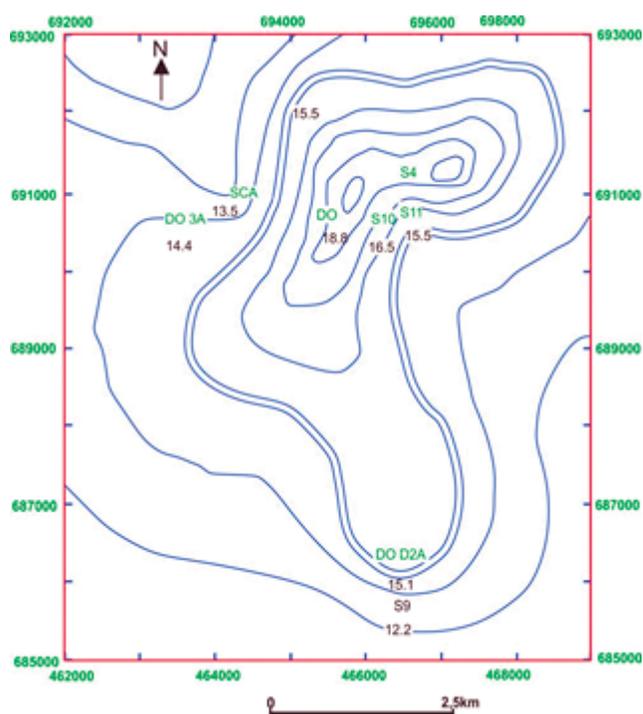


Рис. 5. Результаты прогнозирования пористости пласт-коллектора S10 в нефтяном месторождении «Sete».

#### REFERENCES

1. Bei Feng Li Jianli, Zhong Yihua, Liu Daojie, et al. (2008) Prediction Approach to Dynamic Index of field development using wavelet Neural Network. *Natural Gas Exploration and Development*, 31(3): 62-66.
2. Dai Libo, Pan Renfang, Mo Li, etc. Application of Artificial Neural Network in Petroleum Prospecting. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 2009, 3: 18-19.
3. Haykin S.S., 1999, *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*, 2nd edition: Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey, 842 p.
4. Lin Heping, Zhang Bingzheng, Qiao Xingjuan. (2012) Regression Analysis Artificial Neural Network. *Journal of Jilin University (Information Science Edition)*, 28(2): 147-152.
5. Mahbub H., Aamir S., Abdulazeez A., Gabor K., Porosity Prediction of Unayzah Reservoir in Haradh Field Using Neural Networks.
6. Nikraves M., Aminzadeh F., Zadeh L.A. (2003) *Soft Computing and Intelligent Data Analysis in Oil Exploration: Developments in Petroleum Sciences*, Volume 51, Elsevier, 724 p.
7. Verma A.K., Cheadle V., Routray B.A., Mohanty A., Mansinha W.K. (2014) Porosity and Permeability Estimation using Neural Network Approach from Well Log Data. *Search and Discovery Article #41276*
8. Wang Li, Sun Qianqian, et al. (2012) The BP Artificial Neural Network Application in Productivity Prediction of the Tahe Oilfield. *China Petroleum and Chemical Industry*, 10: 50-53.
9. Wang Pengyan and Qin Wei, (2013), Application of Neural Network to Reservoir Porosity Prediction. *2nd International Conference on Geological and Environmental Sciences, IPCBEE vol.52, IACSIT Press, Singapore*
10. Yan Liyan, Jiang Zaixing, Liu Yuanyuan, etc. (2012) Sand body Prediction of Multi-attribute Neural Network in the Dong3 member of Jialing area. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 4: 36-38.
11. Yin Jiangning, Xiao Keyan, Li Nan, etc. (2010) Application of BP Neural Network in the Classification of Geo-chemical survey data. *Geological Bulletin of China*, 29(10):1564-1571.
12. Zhou Jingjing, He Yong, Zhu Kejun. (2008) Oilfield Production Prediction Research based on the BP Neural Network of the Principal Components. *Statistics and Decision*, 13: 35-37.

УДК 66.071.7

# Увеличение эффективности разделения компонентов природного и попутного нефтяного газа с использованием газодинамических процессов

<sup>2</sup>Р.Ф. Мияссаров – аспирант;

<sup>2</sup>А.А. Ишмурзин – доктор техн. наук, профессор;

<sup>1</sup>Р.А. Махмутов – канд. техн. наук, инженер

(ООО «Газпром добыча Ямбург»;

<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Россия располагает огромными запасами природных газов и газоконденсата. Уникальные газовые месторождения Северо-Западной Сибири истощаются, приходится бурить глубже, а чем глубже бурение, тем больше тяжелых компонентов в ПГ. А это значит, что его обязательно нужно перерабатывать. В России перерабатывается всего 7,5% добываемого природного газа, а в США – в 2005 году переработано около 90% природного газа [4].

При анализе технологии промышленной подготовки природного газа газоконденсатных месторождений было выявлено, что применение процесса низкотемпературной сепарации (НТС) на температурном уровне до  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  влечет за собой низкую степень извлечения фракций: этана – около 5-8%, пропан-бутанов – 13-25%, компонентов  $\text{C}_5+\text{в}$  – до 95 мас.% от их потенциального содержания в пластовом газе. В связи с этим представляет интерес технологии обработки газа на температурном уровне до  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , которые сейчас реализуются исключительно в заводских условиях. Проведенные исследования показали, что при достижении таких температур практически полностью извлекаются углеводороды  $\text{C}_5+\text{в}$  и примерно 50-60% пропан-бутановой фракции. Кроме того, при необходимости, может быть извлечено и до 50% этана. Поэтому особый интерес представляет современная технология сверхзвуковой сепарации, которая обеспечивает углубленное извлечение целевых компонентов, за счет более низких температур.

## Принципиальная схема охлаждения газа с использованием газодинамического сепаратора

Сырой газ поступает в сепаратор С-1, где за счет отбойной пластины и действия гравитационных сил из газа отделяется жидкая фаза. Далее все компоненты, находящиеся в газообразном состоянии, поступают в теплообменник Т-1, где охлаждаются до отрицательной температуры. Далее газ подается на вход газодинамического сепаратора (рисунок 1), в котором происходит завихрение потока газа в устройстве 1,

обеспечивающим центробежное ускорение в потоке во время прохождения им сопла не менее  $10000\text{ м/с}^2$ .

Параметры газового потока, подаваемого на вход, должны обеспечивать требуемые значения ускорения, и рассчитываются исходя из законов газодинамики и геометрии сопла. Далее газовая смесь проходит в сопло 3 и в результате адиабатического расширения охлаждается, на некотором расстоянии от критического сечения сопла начинается процесс конденсации газового компонента с наиболее высокой температурой перехода в жидкую фазу. Под действием центробежных сил образовавшиеся капли прижимаются к стенкам сопла. Когда капли жидкой фазы под действием центробежных сил достигают в расчетных местах стенок сопла, то по ним начнется пленочное течение жидкости, которая будет падать в кольцевую щель образованную вихревой трубой 4

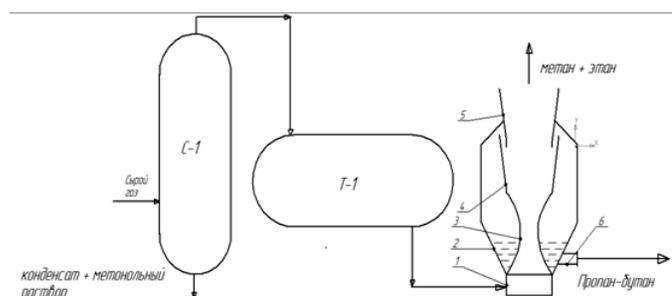


Рис. 1. Схема разделения газов:

- 1 – завихритель;
- 2 – корпус;
- 3 – сверхзвуковое сопло Лавалья;
- 4 – вихревая труба;
- 5 – диффузор;
- 6 – вывод пропан-бутана.



Рис. 2. Зависимость степени дегазации пропан-бутанов от температуры НТС.

и диффузором 5, и эвакуироваться в приемник. Выбор места для отбора жидкой фазы каждого из компонентов на основании указанных соотношений повышает эффективность способа. При этом возможно исключить попадание газовой фазы в приемник с жидкой фазой, если на основании расчетов выполнить ширину щели равной толщине пленки жидкой фазы в данном месте [8].

Основные отличия данной схемы от схем, использующих клапан Джоуля-Томсона или турбодетандер, состоит в том, что в сверхзвуковом сепараторе происходит охлаждение потока и его дальнейшее разделение на газовую и жидкую составляющие. Технологические же схемы с использованием клапана Джоуля-Томсона предполагают после охлаждения газа его разделение в низкотемпературном сепараторе на двухфазный поток. Другим важным преимуществом технологии ГДС, по сравнению с традиционными технологиями, базирующимися, например, на охлаждении газа при его расширении в дроссельном клапане, является возможность обеспечения более низких температур газа в сверхзвуковом потоке при одном и том же перепаде давлений на входе из устройств.

Проведенные газодинамические расчеты снижения температуры по длине сопла, выполненные по известным формулам [11], показали, что при длине сопла  $L = 606$  мм (диаметр входного сечения  $d_1 = 150$  мм, критическое сечение  $d_{кр} = 35$  мм, выходном диаметре  $d_2 = 118$  мм и числе Маха  $M = 1,8$ ) возможно охладить природный газ до  $-50$  °C (при перепаде давления  $p_2 / p_1 = 2,7$  с учетом коэффициента восстановления давления в сверхзвуковом диффузоре). Исходя из расчетов была определена зависимость степени дегазации пропан-бутановой фракции от температуры НТС (рисунок 2).

Судя по графику на рисунке 2 при температурном режиме обработки природного газа на уровне  $-50$  °C, будет отделяться до 52% пропан-бутановой фракции. При конденсатном факторе 40-320 г/м<sup>3</sup>, т.е. практически на любой стадии разработки газового месторождения. На сегодняшний день уровень температуры при сепарации газа составляет  $-30$  °C, т.е. отделяется порядка 15-17% пропан-бутановой фракции.

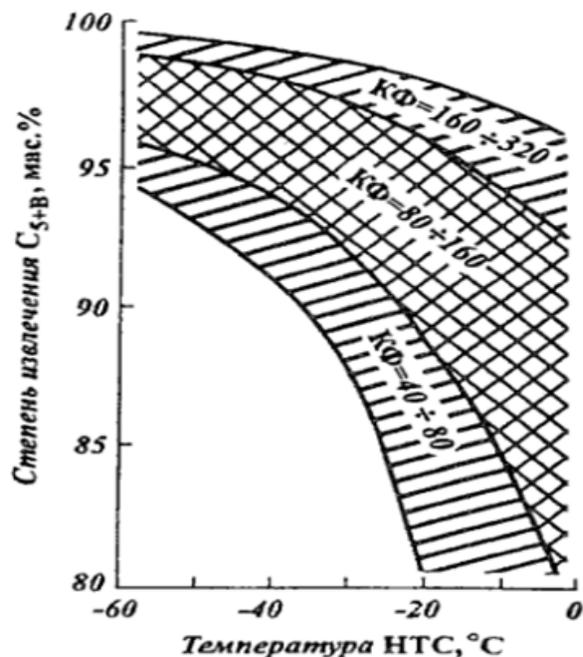


Рис. 3. Зависимость степени извлечения газового конденсата от температуры НТС

На рисунке 3 представлена зависимость степени извлечения конденсата [5]. Из графика следует что при температуре  $-50$  °C, на начальной стадии разработки месторождения при  $KФ = 160-320$  г/м<sup>3</sup>, можно добиться максимального извлечения конденсата при условии эффективной сепарационной части сепаратора.

Газодинамический расчет был произведен для природного газа применительно к газоконденсатному месторождению, с учетом показателя адиабаты. Так как состав природного газа неоднороден, поэтому при расчетах необходимо уточнить значение показателя адиабаты природного газа. Если показатель адиабаты рассчитать только по удельным теплоемкостям газовой смеси, то получим значение показателя адиабаты для газа. Таким образом, наличие жидкой фазы в газоконденсатной смеси приводит к уменьшению значения показателя адиабаты по сравнению с однофазной газовой смесью. В данном случае это уменьшение составляет 1,03% (в среднем).

#### Заключение

Проведенные расчеты показывают высокую эффективность от применения газодинамического сепаратора. Данная технология может быть эффективно использована для решения задач, связанных с подготовкой газа к магистральному транспорту при условии углубленного извлечения углеводородного конденсата и минимизации инвестиционных затрат, а также повышения энергоэффективности установки подготовки газа в целом.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев О.П., Минигулов Р.М., Корытников Р.В., Багиров Л.А., Имаев С.З. Технологические схемы УКПГ на основе 3S-технологии для северных нефте-газоконденсатных месторождений. // Наука и техника в газовой промышленности. – М.: ОАО «Газпром», 2009. – № 2. – с. 4–10.
2. Берлин М.А., Аношина К.В. Не попутчик неудобный, а равноправный «пассажир». // Сфера. Нефть и газ. – С-Пт: редакция «Сферанефтегаз», 2013. – № 4. – с. 106-110.
3. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981. – 472 с.
4. Берлин М.А. «Неудобный попутчик». // Сфера. Нефть и газ. – С-Пт: редакция «Сферанефтегаз», 2013. – № 1. – 90-92 с.
5. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России.- М.: ОАО «Издательство Недра», 1999. – 473 с.
6. Девисилов В.А., Жидков Д.А. Газодинамическая очистка попутного нефтяного газа – путь к улучшению экологии планеты. // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – Самара: Самарский научный центр РАН, 2014. – № 1. – 1721-1727 с.
7. Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Первичная переработка углеводородных газов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2004. – 246 с.
8. Дейч М.Е. Техническая газодинамика. – М.: Гозэнергоиздат, 1961. – 675 с.
9. Халатов А.А. Теория и практика закрученных потоков. – Киев: Наукова думка, 1989. – с. 192.
10. Кириллин В.А., Шейделлин А.Е. Техническая термодинамика. – М.: МЭИ, 2008. – 496 с.

## REFERENCES

1. Andreev O.P., Minigulov R.M., Korytnikov R.V., Bagirov L.A., Imaev S.Z. Technological scheme of gas treatment plants based on 3S-technology for the Northern oil and gas fields // Science and equipment in gas industry. – M.: JSC "Gazprom", 2009. – № 2. – pp. 4–10
2. Berlin M.A., Anoshina K.V. Not companion uncomfortable, but equal "passenger" // Sphere. The oil and gas. – Sankt-Peterburg: Sferaneftegaz, 2013. – № 4. – pp. 106-110.
3. Berlin M.A., Gorechenkov V.G., Volkov N.P. Processing of oil and natural gas. – M.: Chemistry, 1981. – pp. 472.
4. Berlin M.A. "Inconvenient companion" // Sphere. The oil and gas. – Sankt-Peterburg: Sferaneftegaz, 2013. – № 1. – pp. 90-92.
5. Grichenko A.I., Istomin V.A., Kul'kov A.N., Sulejmanov R.S. Collection and field preparation of gas on the Northern oil fields of Russia.- M.: JSC "Publishing house Nedra", 1999. – pp.473.
6. Devisilov V.A., Zhidkov D.A. Gasdynamic refining of Associated petroleum gas – way to saving the planet // «News of the Samara Scientific Center of Russian Academy of Science». – Samara: Samarskij nauchnyj centr RAN, 2014. – № 1. – pp. 1721-1727.
7. Lapidus A.L., Golubeva I.A., Jafarov F.G. Primary processing of hydrocarbon gases, M.: Gubkin Russian state University of oil and gas named I, 2004.- pp.246.
8. Deitch M.E. Technical gas dynamics. – M.: Gosenergoizdat, 1961. – p. 675.
9. Khalatov A.A. Theory and practice of swirling flows. Kiev: Naukova Dumka, 1989. – pp. 192.
10. Kirillin V.A., Seidelin A.E. Tengineering thermodynamics. – M.: MEI, 2008. – p. 496.

## Аннотации статей

УДК 544.723.237

### ПРИРОДА ЭФФЕКТА РЕБИНДЕРА И ЕГО МЕСТО ПРИ РАЗРУШЕНИИ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МИНЕРАЛОВ И ГОРНЫХ ПОРОД(С. 5)

Виктор Дмитриевич Евсеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30  
E-mail: evseevvd@mail.ru

Природа эффекта Ребиндера при разрушении диэлектрических минералов связана с релаксацией свободных электрических зарядов, возникающих на ювенильных по-

верхностях при росте трещины нормального отрыва. Заряды ответственны за возникновение временной зависимости прочности, которая при разрушении минералов в различных внешних условиях (вакууме, жидкостях) определяется не только временем действия механической нагрузки на минерал, но и величиной времени релаксации электрических зарядов в нём. Эффект Ребиндера – снижение прочности минерала в результате ускорения релаксации зарядов через электропроводящую жидкость,

проникающую в полость растущей трещины нормального отрыва. Эффект определяет величину прочности при двухосном растяжении образцов диэлектрических минералов. При объемном напряженном состоянии сжатия, возникающем в горной породе под торцом вдавливаемого индентора, разрушение обеспечивает сдвиговая трещина. В этом случае эффект Ребиндера облегчает возникновение сдвигового разрушения, снижая энергозатраты на измельчение компонент горной породы. Для снижения сдвиговой

прочности, твердости горной породы от жидкости дополнительно требуется обеспечение снижения внешнего трения в возникающем порошкообразном материале и снижении сжимаемости жидкости.

**Ключевые слова:** минералы-диэлектрики; горные породы; электрический заряд; жидкость; время релаксации электрических зарядов; прочность при растяжении; разрушение при вдавливании индентора; измельчение; дилатансия; коэффициент внешнего трения; уменьшение твердости горных пород.

УДК 622.24.051.62

**ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ДИАПАЗОНА УГЛА УСТАНОВКИ РЕЗЦОВ ДОЛОТ PDC ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ ПО ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНЫЙ ДРАКОН И ДОЙМОЙ» (СРВ) (С. 12)**

<sup>1</sup>Юрий Александрович Арсентьев

<sup>1</sup>Николай Владимирович Соловьев

<sup>1</sup>Нгуен Тиен Хунг

<sup>2</sup>Нгуен Тхе Винь

<sup>1</sup>МГРИ-РГГРУ

117997 Москва ул. Миклухо-Маклая д.23

E-mail: rggru1@gmail.com

Тел. 8 (966) 095-04-84

<sup>2</sup>Ханойский горно-геологический университет

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

E-mail: vinhumg@gmail.com

Тел. +84 (916) 19-06-86

Выполнен анализ схемы долота с отрицательным углом установки резцов PDC с позиции интенсивности изнашивания торцевой поверхности резцов. В качестве метода исследований принят метод кинестатики, позволяющий оценить главные факторы, определяющие эффективность разрушения горной породы в процессе её взаимодействия с резцом PDC. Выработаны рекомендации по совершенствованию конструктивных параметров долот PDC в зависимости от свойств горных пород. **Ключевые слова:** бурение; долото PDC; перемежающиеся по твердости горные породы; осложнения при бурении; эффективность процесса бурения; угол резания; резцы PDC; силовые параметры; режим бурения; интенсивность изнашивания.

УДК 622.143

**АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЗУБКОВ ШАРОШЕЧ-**

**НОГО ДОЛОТА С ЗАБОЕМ СКВАЖИНЫ (С. 16)**

<sup>1</sup>Игорь Дмитриевич Бронников

<sup>2</sup>Жавохир Буриевич Тошов

<sup>1</sup>Хожиакбар Нурмаатович Нахангов

<sup>1</sup>МГРИ-РГГРУ

117997 Москва ул. Миклухо-Маклая д. 23

E-mail: hoji79@mail.ru

<sup>2</sup>Ташкентский государственный технический университет

100095, Узбекистан, г. Ташкент, ул. Университетская, дом 2

E-mail: joha-79@yandex.ru

В работе рассматривается напряженное и деформированное состояния горных пород на забое скважины, представлена математическая модель вдавливания зубка на забой скважины, зависимости относительного усилия разрушения горных пород при вдавливании зубка при различных расстояниях от стенки скважины.

**Ключевые слова:** горная порода; бурение; математическая модель; забой скважины; деформация.

УДК 622.243.2

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАБУРИВАНИЯ НОВОГО НАПРАВЛЕНИЯ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ С ОПОРОЙ НА ИСКУССТВЕННЫЙ ЗАБОЙ (С. 19)**

<sup>1</sup>Павел Федорович Еловых

<sup>2</sup>Вячеслав Васильевич Нескоромных

<sup>2</sup>Павел Геннадьевич Петенёв

<sup>1</sup>ООО «Газпром геологоразведка»

625000, г. Тюмень, ул. Герцена, д. 70

E-mail: pavlo.rt@mail.ru

<sup>2</sup>Сибирский Федеральный Университет

660025, г. Красноярск, проспект имени газеты «Красноярский рабочий», 95

E-mail: sovair@bk.ru

Рассмотрена технология забуривания нового направления из необсаженного ствола скважины с искусственного забоя. Приведен опыт забуривания нового направления при строительстве скважин №51 Собинская и №1 Троицкая. Проведен анализ затрат времени на проведении операции по забуриванию нового направления. Приведены технические решения, позволяющие снизить затраты времени на производство операции по забуриванию нового направления из необсаженного ствола скважины с искусственного забоя, а также повысить надежность проведения операции по забуриванию. **Ключевые слова:** направленное бурение; фрезерующая способность долота; забуривание нового ствола;

искривление скважины; наработка уступа; фрезерование стенки скважины; искусственный забой; цементный мост.

УДК 622.24

**ПОГРЕШНОСТИ КОМПЕНСАЦИИ АВТОКОЛЕБАНИЙ МОЩНОСТИ ДВИГАТЕЛЯ ПРИВОДА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (С. 24)**

<sup>1</sup>Борис Алексеевич Перминов

<sup>2</sup>Виктор Борисович Перминов

<sup>1</sup>Зафар Хангусейн оглы Ягубов

<sup>1</sup>Павел Георгиевич Филиппов

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет

169300, Ухта, ул. Первомайская, 13

E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru

<sup>2</sup>ООО «Газпром трансгаз Ухта»

169300, г. Ухта, Республика Коми, пр-т. Ленина д.39/2

E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

Авторы рассматривают возможность применения вариационных структур для выделения, измерения гармонической составляющей сигнала мощности с датчика двигателя привода бурильной колонны. При этом оценивается возможность использования как одноконтурных, так и двухконтурных вариационных структур. Показано, что одноконтурные вариационные структуры, работающие в режиме квазирезонанса, свободны от основной фазной погрешности, которой характеризуется противофазный метод компенсации автоколебаний мощности, но в связи с большой крутизной фазочастотных характеристик и малым частотным диапазоном квазирезонанса, применение одноконтурных систем затруднено. **Ключевые слова:** фазная погрешность; квазирезонанс; частотные характеристики; передаточная функция; гармонические составляющие; вариационная структура.

УДК 622.24.063

**ПРИМЕНЕНИЕ СОЛЕНАСЫЩЕННОГО ПОЛИКАТИОННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА АСТРАХАНСКОМ ГКМ (С. 31)**

<sup>1</sup>Азамат Миталимович Гайдаров

<sup>1</sup>МГРИ-РГГРУ

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

E-mail: A\_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru

Строительство скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении производится с применением поликатионных буровых растворов Катбурр. В статье

представлены результаты испытания соленасыщенного поликатионного бурового раствора при строительстве скважин № 939 и № 1082. Промысловые испытания выявили стабильность структурно-реологических и фильтрационных показателей такого раствора в течение всего цикла строительства скважины, включая и в условиях рапопроявлений, высокую термостойкость, а также совместимость с цементными растворами. **Ключевые слова:** бурение; поликатионный, буровой раствор; глина; солевой разрез.

УДК 622.244.49

### ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИНГИБИРУЮЩИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД (с. 35)

**Инна Владимировна Чудинова**  
**Николай Иванович Николаев**

**Александр Викторович Розенцвиг**  
Санкт-Петербургский горный университет  
199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2  
E-mail: chudinova\_iv@spmi.ru, nikinik@mail.ru

В статье рассмотрены вопросы применения ингибирующих реагентов буровых растворов для повышения устойчивости ствола скважины при бурении в глинистых породах. Проанализированы факторы, влияющие на устойчивость ствола, в частности, тип бурового раствора, гидростатическое и поровое давление, геомеханические свойства глинистых пород, а также характер взаимодействия между дисперсионной средой бурового раствора и глинистой породой. Приведены результаты лабораторных исследований по оценке устойчивости образцов глинистых пород при обработке их водными растворами реагентов. Также в работе сделана попытка раскрытия механизма повышения устойчивости пластичных и непластичных глинистых пород при их ингибировании реагентами полифункционального действия. **Ключевые слова:** глинистые породы; анизотропия; устойчивость ствола скважины; буровой раствор; полимерные реагенты; ингибитор.

УДК 622.276

### ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (с. 41)

**Иван Александрович Стручков**  
**Михаил Константинович Рогачев**

Санкт-Петербургский горный университет  
199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2  
E-mail: StruchkovIA@gmail.com

Проведены исследования на современном высокотехнологичном лабораторном оборудовании с использованием существующих и вновь разработанных методик испытания высокопарафинистой нефти. Выполнены лабораторные экспериментальные исследования фазовых переходов в нефтяной дисперсной системе, в ходе которых установлена зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления как при фиксированных, так и вариативных параметрах эксперимента.

В рамках решения поставленной задачи авторами было разработано неионогенное поверхностно-активное вещество, представляющее собой продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов, и определено влияние данного реагента на механизм формирования твердых органических частиц в нефти и скорость коррозионных процессов стали, позволяющие обосновать и разработать технологию ингибирования процесса образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтяных скважинах. Акцентировано внимание на осложнениях, сопутствующих образованию асфальтосмолопарафиновых отложений, при эксплуатации месторождений высокопарафинистой нефти Самарской области, представлены критерии предлагаемой технологии применительно к исследуемому объекту, охватывающие требования и рекомендации к технологическому процессу, включая необходимый комплекс технических средств, проводимых мероприятий и ее сопровождение. **Ключевые слова:** органические отложения; пластовая нефть; технологический режим; нефтяной парафин; температура насыщения нефти парафином; давление; температура.

УДК 622.276.64

### ПОДБОР ХИМИЧЕСКОЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ВЫТЭСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ОБВОДНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (с. 48)

**Королев Максим Игоревич**  
**Рогачев Михаил Константинович**  
Санкт-Петербургский горный университет

ситет

199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2  
E-mail: korolevvhik@yandex.ru

Рассмотрены причины, вызывающие затруднение выработки запасов на месторождениях Урало-Поволжья, находящихся на поздней стадии разработки. В статье приведены результаты лабораторных исследований различных типов поверхностно-активных веществ, применяемых с целью довытеснения нефти из терригенных коллекторов. Проведен анализ технологий применения растворов поверхностно-активных веществ на основе фильтрационных экспериментов. **Ключевые слова:** поверхностно-активное вещество (ПАВ); терригенный коллектор; довытеснение; минерализованная вода; комплексный ПАВ; совместимость.

УДК 622.245.73

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И РЕСУРСА УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН (с. 54)

**<sup>1</sup>Сергей Алексеевич Егурцов**

**<sup>1</sup>Юрий Владимирович Иванов**

**<sup>2</sup>Борис Александрович Ерехинский**

**<sup>1</sup>Игорь Сергеевич Тимошко**

<sup>1</sup>ООО «Инновационные нефтегазовые технологии»

115250, Москва, 1-й Нагатинский проезд, д. 10

E-mail: y.kulikova@iogt.ru

<sup>2</sup>ПАО «Газпром»

117997, ГСП-7, Москва, ул. Наметкина, д. 16

E-mail: gazprom@gazprom.ru

Отмечено несовершенство методов и методов прогнозирования остаточного ресурса устьевого оборудования (УО). Приведены примеры влияния неточного определения параметров состояния УО на корректный расчет и прогнозирование его ресурса. Показана необходимость заблаговременного выполнения комплекса организационно-технических мероприятий, направленных на достоверность диагностического обследования, прогнозирования остаточного ресурса УО и исключения характерных источников снижения достоверности прогнозирования ресурса. Предложен комплекс организационно-технических мер, направленных на решение задачи обоснованного продления ресурса УО, способных повлиять на увеличение сроков дальнейшей безопасной эксплуатации, устанавливаемых экс-

пертными организациями при проведении экспертизы. Показан пример реализации этих мероприятий на УО скважин добычных предприятий. **Ключевые слова:** устьевое оборудование; техническое диагностирование; параметры технического состояния; ресурс; прогнозирование ресурса.

УДК 622.276.66

### ПРОГНОЗ ПОРИСТОСТИ ПЕСЧАНОГО ПЛАСТА КОЛЛЕКТОРА С ПОМОЩЬЮ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ (с. 60)

<sup>1</sup>Бэссей Инико Экенг

<sup>1</sup>Дмитрий Георгиевич Антониади

<sup>1</sup>Амеде Гудлак

<sup>2</sup>Антигха Ричард

<sup>2</sup>Нкпа Огарекпе

<sup>1</sup>Кубанский государственный технологический университет  
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2,

E-mail: index\_2k6@yahoo.com

<sup>2</sup>Кросс Ривер Технический университет (CRUTECH), Нигерия  
540001, Нигерия, штат Кросс Ривер, г. Калабар, ул. Эпко абаси, 1

Методы искусственного интеллекта и нейронных сетей все чаще применяются в решении сложных нелинейных задач на основании относительно небольшого количества

данных. Глубина залегания, толщина, литология и соотношение между песчаником и коллектором, которые являются основными факторами, определяющими распределение пористости системы пласт-коллекторов были выбраны для создания нейронной сети. В данной статье представлены результаты применения обратного распространения искусственных нейронных сетей (ИНС) для прогнозирования значений пористости песчаных пласт-коллекторов в нефтяном месторождении «Семе» в Республике Бенин. Полученные значения пористости из образцов керн используются в качестве целевых данных в ИНС для обучения сети. Отличное соответствие между данными керн и прогнозируемыми значениями показывает, что подход ИНС является надежным и может быть эффективно применен в моделировании и описании пласт-коллекторов. **Ключевые слова:** нейронная сеть; пласт-коллектор; пористость; прогноз проницаемости; удельная площадь поверхности; минимальное водонасыщение.

УДК 66.071.7

### УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗДЕЛЕНИЯ КОМПОНЕНТОВ ПРИ-

### РОДНОГО И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ (с. 64)

<sup>1</sup>Руслан Фуарисович Мияссаров

<sup>2</sup>Абубакир Ахмадулович Ишмурзин

<sup>1</sup>Рустам Афраильевич Махмутов

<sup>1</sup>000 «Газпром добыча Ямбург»  
629306, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9

E-mail: m-rus\_9090@mail.ru

<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет

169300, Ухта, ул. Первомайская, 13

Важное значение при разработке нефтегазовых месторождений имеет вопрос качественного отделения от метана высших сопутствующих компонентов, на базе создания инновационного оборудования, обеспечивающего углубленное извлечение целевых компонентов. В статье предложена схема низкотемпературной сепарации газа с применением газодинамического сепаратора. Установлена расчётная зависимость извлечения пропан-бутановых фракций в зависимости от температуры. **Ключевые слова:** эффект Джоуля-Томсона; снижение температуры; низкотемпературный сепаратор; газодинамическая сепарация; охлаждение газа; центробежные силы; сверхзвуковой поток.

### THE NATURE OF THE REBINDER EFFECT AND THE DESTRUCTION OF DIELECTRIC MINERALS AND ROCKS (p. 5)

Viktor Dmitrievich Evseev

National Research Tomsk Polytechnic University

30, Leninisky prospect, Tomsk, 634050, Russia

E-mail: evseevvd@mail.ru

The Reh binder effect observed in fracture of dielectric minerals originates from the relaxation of free electric charges generated on juvenile surfaces during propagation of an opening mode crack. The charges are responsible for the appearance of the time-strength dependence which is determined during mineral failure under various external conditions (in vacuum or liquids) under both mechanical loading time and electric charge relaxation time in the mineral. The Reh binder effect implies the mineral strength decrease due to accelerated charge relaxation

via the electrically conducting fluid that penetrates into the cavity while opening mode crack growing. This effect determines the biaxial tensile strength of dielectric mineral samples. In the case of triaxial compressive stress arising in rock under the indenter tip, fracture is induced by shear crack growth. In this case, the Reh binder effect facilitates shear fracture and thus reduces energy expenditure for rock crushing. In order to reduce the shear strength and hardness of rock, the fluid must also reduce external friction in the crushed powder and must have low compressibility. **Key words:** dielectric minerals; rock; electric charge; fluid; electric charge relaxation time; tensile strength; indentation fracture; refinement; dilatancy; external friction coefficient; rock hardness reduction.

### THEORETICAL JUSTIFICATION OF THE OPTIMUM RANGE OF THE

### ANGLE OF THE CUTTERS OF PDC BITS FOR DRILLING IN ALTERNATING IN HARDNESS ROCKS FIELD "SOUTH DRAGON AND MOI" (p. 12)

<sup>1</sup>Jurij Aleksandrovich Arsent'ev

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

<sup>1</sup>Nguyen Tien Hung

<sup>2</sup>Nguyen The Vin'

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

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

E-mail: rggru1@gmail.com

Phone: 8 (966) 095-04-84

<sup>2</sup>Hanoi University of Mining and Geology

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

E-mail: vinhung@gmail.com

Phone: +84 (916) 19-06-86

The authors analyze PDC cutters with a negative installation angle in perspective of the wear rate of a cutter end when it destructs the rock. The research methodology is

to utilize kinetostatics methods for assessing key factors that affects the effectiveness of the rock destruction. Recommendations on improving the design parameters of PDC bits depending on the properties of rocks are suggested. **Key words:** drilling; PDC bit; heterogeneous rock; drilling problems; drilling efficiency; back-rake angle; PDC cutters; force parameters; drilling parameters; wear rate.

**ANALYTICAL MODEL OF INTERACTION ZUBKOV ROLLER BIT WITH THE BOTTOM HOLE (p. 16)**

<sup>1</sup>Igor' Dmitrievich Bronnikov

<sup>2</sup>Zhavohir Burievich Toshov

<sup>1</sup>Hozhiakbar Nurmamatovich Nahangov

<sup>1</sup>Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)  
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: hoji79@mail.ru

<sup>2</sup>TASHKENT STATE TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER ISLAM KARIMOV

2, Universitetskaja str., Tashkent, Uzbekistan, 100095

E-mail: joha-79@yandex.ru

Article discusses stresses and deformations of rocks on a hole bottom. It depends of relative effort of breaking down of rocks. Mathematical model the relative efforts of rock failure during indentation of teeth at different distances from the borehole wall is given. **Key words:** rock; drilling; mathematical model; a hole bottom; strain.

**IMPROVEMENT OF TECHNOLOGY OF START OF A NEW DIRECTION IN OPEN BOREHOLE BASED ON THE ARTIFICIAL FACE (p. 19)**

<sup>1</sup>Pavel Fedorovich Elovyh

<sup>2</sup>Vjacheslav Vasil'evich Neskromnyh

<sup>2</sup>Pavel Gennad'evich Petenjoy

<sup>1</sup>LLC "Gazprom geologorazvedka"

70, Gercena str., Tjumen', 625000, Russia

E-mail: pavlo.rt@mail.ru

<sup>2</sup>Siberian Federal University

95, Prospekt imeni gazety «Krasnojarskij rabochij», Krasnojarsck, 660025, Russia  
E-mail: sovair@bk.ru

Reviewed the technology used for drilling the new directions of the open hole wellbore with an artificial bottom is given. The article shows the experience of the drilling the new hole of wells №51 Sobinsky and №1 Troitsky areas while drilling. In the article the analysis of the time spent on carrying out the operation on

the drilling to make new directions. The article describes the technical solution allowing to reduce the time for drilling operations of the new direction of the open hole wellbore with an artificial bottomhole, and also to increase the reliability of operations the of a new direction drilling. **Key words:** directional drilling; the ability of the milling bit; the drilling the new hole; the curvature of the wells; drilling of the bench; the milling of the borehole wall; the artificial bottomhole; cement bridge.

**INACCURACIES OF SELF-OSCILLATION OF ENGINE POWER DRIVE DRILL STRING (p. 24)**

<sup>1</sup>Boris Alekseevich Perminov

<sup>2</sup>Viktor Borisovich Perminov

<sup>1</sup>Zafar Hangusejn ogly Jagubov

<sup>1</sup>Pavel Georgievich Filippov

<sup>1</sup>Ukhta state technical university, Ukhta

Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru

<sup>2</sup>Ltd. "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta 39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

The authors consider the possibility of applying variational structures for selection, and measure the harmonic component of the power signal from the motor drive sensor of string. Rating of the ability to use both single-circuit and double-circuit variational structures is given. It is shown that the variational single-circuit structures operating in the mode of quasiresonance are free from the basic phase error, which is characterized by anti-phase compensation method of self-oscillations of power. But due to the very steep phase-frequency characteristics and low frequency range of quasiresonance, the use of single-loop systems is difficult. **Key words:** phase error; quasiresonant; frequency characteristic; transfer function; harmonic components; variational structure.

**APPLICATION SELENOCYSTINE POLYCATIONIC DRILLING MUD IN THE CONSTRUCTION OF WELLS AT ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD (p. 31)**

**Azamat Mitalimovich Gajdarov**

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)

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

E-mail: A\_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru

The well construction of at Astrakhan gas condensate field is performed by applying polycationic drilling fluids of Chatburr. The article presents the results of the test salt-saturated polycationic drilling mud during well construction №939 and №1082. Field tests revealed the stability of the structural-rheological and filtration indicators of the mud while the whole cycle of well construction, including high thermoelasticity, salt brine flows and well working with cement mixtures. **Key words:** drilling; polycationic; the drilling mud; clay; saline deposits.

**THE RATIONALE FOR THE SELECTION OF INHIBITORY REAGENTS TO ENHANCE THE STABILITY OF CLAY ROCKS (p. 35)**

**Inna Vladimirovna Chudinova**

**Nikolaj Ivanovich Nikolaev**

**Aleksandr Viktorovich Rozencvet**

St. Petersburg Mining University Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia

E-mail: chudinova\_iv@spmi.ru, nikinik@mail.ru

The article deals with aspects of using inhibitors for increasing stability of borehole in shale rocks. According to the article authors analyze forces causing of borehole instability, such as type of drilling fluid, hydrostatic and pore pressure, geomechanical properties of shales, and interaction between dispersive phase of drilling fluid and shale rocks. Laboratory tests results of definition of shales samples stability on treatment with water solution of inhibitor are reported. Assumed mechanism of enhancement of shale rocks competence on treatment with multifunctional inhibitors is described. **Key words:** shale rocks; anisotropy; stability of borehole; drilling fluid; polymeric agents; inhibitor.

**PREVENTION OF FORMATION OF ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN THE WELLS USING SURFACTANTS (p. 41)**

**Ivan Aleksandrovich Struchkov**

**Mihail Konstantinovich Rogachev**

St. Petersburg Mining University Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia

E-mail: StruchkovIA@gmail.com

The investigations on the modern laboratory equipment with use of the existing and prepared test procedures assuming carrying out research of live oil samples without violation of

its presentability in the thermobaric conditions as close as possible to downhole are carried out.

The laboratory studies of phase transitions in oil disperse system during which the dependence of paraffin saturation point on pressure is established both at fixed and variable parameters of experiment are carried out.

The non-ionic surfactant consists of product of unsaturated fatty acids and complex ethylenamines, hydroxy amines in an organic solvent is developed, and influence of this reagent on the mechanism of the solid organic particles formation in oil and the corrosion rate of steel is given, allowing to prove and develop technology of the organic formation inhibition in oil wells.

The special attention is drawn on the complications accompanying the organic deposition during operation of fields with high-paraffinic oil of the Samara region, the criteria of the provided technology in relation to the studied object covering requirements and recommendations to the technological process including a necessary technical complex, the conducted operations and maintenance are presented. **Key words:** organic deposits; live oil sample; production conditions; wax; wax appearance temperature; pressure; temperature.

#### CHEMICAL COMPOSITION SELECTION FOR OIL DISPLACEMENT IN WATERFLOODED RESERVOIRS (p. 48)

**Korolev Maksim Igorevich**  
**Rogachev Mihail Konstantinovich**  
St. Petersburg Mining University  
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St.  
Petersburg, 199106, Russia  
E-mail: korolevhik@yandex.ru

The article considered the causes of the difficulty of development of reserves at the fields of Ural-Volga region at the late stage of development. The article presents the results of laboratory investigations of various types of surface-active substances used for the purpose of additional displacement of oil from terrigenous reservoirs. The analysis of technology use of solutions of surface-active substances on the basis of filtration experiment is given. **Key words:** surface-active substance (surfactant); terrigenous reservoir; oil additional displacement mineral; water complex surfactant; compatibility.

#### IMPROVING THE SYSTEM OF

#### FORECASTING OF TECHNICAL CONDITION AND RESOURCE OF WELLHEAD EQUIPMENT WELLS (p. 54)

**<sup>1</sup>Sergej Alekseevich Egurcov**  
**<sup>1</sup>Jurij Vladimirovich Ivanov**  
**<sup>2</sup>Boris Aleksandrovich Erehtinskij**  
**<sup>1</sup>Igor' Sergeevich Timoshko**  
<sup>1</sup>LLC «Innovacionnye neftegazovye  
tehnologii»  
10, 1-j Nagatinskij proezd, Moscow,  
115250, Russia  
E-mail: y.kulikova@iogt.ru  
<sup>2</sup>PJSC «Gazprom»  
16, Nametkina str., Moscow, 117997,  
Russia  
E-mail: gazprom@gazprom.ru

The imperfection of the techniques and methods of forecasting of a residual resource of wellhead equipment (EE) is noted. Examples of the influence of the imprecise definition of state parameters UO to correct the calculation and forecasting of resources are given. The necessity of early implementation of the complex of organizational-technical measures aimed at the accuracy of diagnostic tests, prediction of residual life of UO and eliminating typical sources reduce the reliability of the prediction resource is obvious. The proposed set of organizational and technical measures aimed at the solution of the problem justified the extension of the EE resource that can affect the increase in terms of further safe operation, install expert organizations during the examination an example of implementation of these measures on UO wells mining enterprises is shown. **Key words:** wellhead equipment; technical diagnostics; the parameters of the technical condition; resource; forecasting resource.

#### PREDICTION OF POROSITY OF THE RESERVOIR SAND RESERVOIR USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORK (p. 60)

**<sup>1</sup>Bjessej Iniko Jekeng**  
**<sup>1</sup>Dmitrij Georgievich Antoniadi**  
**<sup>1</sup>Amede Gudlak**  
**<sup>2</sup>Antigha Richard**  
**<sup>2</sup>Nkpa Ogarekpe**  
<sup>1</sup>Kuban State University of Technology  
2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072,  
Russia  
E-mail: index\_2k6@yahoo.com  
<sup>2</sup>Kross River Tehniceskij universitet  
(CRUTECH), Nigerija  
1, Jepko abasi str., Kalabar, shtat  
Kross River, 540001, Nigerija  
E-mail: index\_2k6@yahoo.com

Artificial intelligence techniques and neural networks in particular, have been increasingly applied in

solving complex nonlinear problems from relatively few data. Burial depth, thickness, lithology and sandstone-to-reservoir ratio which are four fundamental factors determining porosity distribution of the reservoir system have been selected to build the neural network. This paper presents the findings of the application of Back Propagation Artificial Neural Networks (ANN) for predicting porosity values of a sandstone reservoir in the Seme oil field of Benin Republic. Porosity values derived from core samples are used as target data in the ANN to train the network. Excellent matching of the core data and predicted values shows that the ANN approach is reliable and could be efficiently applied in reservoir modeling and characterization.

**Key words:** Neural Network; Reservoir; Porosity; Permeability prediction; specific surface area; irreducible water saturation; porosity.

#### INCREASING THE EFFICIENCY OF SEPARATION OF COMPONENTS OF NATURAL AND ASSOCIATED PETROLEUM GAS WITH USING OF GAS-DYNAMIC PROCESSES (p. 64)

**<sup>1</sup>Ruslan Fuarisovich Mijassarov**  
**<sup>2</sup>Abubakir Ahmadulloevich Ishmurzin**  
**<sup>1</sup>Rustam Afrail'evich Mahmutov**  
<sup>1</sup>LLC «Gazprom dobycha Jamburg»  
9, Geologorazvedchikov str., Novyj  
Urengoj, 629306, Russia  
E-mail: m-rus\_9090@mail.ru  
<sup>2</sup>Ufa State Petroleum Technological  
University  
Dld. 1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russia

Important in the development of oil and gas fields is the issue of high methane, and associaterelated compounds through the creation of innovative equipment that ensures a thorough extraction of desired components. epaper proposed a scheme of low-temperature gas separation with the use of gas-dynamic separator. The calculated dependence the calculated dependence of extraction of propane-butane fractions depending on the temperature is set.

**Key words:** the Joule-Thomson effect; temperature decrease; of low-temperature separator; gas-dynamic separation; gas cooling; centrifugal force; supersonic flow.



## Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2017 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