ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 4'2014

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Магнитная обработка водонефтяной эмульсии

Обезвоживание нефтяных эмульсий

Технологические жидкости для АВПД

Бурение скважин пневмоударником

Полимерные покрытия стальных труб

Тампонажный раствор с пеностеклом

Происхождение солей Земли

GROUP IDS

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

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

СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъёмностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

- проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- установка и ориентирование клина-отклонителя;
- собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43М) и электрическим (Гуобит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программ эффективной отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежных компаний с поиском оптимальных режимов бурения для получения максимальной коммерческой скорости;
- отбор кондиционного керна в любых по физико-механическим свойствам горных пород и трудностям отбора, современными керноприемными устройствами и бурильными головками;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№4 2014г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Облегченный тампонажный раствор с гранулированным пеностеклом. Катеев Р.И., Газизов М.Г., Латыпова Д.В.	5	**Lightweight granulated cellular glass laden cement slurry.** Kateev R.I., Gazizov M.G., Latypova D.V.
Оценка теплофизических свойств аэрированных тампонажных смесей и получаемого камня для крепления скважин в многолетнемерзлых породах. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А.	8	**Evaluation of thermal-physical properties for aerated cementing slurry and stone obtained under the conditions of permafrost.** Merzljakov M.Ju., Jakovlev A.A.
Технологические жидкости для вскрытия продуктивных горизонтов в условиях АВПД. Крылов В.И., Крецул В.В., Зонтов Р.Е., Чумаков Е.М.	15	**Drill-in fluids for formations of abnormally high pressure.** Krylov V.I., Krecul V.V., Zontov R.E., Chumakov E.M.
Разработка устройства для интенсификации процессов смешивания и диспергирования при приготовлении буровых и тампонажных растворов. Омельянюк М.В., Пахлян И.А.	20	**Apparatus to intensify mixture and dispergation of drilling and cementing clurries.** Omel'janjuk M.V., Pahljan I.A.
Методика расчета параметров тампонажных растворов с регулируемой плотностью. Соловьев Н.В., Курбанов Х.Н.	23	**Calculation procedure for cementing clurries of variable density.** Solov'ev N.V., Kurbanov H.N.
Технология бурения пневмоударником как способ предупреждения катастрофических поглощений на Дулисьминском месторождении. Бузанов К.В., Борисов К.И.	28	**Air hammer drilling to prevent disastrous lost circulation for Dulismenskoe field.** Buzanov K.V., Borisov K.I.
Комбинированная механо-магнитная обработка как способ обезвоживания нефтяных эмульсий. Быков И.Ю., Оскорбин И.А.	31	**Combined mechanical and magnetic treatment as a way to dehydrate oil emulsions.** Bykov I.Ju., Oskorbin I.A .
Перспектива применения флотации и электромагнитного воздействия в технологии кустового сброса попутно-добываемой воды. Голубев И.А.	34	**Flotation and electromagnetic effect for produced water cluster discharge. Prospects.** Golubev I.A.
Оценка внутренних напряжений при нанесении полимерных покрытий на стальные трубы с применением автоматизированного алгоритма. Быков И.Ю., Бердник М.М., Пак А.Л.	38	**Internal stress evaluation when pipe covering with polymeric materials with the use of automated algorithm.** Bykov I.Ju., Berdnik M.M., Pak A.L.
Неразрушающий контроль при проведении экспертизы промышленной безопасности технических устройств, применяемых на объектах добычи нефти и газа. Рагузин М.Г.	44	**Nondestructive examination when auditing industrial safety for oil and gas facilities.** Raguzin M.G.
Соль земли (заметки о происхождении солей). Иванников В.И.	49	**Salt of the earth (Notes on salt origin).** Ivannikov V.I.
К вопросу строительства скважин в условиях кавернообразования в глинистых отложениях различной степени литификации. Вороник А.М., Уляшева Н.М.	55	**Revisiting well construction under the conditions of caving formations in clays under different lithification degree.** Voronik A.M., Uljasheva N.M.
Аннотации статей	60	**Abstracts of articles**

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. журнал 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.

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

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор
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
Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета
Калинин Анатолий Георгиевич - д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе
Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»
Быков Игорь Юрьевич - д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета
Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"
Герасименко Александр Петрович – управляющий директор ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»
Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий 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 «ВНИИГАЗ»
Соловьёв Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Редакционная коллегия:

Ангелопуло Олег Константинович - д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Дёмин Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе
Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета)
Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»
Фортунатова Наталья Константиновна - д.г-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии 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
Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru
Адрес сайта в сети Интернет: 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 1050 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 622.245.422

Облегченный тампонажный раствор с гранулированным пеностеклом

Р.И. Катеев - канд. техн. наук, зав. лабораторией;
М.Г. Газизов - аспирант, инженер; Д.В. Латыпова – инженер
(«ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина)

Одной из основных проблем при цементировании скважин является поглощение тампонажного раствора и, как следствие, недоподъём его до устья и некачественное разобщение пластов. В условиях низких пластовых давлений и давлений гидроразрыва для поднятия цементного раствора до устья используется двухступенчатый способ цементирования, который увеличивает сроки строительства скважин, стоимость цементировочных работ и снижает качество крепи в интервале муфты ступенчатого цементирования.

В настоящее время в ОАО «Татнефть» используются облегченные цементы заводского изготовления и приготовленные буровыми предприятиями на основе тампонажного цемента и облегчающей добавки.

Цемент заводского производства применяется в меньшем объеме до 10% от общего объёма. Основной объём – это облегченные смеси и растворы, получаемые смешением тампонажного цемента и облегчающей добавки:

- глинопорошка типа ПБН (порошок бентонитовый немодифицированный);
- микрокремнезема МКУ-85 (отходы печей металлургических заводов);
- микросфер АСПМ (алюмосиликатные полые микросферы).

Указанные выше облегчающие добавки обладают рядом недостатков: низкая прочность формируемого цементного камня, незначительное снижение плотности цементного раствора, нестабильность приготовленного тампонажного раствора (схлопывание микросфер АСПМ), а также высокая стоимость.

Рассматривая основные физико-механические характеристики облегченных тампонажных смесей, можно отдать предпочтение наполнителю – гранулированному пеностеклу.

Преимущества использования гранулированного пеностекла в тампонажных растворах:

- низкая плотность тампонажного раствора 1500-1700 кг/м^3;
- химическая инертность гранулированного пеностекла;
- совместимость с любыми компонентами тампонажных и буровых растворов.

Гранулированное пеностекло изготавливается из вторичного сырья, имеет низкую плотность – 250-400 кг/м^3, размеры гранул составляют 0,4-1,5 мм.

Внешний вид гранулированного пеностекла представлен на рис. 1.

В лаборатории крепления скважин института «ТатНИПИнефть» были разработаны две рецептуры тампонажного раствора для цементирования продуктивного горизонта, цементирования возвратно-продуктивных и надпродуктивных горизонтов. Результаты лабораторных исследований тампонажного раствора с добавлением гранулированного пеностекла приведены в табл. 1.

Согласно программе опытно-промышленной работы (ОПР), разработанной институтом «ТатНИПИнефть», утвержденной и согласованной ОАО «Татнефть», проведены лабораторные и промышленные исследования тампонажного раствора с добавлением гранулированного пеностекла.

В табл. 1 приведены физико-механические свойства облегченного тампонажного раствора и цементного камня с добавлением гранулированного пеностекла, определенные в атмосферных и скважинных условиях с учетом требований ГОСТ 1581-96. Испытания на консистенцию, прочность, сжатие проводились на приборах фирмы OFITE модель 100 и модель 230 UCA при температуре 30 °С и давлении 25 МПа. Водоотдача тампонажного раствора определялась на приборе OFITE модель 40 по стандарту ISO 10426 при перемешивании в динамических условиях.

Рис. 1. Общий вид гранулированного пеностекла (размеры гранул от 0,4 до 1,5 мм).

Таблица 1. Результаты испытаний тампонажного материала с добавлением гранулированного пеностекла.

Состав тампонажного раствора, %	Водоотделение, мл	Растекаемость, мм.	Плотность, кг/м³	Консистенция тампонажного раствора при $P = 25$ МПа, $t = 30$ °С, B_c - мин	Прочность цементного камня на сжатие на УАЦ через 24 / 48 ч, при $P = 25$ МПа, $t = 30$ °С, МПа	Водоотдача, $P = 6{,}9$ МПа, $t = 30$ °С, (см³ · 30 мин)	Прочность цементного камня атм. усл. через 48 ч, МПа	
							изгиб	сжатие
Рецептура № 1	1,3	225	1620	30-162 70-222 100-263	12,2 / 17,3	36	4,9	12,1
Рецептура № 2	2	240	1510	30-170 70-239 100-267	15,6 / 20,1	25	3,0	7,22

Применение гранулированного пеностекла имеет следующие преимущества перед другими облегченными тампонажными составами:

- увеличивает прочность на изгиб цементного камня;
- улучшает сцепление крепи «горная порода–цементный камень–обсадная колонна», так как твердая и абразивная поверхность гранулированного пеностекла способствует улучшению очищения поверхности ствола скважины;
- быстрый набор прочности цементного камня (рис. 2);
- гранулированное пеностекло при долговременной эксплуатации не изменяет своих физических свойств, стойко к кислотам, непроницаемо для воды и газов.

Уменьшение средней плотности тампонажного раствора с величины 1680 кг/м³ (базовый облегченный тампонажный цемент) до 1520 кг/м³ дает следующий эффект:

- уменьшение репрессии на пласты (снижение плотности на 160 кг/м³ для глубины скважины 1000 м способствует снижению репрессии на 1,6-2 МПа), тем самым это приводит к обеспечению подъема цемента до проектной глубины с уменьшением затрат на подготовку ствола скважины к креплению;
- уменьшение гидравлического сопротивления за счет прокачивания более легких жидкостей.

Снижение репрессии положительно влияет на продуктивность скважины за счет ограничения проникновения фильтрата тампонажного раствора в пласт.

Технологический эффект от применения гранулированного пеностекла заключается:

- в повышении прочности тампонажного камня на изгиб (3,0 МПа) при низкой плотности тампонажного раствора в сравнении с нормативной прочностью для облегченных тампонажных цементов согласно ГОСТ 1581-96 (не менее 0,7 МПа);
- в низкой теплопроводности тампонажного камня, что особенно актуально в процессе воздействия высокой температуры на крепь скважины;
- в экологической безопасности исходного и конечного продуктов;
- в снижении времени ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) за счет более быстрого набора прочности

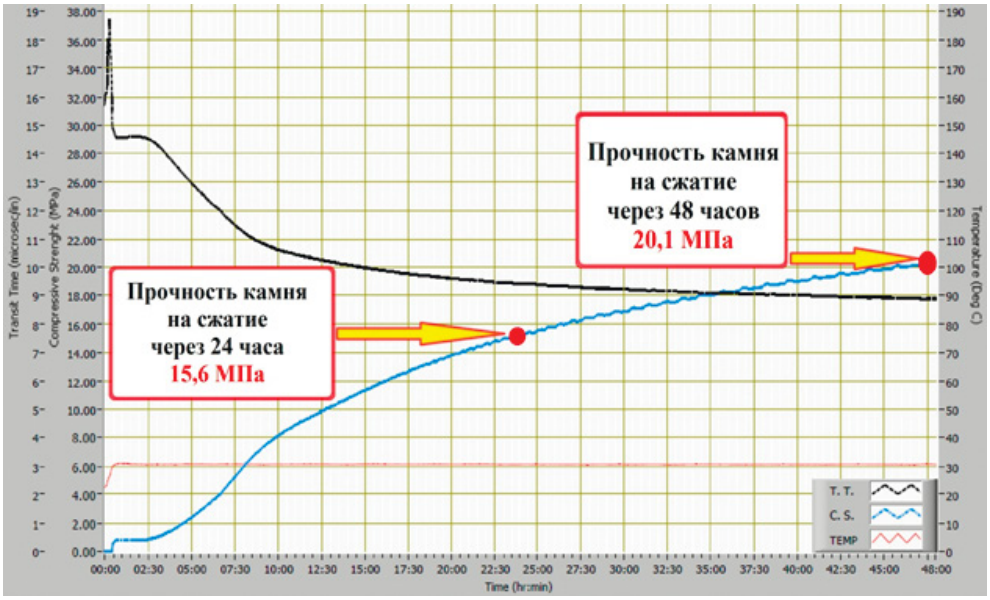
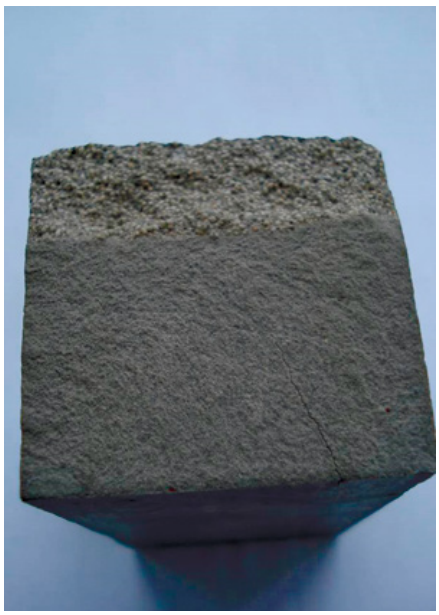
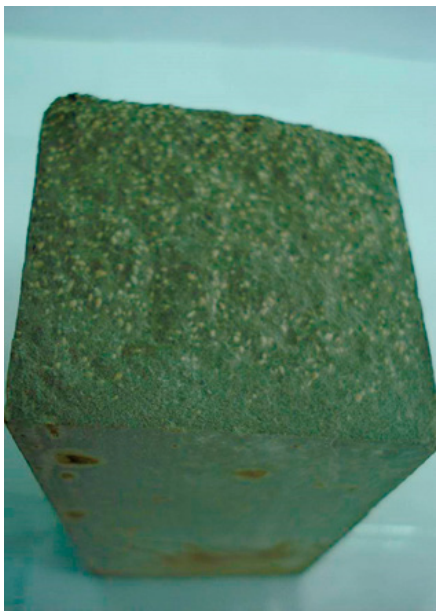


Рис. 2. Диаграмма ультразвукового анализатора цемента (УАЦ) на приборе OFITE модель 230 UCA (прочность камня на сжатие рецептуры №2 при термобарических условиях P - 25 МПа, T - 30 °С).



а) без добавления химреагентов (заметно всплытие частиц)



б) с добавлением стабилизатора (распределение частиц в составе тампонажного камня равномерное)

в) с добавлением комплексного модификатора, предложенного институтом «ТатНИПИнефть» (распределение частиц по всему объему)

Рис. 3. Распределение облегченных гранул в цементном камне (использовали тампонажный материал для цементирования надпродуктивных горизонтов с добавлением одинакового количества пеностекла и воды).

(24 ч ОЗЦ – прочность камня на сжатие составляет 15,6 МПа).

Согласно приведенной диаграмме УАЦ, облегченный тампонажный раствор плотностью 1520 кг/м^3 набирает нормативную прочность за короткое время (менее 24 ч), что подтверждает возможность сокращения времени ОЗЦ на скважине как минимум на сутки в сравнении с базовым гельцементным раствором.

С целью более полного распределения гранул пеностекла в тампонажном растворе было предложено добавление стабилизатора. Увеличение процента добавки стабилизатора способствовало удорожанию приготовления тампонажного раствора. Используемый стабилизатор имел высокую стоимость, вследствие чего в процессе оптимизации рецептуры тампонажного раствора стабилизатор был заменен на комплексный модификатор с функцией понизителя водоотдачи и стабилизатора. Распределение гранул пеностекла с добавлением комплексного модификатора было равномерно по всему объёму тампонажного раствора и камня. Таким образом, было осуществлены снижение стоимости приготовления облегченного тампонажного раствора и улучшение распределения частиц (рис. 3).

Для рассмотрения возможности применения тампонажного раствора с гранулированным пеностеклом в интервалах карбонатных продуктивных пород, где,

Таблица 2. Результаты исследования базового тампонажного цемента ПЦТ I-G-CC-1 плотностью 1900 кг/м^3 и тампонажного раствора с добавлением гранулированного пеностекла для цементирования продуктивного горизонта плотностью 1620 кг/м^3 до и после кислотной обработки.

Рецептура тампонажного раствора	Вес цементного камня, гр. (размеры камня 40x40x80 мм)		Прочность цементного камня на сжатие, МПа	
	до кислотной обработки, ОЗЦ 48 ч	после кислотной обработки (образцы проб находились в растворе соляной кислоты 48 ч)	до кислотной обработки, ОЗЦ 48 ч	после кислотной обработки (образцы проб находились в растворе соляной кислоты 48 ч)
Рецептура № 1 (1620 кг/м^3)	200,87	179,31 (снижение на 11 %)	12,13	13,28 (увеличение на 9 %)
ПЦТ I-G-CC-1 (1900 кг/м^3)	259,3	196,3 (снижение на 25 %)	11,6	11,8 (увеличение на 1 %)

как правило, производится метод интенсификации добычи нефти с использованием соляной кислоты, провели лабораторные исследования по воздействию кислотной обработки на базовый тампонажный цемент ПЦТ I-G-CC-1 ОАО «Вольскцемент» плотностью 1900 кг/м^3 и облегченный тампонажный раствор (рецептура № 1) для цементирования продуктивного горизонта плотностью 1620 кг/м^3. Результаты представлены в табл. 2. В лабораторных исследованиях использовалась соляная кислота 24 %-ной концентрации.

По результатам лабораторных испытаний образцов цементного камня на кислотную обработку можно констатировать, что более интенсивное разрушение цементного камня отмечается у образца ПЦТ I-G-CC-1, показатель прочности цементного камня на сжатие после кислотной обработки у образца с облегченными стеклянными гранулами выше, чем у образца № 2.

Результаты лабораторных исследований вышеуказанных рецептур были проведены с добавлением комплексного модификатора.

Выводы

Разработаны и испытаны облегченные тампонажные растворы с пеностеклом, которые позволяют:

- в условиях низких пластовых давлений заменить двухступенчатое цементирование на одноступенчатое;
- сократить время ОЗЦ облегчённого тампонажного раствора до 24 ч за счёт раннего набора высокой прочности тампонажного камня;
- использовать в интервалах карбонатных продуктивных пород, где применяется метод увеличения нефтеотдачи кислотной обработкой;
- с учетом высоких теплофизических свойств материала цементировать обсадные колонны паронагнетательных скважин.

УДК 622. 245.42

Оценка теплофизических свойств аэрированных тампонажных смесей и получаемого камня для крепления скважин в многолетнемерзлых породах

М.Ю. Мерзляков – аспирант; А.А. Яковлев - доктор техн. наук, профессор
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Увеличение темпов роста буровых работ в регионах с многолетнемёрзлыми горными породами обуславливает потребность в разработке эффективных технологий строительства скважин в интервале их залегания. Некачественная герметизация затрубного пространства, вызванная неправильным выбором тампонажного материала, резкими перепадами температуры по глубине и другими факторами, влечет за собой повышение трудоемкости, материалоемкости и аварийности.

Изменение температурного режима в скважине может способствовать возникновению нарушений в сплошности цементного камня с окружающими горными породами и обсадными трубами [1], а также в самом тампонажном камне [2]. Кроме этого, изменение температуры может привести к удлинению или сокращению срока твердения тампонажного раствора. Поэтому для крепления скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород (ММП) требуется применять специальные тампонажные растворы, для которых прогнозирование теплофизических свойств играет существенную роль в разработке их состава с заранее заданными технологическими свойствами.

В условиях распространения ММП лучшим решением по креплению скважин получило использование облегченных и сверхлегких тампонажных растворов. На сегодняшний день наибольшее распространение в практике цементирования скважин приобрело применение тампонажных портландцементов с добавлением облегчающих материалов [3]. Наряду с тампонажными растворами, содержащими облегчающие добавки, также широко используются газожидкостные тампонажные

смеси (ГЖТС), которые удовлетворяют необходимым требованиям, предъявляемым ктампонажным растворам для качественного крепления скважин в зонах распространения ММП.

С целью повышения прочности образуемого аэрированного цементного камня авторами предложено в состав ГЖТС вводить полые алюмосиликатные микросферы (ПАМС). Для новых разрабатываемых тампонажных составов проведена оценка их теплофизических свойств.

Для установления значений удельной теплоемкости ГЖТС ($C_{гжтс}$) и ГЖТС с включением ПАМС ($C_{гжтсм}$) можно воспользоваться правилом аддитивности:

$$C_{гжтс} = \frac{C_ц G_ц + C_в G_в + C_г G_г + C_{ПАВ} G_{ПАВ}}{G_ц + G_в + G_г + G_{ПАВ}}, \quad (1)$$

$$C_{гжтсм} = \frac{C_ц G_ц + C_в G_в + C_г G_г + C_{ПАВ} G_{ПАВ} + C_{ПАМС} G_{ПАМС}}{G_ц + G_в + G_г + G_{ПАВ} + G_{ПАМС}}, \quad (2)$$

где $C_ц$, $C_в$, $C_г$, $C_{ПАВ}$, $C_{ПАМС}$ - удельные теплоемкости цемента, жидкости затворения, газа, ПАВ и ПАМС соответственно, Дж/(кг °С); $G_ц$, $G_в$, $G_г$, $G_{ПАВ}$, $G_{ПАМС}$ - вес входящих в состав ГЖТС компонентов, кг.

После некоторых преобразований формул (1) и (2) получим следующие выражения:

$$C_{гжтс} = \frac{C_ц + m \cdot (C_в + C_г \alpha \rho_г / \rho_в + C_{ПАВ} k)}{1 + m(1 + \alpha \rho_г / \rho_в + k)}, \quad (3)$$

$$C_{гжтсм} = \frac{C_ц + m \cdot (C_в + C_г \alpha \rho_г / \rho_в + C_{ПАВ} k + C_{ПАМС} h)}{1 + m(1 + \alpha \rho_г / \rho_в + k + h)}, \quad (4)$$

где $\rho_г$, $\rho_в$ - плотность газа и жидкости при нормальных условиях (температура 20 °С и давление 0,1 МПа), кг/м^3;
$G_в / G_ц = m$ - водоцементное отношение;
$\alpha = V_г / V_в$ - степень аэрации тампонажной смеси;
$V_г$, $V_в$ - объем газа и жидкости, м^3;
k - безразмерный коэффициент, равный отношению веса ПАВ к весу воды, k = (0,2-3%) $G_в$;
h - безразмерный коэффициент, равный отношению веса ПАМС к весу воды, h = (2-25%) $G_в$ (на основании известных ГЖТС с включением ПАМС [4, 5].

Одним из важнейших параметров, оказывающих влияние на седиментационную устойчивость тампонажного раствора и прочность образуемого камня при креплении скважин в интервалах ММП, является водоцементное отношение. Проведенные исследования [6] позволили установить, что при замерзании тампонажного раствора повышение водоцементного отношения в пределах от 0,6 до 0,9 способствует резкому увеличению интенсивности образования прожилок льда (от 0,68 до 28,3 мм^2 на 1 см^2 образца). Полученные данные работы [7] показывают, что водоцементное отношение менее 0,6 и полная гидратация вяжущего элемента способствуют образованию структуры цементного камня без включений льда.

В работе [8] проведена оценка газосодержания в ГЖТС, которая позволяет сделать вывод о том, что степень аэрации, по преимуществу, находиться в интервале от 0,8 до 3. В тех случаях, когда нет жестких требований по получению малопроницаемого и высокопрочного цементного камня, степень аэрации может быть увеличена до 6 и более.

На рис. 1 представлены расчетные значения удельной теплоемкости ГЖТС и ГЖТС с ПАМС в зависимости от водоцементного отношения и степени аэрации.

Удельная теплоемкость ГЖТС интенсивно возрастает при увеличении водоцементного отношения и практически остается без изменений при росте степени аэрации. Причем, полученные значения удельной теплоемкости для тампонажных составов с содержанием ПАМС несколько ниже аналогичных значений для аэрированных смесей без микросфер. Схожие результаты были получены при изменении значений h и СПАМС (среднее значение для ПАМС составляет 880-1700 Дж/(кг °С)). Отсюда следует, что данные величины ввиду относительно малых значений не оказывают большого влияния на теплоемкость смеси. Наряду с этим, увеличение содержания в тампонажной смеси количества воды (жидкости затворения), теплоемкость которой по сравнению с остальными компонентами достаточно велика, ведет к росту теплоемкости всей системы. Чтобы определить теплоемкость образуемого тампонажного камня, можно также воспользоваться правилом аддитивности:

$$C_{ацк} = \frac{C_ц G_ц + C_г G_г}{G_ц + G_г}, \quad (5)$$

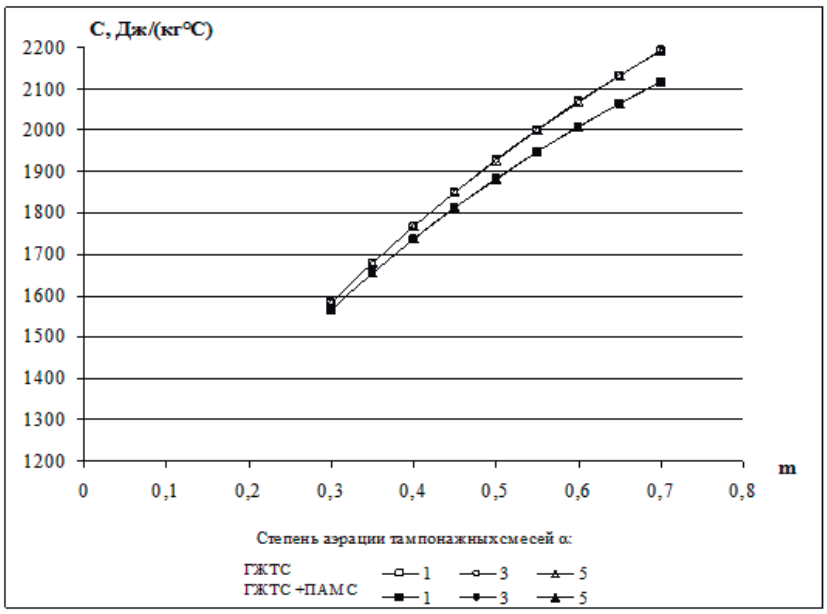


Рис. 1. Зависимость удельной теплоемкости аэрированных тампонажных составов без микросфер и с включением ПАМС (h - 0,2) от водоцементного отношения (m) и степени их аэрации (α).

$$C_{\text{ацкм}} = \frac{C_{\text{ц}}G_{\text{ц}} + C_{\text{г}}G_{\text{г}} + C_{\text{ПАМС}}G_{\text{ПАМС}}}{G_{\text{ц}} + G_{\text{г}} + G_{\text{ПАМС}}}, \quad (6)$$

где $C_{\text{ацк}}$ - теплоемкость аэрированного цементного камня, не содержащего полых микросфер, Дж/(кг °С); $C_{\text{ацкм}}$ - теплоемкость аэрированного цементного камня с добавлением ПАМС, Дж/(кг °С).

Формулы (5) и (6) позволяют судить о теплоемкости цементного камня лишь условно, так как под цементом следует понимать уже не порошок, а цементный каркас. Также в данных формулах не учитывается содержание в камне ПАВ и остаточной воды (жидкости затворения) ввиду незначительного содержания этих компонентов в аэрированном камне.

Для удобства преобразуем формулы (5) и (6) к следующему виду:

$$C_{\text{ацк}} = \frac{C_{\text{ц}} + C_{\text{г}} f \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{ц}}}{1 + f \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{ц}}}, \quad (7)$$

$$C_{\text{ацкм}} = \frac{C_{\text{ц}} + C_{\text{г}} f \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{ц}} + C_{\text{ПАМС}} t}{1 + f \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{ц}} + t}, \quad (8)$$

где f - безразмерный коэффициент, равный отношению объема газа к объему цементного каркаса, $f = V_{\text{г}} / V_{\text{ц}}$; $V_{\text{ц}}$ - объем цементного каркаса, м^3;
t - безразмерный коэффициент, равный отношению веса микросфер к весу цемента, t = (1-15%) $G_{\text{ц}}$ (на основании известных ГЖТС с включением ПАМС [4, 5]).

Результаты расчетов по определению теплоемкости аэрированного цементного камня в зависимости от соотношения объемов воздуха и цемента (цементного каркаса) приведены на рис. 2.

Полученные графики показывают, что удельная теплоемкость аэрированного тампонажного камня, в большей степени, зависит не от увеличения газосодержания, а от включения полых микросфер, содержание которых повышает удельную те-плоемкость образованной системы. Ввиду невысокой плотности и наличия полых ячеек, заполненных газом, ГЖТС обладают более низкими значениями теплопроводности, нежели обычные тампонажные растворы. Компоненты, входящие в состав тампонажной смеси, имеют сильные отличия по своим теплофизическим свойствам, однако современные тампонажные растворы готовят с достаточно совершенной однородной структурой, поэтому для оценки теплопроводности ГЖТС целесообразно будет использование модели обобщенной проводимости гетерогенных систем [8].

Дульневым Г.Н. и Заричняком Ю.П. (1974) было предложено эффективную теплопроводность гетерогенных растворов с замкнутыми включениями компонентов композиционного состава находить методом последовательного приведения структуры многокомпонентной смеси к бинарной. ГЖТС является системой, состоящей из газожидкостной смеси (ГЖС) и цемента. Следовательно, можно сначала оценить эффективную теплопроводность ГЖС, а лотом ГЖТС. Эффективную теплопроводность ГЖС и ГЖТС можно рассчитать с помощью модели предложенной Оделевским В.И.:

$$\lambda_{\text{гжс}} = \lambda_{\text{ж}} \left(1 - m' / \left((1 - \lambda_{\text{г}} / \lambda_{\text{ж}})^{-1} - (1 - m')/3\right)\right), \quad (9)$$

$$\lambda_{\text{гжтс}} = \lambda_{\text{ц}} \left(1 - m^* / \left((1 - \lambda_{\text{гжс}} / \lambda_{\text{ц}})^{-1} - (1 - m^*)/3\right)\right), \quad (10)$$

где $\lambda_{\text{ж}}$, $\lambda_{\text{г}}$, $\lambda_{\text{ц}}$ - теплопроводности жидкости затворения, газа и цемента соответственно, Вт/(м °С);
$m' = V_{\text{г}} / (V_{\text{г}} + V_{\text{ж}})$.

Вводимый коэффициент m^* равен:

$$m^* = 1 + \alpha \Big/ \left(1 + \alpha + \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ц}} m}\right). \quad , \quad (11)$$

Формула (9) приобретет следующий окончательный вид:

$$\lambda_{\text{гжс}} = \lambda_{\text{ж}} \left(1 - (1 - \alpha/(1+\alpha)) / \left((1 - \lambda_{\text{г}} / \lambda_{\text{ж}})^{-1} - [1 - (1 - \alpha/(1+\alpha))]/3\right)\right), \quad (12)$$

На основании полученных расчетов были построены графики зависимости эффективной теплопроводности ГЖТС от степени их аэрации и водоцементного отношения (рис. 3). На основании их можно заключить о том, что эффективная теплопроводность аэрированных составов понижается при увеличении степени аэрации (в большей степени) и при повышении водоцементного отношения (в меньшей степени). Это объясняется тем, что теплопроводность воздуха значительно ниже теплопроводности воды, которая, в свою очередь, меньше теплопроводности цемента. Причем наблюдается наиболее интенсивное понижение теплопроводности от самого начала насыщения тампонажной смеси воздухом до значения степени аэрации раствора равное 2.

Для аэрированного тампонажного состава с включением микросфер эффективная теплопроводность также

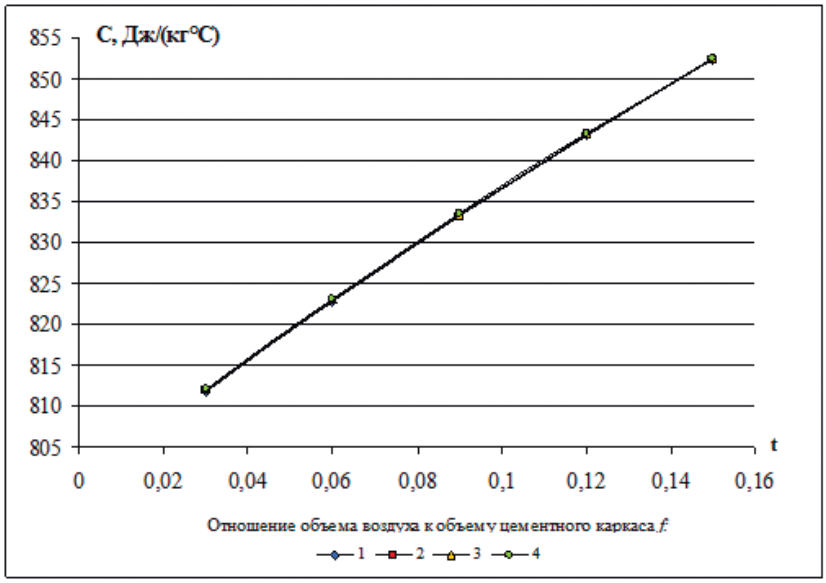


Рис. 2. Зависимость удельной теплоемкости аэрированного тампонажного камня от отношения объема газовой фазы к объему цементного каркаса (f) и от отношения веса микросфер к весу цементного каркаса камня (t).

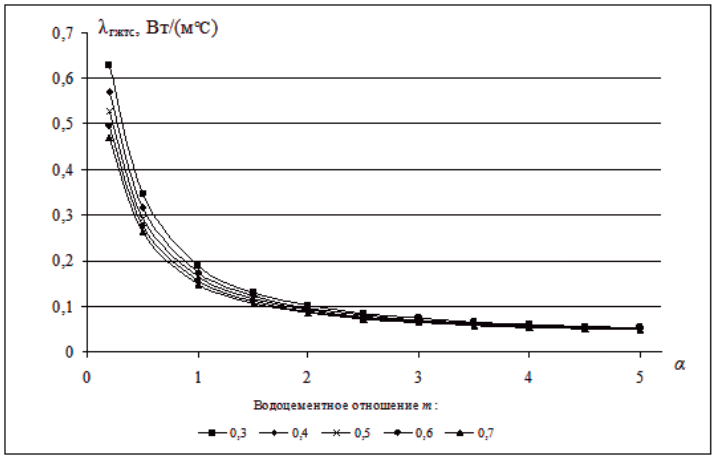


Рис. 3. Зависимость эффективной теплопроводности аэрированных тампонажных составов без микросфер от водоцементного отношения (m) и степени их аэрации (α).

может быть определена путем приведения данной системы к двухкомпонентной, в которую будут входить ГЖТС и ПАМС:

$$\lambda_{\text{гжтсм}} = \lambda_{\text{гжтс}}\left(1 - r/\left((1-\lambda_{\text{м}}/\lambda_{\text{гжтс}})^{-1} - (1-r)/3\right)\right), \quad (13)$$

где $\lambda_{\text{м}}$ - теплопроводность ПАМС, Вт/(м °С), Коэффициент r, зависящий от отношения веса микросфер к весу цемента, водоцементного отношения и степени аэрации, вычисляется следующим образом:

$$r = \frac{t/\rho_{\text{м}}}{t/\rho_{\text{м}} + 1/\rho_{\text{ц}} + m/\rho_{\text{ж}}(\alpha+1)}, \quad (14)$$

где $\rho_{\text{м}}$, $\rho_{\text{ц}}$, $\rho_{\text{ж}}$ - соответственно плотность микросфер, цемента и жидкости затворения, кг/м^3.

Зависимость эффективной теплопроводности аэрированных тампонажных составов с добавкой в них микросфер от степени аэрации и водоцементного отношения подобна той, что и для растворов, в которых отсутствует ПАМС (рис. 4). Сравнение теплопроводностей ГЖТС с микросферами и без них показывает, что первые составы обладают более низкими значениями, нежели вторые. Однако, по мере увеличения степени аэрации происходит уменьшение в расхождении величин эффективной теплопроводности составов с микросферами и без их включения. Это связано с тем, что теплопроводность воздуха ниже теплопроводности ПАМС, и по мере увеличения содержания газообразной фазы в составе тампонажной смеси эффективная теплопроводность всей системы понижается.

Эффективную теплопроводность аэрированного цементного камня можно определить следующим образом:

$$\lambda_{\text{ацк}} = \lambda_{\text{ц}}\left(1 - n_1/\left((1-\lambda_{\text{г}}/\lambda_{\text{ц}})^{-1} - (1-n_1)/3\right)\right), \quad (15)$$

где n_1 - безразмерный коэффициент, зависящий от отношения объема газовой фазы к объему каркаса аэрированного цементного камня (f), $n_1 = 1/(1+1/f)$. Таким же способом может быть рассчитана эффективная теплопроводность цементного камня с микросферами, в котором вместо пузырьков газа будут присутствовать ПАМС:

$$\lambda_{\text{цкм}} = \lambda_{\text{ц}}\left(1 - n_2/\left((1-\lambda_{\text{м}}/\lambda_{\text{ц}})^{-1} - (1-n_2)/3\right)\right), \quad (16)$$

где n_2 - безразмерный коэффициент, зависящий от отношения веса микросфер к весу цементного каркаса камня (t), $n_2 = 1/(1+\rho_{\text{м}}/(t\rho_{\text{ц}}))$.

Для наглядности сравним результаты расчетов эффективной теплопроводности аэрированного цементного камня и камня, включающего ПАМС (рис. 5). На основании полученных графиков можно сделать вывод, что при увеличении концентрации ПАМС теплопроводность тампонажного камня с микросферами близка к теплопроводности аэрированного цементного камня. Также можно заключить о том, что введение ПАМС в состав ПЖТС практически не повлияет на теплопроводность образованного цементного камня.

Чтобы определить эффективную теплопроводность аэрированного цементного камня с добавлением микросфер, нужно воспользоваться выражением для определения теплопроводности трехкомпонентной смеси с замкнутыми включениями:

$$\lambda_{\text{ацкм}} = \lambda_{\text{ц}}\left(\frac{V_{\text{г}}/V}{\delta}\left(1-\delta/\left((1-\lambda_{\text{г}}/\lambda_{\text{ц}})^{-1} - (V_{\text{ц}}/V)/3\right)\right) + \frac{V_{\text{м}}/V}{\delta}\left(1-\delta/\left((1-\lambda_{\text{м}}/\lambda_{\text{ц}})^{-1} - (V_{\text{ц}}/V)/3\right)\right)\right), \quad (17)$$

где $V_{\text{М}}$ - объем микросфер, м^3; V - общий объем тампонажного камня, $V = V_{\text{Ц}} + V_{\text{Г}} + V_{\text{М}}$, м^3;
δ - безразмерный коэффициент, зависящий от отношения объема газовой фазы к объему каркаса аэрированного

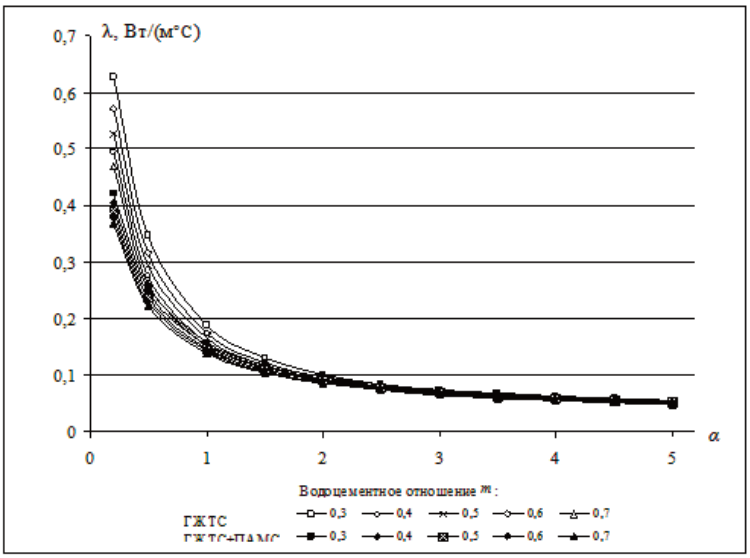
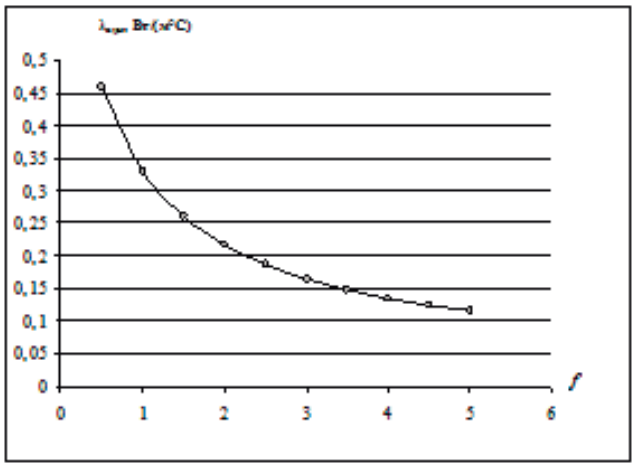
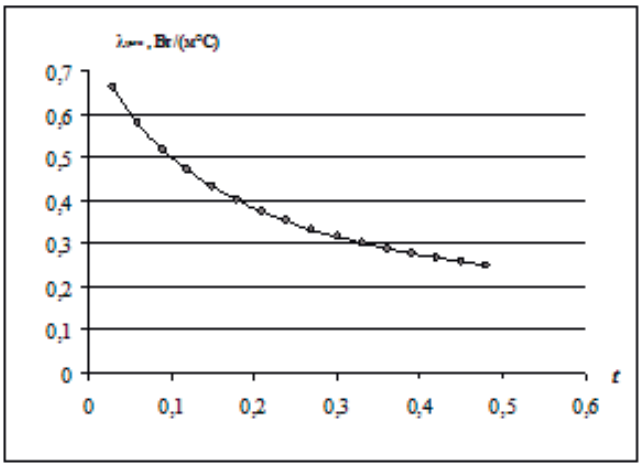


Рис. 4. Зависимость эффективной теплопроводности аэрированных тампонажных составов с микросферами (при содержании ПАМС 10% от массы твердой фазы) и без их включения от водоцементного отношения (m) и степени их аэрации (α).



а)



б)

Рис. 5. Зависимости эффективной теплопроводности камня от отношения объема газовой фазы к объему каркаса аэрированного цементного камня (а) и от отношения веса микросфер к весу цементного каркаса камня, содержащего ПАМС (б).

цементного камня (f) и от отношения веса микросфер к весу цементного каркаса камня (t), $\delta = 1 - 1 / (1 + f + t\,\rho_ц / \rho_м)$; отношения объемов отдельных компонентов, входящих в состав камня, к общему объему камня можно представить в следующем виде:

$$V_Г / V = f / (1 + f + t\,\rho_ц / \rho_м);$$
$$V_Ц / V = 1 / (1 + f + t\,\rho_ц / \rho_м);$$
$$V_М / V = (t\,\rho_ц / \rho_м) / (1 + f + t\,\rho_ц / \rho_м).$$

По результатам расчетов эффективной теплопроводности аэрированного тампонажного камня с различным содержанием в них микросфер были построены графики (рис. 6), показывающие, что при повышении концентрации ПАМС в составе ГЖТС снижается теплопроводность образуемого цементного камня. Как и в предыдущем случае, для смеси ГЖТС без микросфер, значения эффективной теплопроводности камня оказались достаточно низкими.

Коэффициент температуропроводности ГЖТС с микросферами и без них ($a_{ГЖТСМ}$) рассчитываются по нижеприведенным формулам:

$$a_{гжтс} = \frac{\lambda_{гжтс}}{C_{гжтс}\rho_{гжтс}}, \qquad (18)$$

$$a_{гжтсм} = \frac{\lambda_{гжтсм}}{C_{гжтсм}\rho_{гжтсм}}, \qquad (19)$$

где $\rho_{гжтс}$ и $\rho_{гжгсм}$ - соответственно плотности ГЖТС и ГЖГСМ с включением микросфер, измеряемые в кг/м^3 и вычисляемые по формулам:

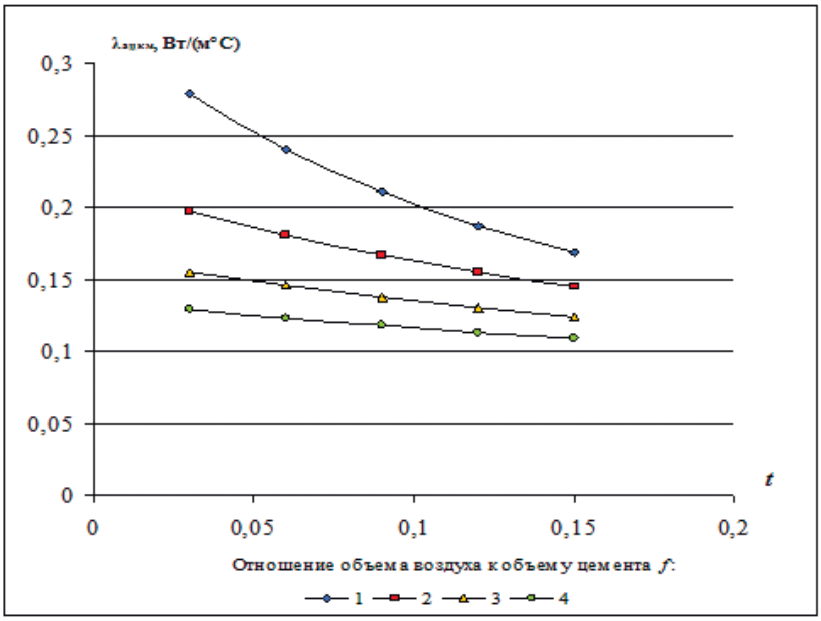


Рис. 6. Зависимость эффективной теплопроводности аэрированного тампонажного камня с содержанием ПАМС от отношения объема газовой фазы к объему каркаса камня (f) и от отношения веса микросфер к весу цементного каркаса камня (t).

$$\rho_{гжтс} = \frac{1 + m(1 + \alpha\rho_г / \rho_ж + k)}{1/\rho_ц + m(1/\rho_ж + \alpha/\rho_ж + k/\rho_{ПАВ})}, \qquad (20)$$

$$\rho_{гжтсм} = \frac{1 + m(1 + \alpha\rho_г / \rho_ж + k + h)}{1/\rho_ц + m(1/\rho_ж + \alpha/\rho_ж + k/\rho_{ПАВ} + h/\rho_{ПАМС})}, \qquad (21)$$

Результаты расчетов по определению коэффициента температуропроводности ГЖТС представлены в табл. 1.

Температуропроводность аэрированных тампонажных составов также как и их теплопроводность уменьшается с ростом водоцементного отношения и степени аэрации. При малых значениях степени аэрации температуропроводность

составов с ПАМС несколько ниже, чем без наличия микросфер. Однако, по мере возрастания содержания газовой фазы в растворе снижается расхождение значений температуропроводностей смесей с ПАМС и без их включения. Снижение температуропроводности аэрированных смесей при возрастании содержания газовой фазы, ввиду прямой зависимости, схоже снижению их теплопроводности и наиболее интенсивно уменьшается при росте степени аэрации до 2.

Расчет коэффициента температуропроводности аэрированных цементных камней с добавлением микросфер ($a_{ацкм}$) и без их включения ($a_{ацк}$) может проводиться по формулам:

$$a_{ацк} = \frac{\lambda_{ацк}}{C_{ацк}\rho_{ацк}} \quad , \qquad (22)$$

Таблица 1. Зависимость коэффициента температуропроводности аэрированных тампонажных составов с микросферами (при содержании ПАМС 10% от массы твердой фазы) и без их включения от водоцементного отношения и степени аэрации.

Степень аэрации	Температуропроводность ГЖТС (×10⁷) без микросфер (числитель) и с добавлением ПАМС (знаменатель) при водоцементном отношении, равном				
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
0,2	2,13 1,70	1,89 1,63	1,72 1,57	1,59 1,52	1,49 1,47
0,5	1,33 1,14	1,20 1,10	1,10 1,07	1,03 1,04	0,98 1,01
1	0,86 0,81	0,80 0,80	0,76 0,78	0,73 0,77	0,70 0,75
1,5	0,69 0,69	0,66 0,69	0,64 0,68	0,62 0,67	0,60 0,66
2	0,61 0,64	0,60 0,64	0,58 0,63	0,57 0,62	0,56 0,62
2,5	0,57 0,61	0,56 0,61	0,56 0,61	0,55 0,60	0,55 0,60
3	0,55 0,59	0,55 0,60	0,55 0,60	0,55 0,60	0,54 0,59
3,5	0,54 0,59	0,55 0,60	0,55 0,60	0,55 0,60	0,55 0,60
4	0,54 0,59	0,55 0,60	0,56 0,60	0,56 0,61	0,56 0,60
4,5	0,54 0,59	0,56 0,61	0,56 0,61	0,57 0,61	0,57 0,62

$$a_{ацкм} = \frac{\lambda_{гжтсм}}{C_{ацкм}\rho_{ацкм}} \quad , \qquad (23)$$

где $\rho_{ацк}$ и $\rho_{ацкм}$ - соответственно плотности аэрированного цементного камня без микросфер и с их добавкой, кг/м³, рассчитываемые по формулам:

$$\rho_{ацк} = \frac{\rho_ц + f\rho_г}{1+f} \quad , \qquad (24)$$

$$\rho_{ацкм} = \frac{1 + f\rho_г/\rho_ц + t}{1/\rho_ц + f/\rho_ц + t/\rho_м} \quad , \qquad (25)$$

Расчеты по формулам (23) и (25) позволили построить графики зависимости коэффициента температуропроводности аэрированного тампонажного камня, включающего ПАМС, от отношения объема газовой фазы к объему цементного каркаса и от отношения веса микросфер к весу цементного каркаса (рис. 7). Повышения газовой фазы в камне на уменьшение коэффициента температуропроводности влияет в меньшей степени, нежели увеличение содержания полых микросфер. Понижение значения коэффициента температуропроводности напрямую зависит от уменьшения отношения между теплопроводностью и плотностью цементного камня.

Полученные значения теплофизических свойств для аэрированных тампонажных смесей с включением ПАМС и для образуемых на их основе цементных камней позволяют сделать выводы о целесообразности использования данных цементных композиций для крепления скважин в условиях распространения ММП, где требуется создание надежной теплоизоляции затрубного пространства в целях предотвращения растепления стенок скважины. Наличие газа в составе тампонажного раствора не влияет на его химические свойства [8], что дает

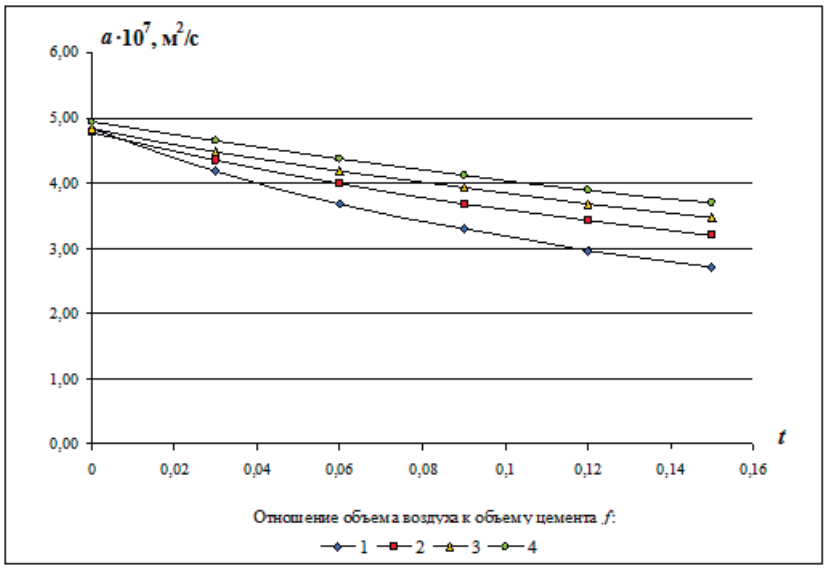


Рис. 7. Зависимость коэффициента температуропроводности аэрированного тампонажного камня с содержанием ПАМС от отношения объема газовой фазы к объему каркаса (f) и от отношения веса микросфер к весу каркаса камня (t)

возможность проектировать основные технологические параметры исходного неаэрированного тампонажного состава для конкретных условий применения. Насыщая газом тампонажную смесь, обладающую заранее заданными технологическими параметрами, можно получить требуемую плотность раствора. Регулирование водоцементного отношения и степени аэрации позволяет создать тампонажный раствор с определенными теплофизическими свойствами, которые могут быть оценены по предложенным в данной работе формулам.

Ввод ПАМС в состав ГЖТС позволяет получить тампонажный камень с низкой теплопроводностью и плотностью, характерной для обычного аэрированного цементного камня. Добавка микросфер, как отмечается в работах [4, 5], увеличивает прочность и понижает газопроницаемость формируемого тампонажного камня, а также повышает устойчивость и сокращает сроки схватывания ПЖТС.

Целью дальнейших исследований является разработка оптимальных тампонажных составов ПЖТС с добавлением ПАМС, предназначенных для крепления скважин в криолитозоне, и экспериментальное подтверждение полученных результатов теплопроводности для аэрированного цементного камня с включением полых микросфер.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудряшов, Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. - М.: Недра, 1983. - 286 с.
2. Медведовский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах. - М.: Недра, 1987. - 220 с.
3. Казаков, Е.Г., Карнеева, Н.С., Пахаруков И.Ю. О механизме повышения прочности тампонажного камня, содержащего алюмосиликатные микросферы // Территория нефтегаз. М.: ЗАО «Камелот Паблишинг», - 2007. - № 12. - с. 26-29.
4. Пат. 2176308 РФ. E21B33/138. Тампонажный пеноцементный состав/ П.Ф. Цыцымушкин, С.Н. Горонович, С.Р. Хайруллин, А.П. Цыцымушкин. Опубл. 27.11.2001.
5. Пат. 2379474 РФ E21B33/138. Способ изоляции интервалов высокоинтенсивных поглощений в скважине и аэрированный тампонажный раствор для его осуществления. Ю.В. Фефелов, О.Г. Кузнецова и др. Опубл. 20.01.2010.
6. Кучерюк, В.И., Колобов В.И. Методология оптимизации крепи скважин в криолитозоне // Бурение и нефть. М.: ООО «Бурнефть», - 2003. - № 9. - с. 26-28.
7. Кузнецов, В.Г. Исследование прочности и упругости тампонажного камня в условиях отрицательных температур // Проблемы подготовки кадров для строительства и восстановления нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западной Сибири (Тез. докл. Междунар. науч. конф.) - Тюмень: ТюмГНГУ, 1996. - 70 с.
8. Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси (комплексная технология бурения и крепления скважин) СПб.: СПГГИ, 2000. - 143 с.

REFERENCES

1. Kudryashov B.B., YAkovlev A.M. Well drilling in frozen rocks. - M.: Nedra, 1983. - 286 p.
2. Medvedovskij R.I. Construction and operation of oil and gas wells in ever-frozen rocks. M.: Nedra, 1987. - 220 p.
3. Kazakov, E.G., Karneeva, N.S., Paharukov I.Yu. Discussing strength increase of concrete containing aluminosilicate microspheres // Territoriya neftegaz. M.: ZAO “Kamelot Publishing”- 2007. - №12. - p. 26-29.
4. Patent 2176308 РФ. E21B33/138. / P.F. Cycymushkin, S.N. Goronovich, S.R. Hajrullin, A.P. Cycymushkin. Published 27.11.2001.
5. Patent 2379474 РФE21B33/138. Intensive water zone shut-off and foamed cement slurry for it. O.G. Kuznecova et al. Published 20.01.2010.
6. Kucheryuk V.I., Kolobov V.I., Kucheryuk V.I., Kolobov V.I. Methodology to optimize well casing in cryolithic zones // Burenie i neft'. M.: OOO “Burneft” - 2003. - №9. - p. 26-28.
7. Kuznecov V.G. Grouting elasticity and strength analysis under the conditions of freezing temperature. // Constructon and reconstruction staff training for West Siberia oil and gas fields. (International scientific conference, theses) – Tyumen: TyumGNGU, 1996. – p. 70.
8. Yakovlev A.A. Gas-liquid flushing and grouting mixtures (integrated solutions for oil and gas well drilling and casing) SPb.: SPGGI, 2000. – p. 143.

УДК 622.244.5

Технологические жидкости для вскрытия продуктивных горизонтов в условиях АВПД

В.И. Крылов – доктор техн. наук, профессор
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)
В.В. Крецул – канд. техн. наук, директор Российского инженерного петротехнического центра
(Шлюмберже)
Р.Е. Зонтов - заместитель начальника ЦНИПР ГПУ
(ООО «Газпром добыча Астрахань»)
Е.М. Чумаков - руководитель направления «Продуктивность скважин»
(Эм-Ай СВАКО)

Введение. В последние годы нефтегазовые компании вынуждены осуществлять поиск и разведку новых месторождений на больших глубинах, сталкиваться с трудностями разработки глубокозалегающих сложно построенных залежей с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). В связи с этим все больший интерес проявляется к вскрытию продуктивных пластов в условиях АВПД, и это относится не только к «южным» регионам России – Краснодарский край, Астраханская область, Дагестан, Чечня и др., но и к регионам, где при вскрытии продуктивных пластов традиционно применяли промывочные жидкости с плотностью немногим выше плотности воды – месторождения Севера России – Западной Сибири (например, ачимовские и юрские отложения месторождений севера Ямала) и Коми (например, Тобойское месторождение). Поэтому вскрытие пластов на месторожденях с АВПД является весьма актуальной проблемой строительства скважин.

Технология вскрытия продуктивных пластов в условиях, когда градиент пластового давления близок к гидростатическому или немногим выше его достаточно разработана и нашла широкое применение при разработке месторождений Западной Сибири. Например, только компания «Эм-Ай СВАКО» осуществляет инженерное сопровождение вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири более, чем на 150 скважинах ежегодно, обеспечивая при этом повышение дебитов скважин.

При попытках прямой экстраполяции технологий качественного вскрытия продуктивных пластов, предлагаемых сервисными компаниями, таких как «Фло-Про» («Эм-Ай СВАКО»), «Икарб» («ИКФ Сервис»), «Перфлоу» («Интек Дриллинг Флюидс-Бэйкер Хьюз») и др. для условий АВПД возникает целый ряд трудностей.

Недостатки существующих технологий. В настоящее время применяемые на месторождениях России (Астраханская область, Республика Коми, север Тюменской области) тяжелые промывочные жидкости, утяжеленные баритом, как правило, невысокого качества, характеризуются целым рядом недостатков – низкая седиментационная устойчивость, сложность контроля свойств системы, низкое качество вскрытия продуктивных горизонтов и др. Зачастую необходимость использования «традиционных» утяжеленных промывочных жидкостей не оставляет альтернативы и вся «экономическая эффективность» применения таких систем заключена в самой возможности проводки глубоких скважин, вскрытия пластов с аномально-высокими давлениями, обеспечения устойчивости стенок скважины. При этом приходится мириться с целым рядом серьезных недостатков утяжеленных промывочных жидкостей:

- высокой вязкостью, обусловливающей большие гидродинамические потери давления в скважине и опасность гидроразрыва пластов;
- низкой статической и особенно динамической седиментационной устойчивостью, являющейся причиной расслоения жидкости по плотности и вязкости в наклонно-направленных скважинах;
- низкой устойчивостью к воздействию загрязняющих факторов;
- высокой абразивностью, приводящей к повышенному износу бурового оборудования;
- необходимостью регенерации утяжелителя, удаляемого системой очистки бурового раствора;
- крайне негативным воздействием на коллекторские свойства вскрываемых пластов, затрудняющим их освоение и снижающим продуктивность скважин.

При этом, только избавление хотя бы от части перечисленных недостатков без существенного увеличения стоимости растворов приводит к реальной экономической эффективности новых технологий утяжеленных растворов. Одним из способов сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта является создание тонкой плотной фильтрационной корки, которую можно было бы легко удалить при освоение скважины. Качество фильтрационной корки во многом зависит от фракционного состава твердой фазы.

В «традиционных» системах для этого применяют мраморную крошку, кристаллическую соль и другие материалы определенного фракционного состава. При этом практически невозможно достичь высокие значения плотности с помощью «традиционных» систем промывочных жидкостей, утяжеленных растворимым утяжелителем (молотый мрамор, кристаллическая соль, резиновая крошка), так как это необратимо ведет к перегрузке жидкости твердой фазой. К тому же при большой концентрации утяжелителя (твердой фазы) снижается эффективность действия многих полимеров, например, таких как ксантановая смола, которая широко применяется в жидкостях для первичного вскрытия пластов. В то же время использование баритового, гематитового и сидеритового утяжелителей в «традиционных» промывочных жидкостях, как правило, ведет к необратимому загрязнению коллектора.

Для решения проблемы качественного вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД нашли применение следующие технологии:

1. Так называемые «традиционные» системы – промывочные жидкости, использующие твердую фазу (барит, гематит, сидерит) в качестве утяжелителя. Обычно в качестве сводообразующего материала применяют фракционированный молотый мрамор. Для снижения коэффициента трения используют углеводородную основу системы.

2. Промывочные жидкости, использующие тяжелую основу (дисперсионную среду) – тяжелые растворы солей:

- промывочные жидкости на основе солей двухвалентных металлов;
- промывочные жидкости на основе солей муравьиной кислоты (формиаты).

3. Промывочные жидкости, утяжеленные по технологии «ВАРП» (частицы утяжелителя, обработанные по специальной технологии).

Невозможность поддержания низкого содержания твердой фазы приводит к необходимости использования дорогих тяжелых солей, таких как бромиды кальция и цинка, формиаты калия, цезия и др. С другой стороны в присутствии солей хлорида кальция, бромида кальция, бромида цинка снижается эффективность многих полимеров. К тому же растворы солей этих металлов являются токсичными и коррозионноактивными, и, соответственно, требуют специальной техники безопасности при работе с такими растворами.

Тяжелые промывочные жидкости на углеводородной основе. В мировой практике наиболее широкое применение в условиях АВПД нашли промывочные жидкости на углеводородной основе (РУО), утяжеленные баритом до требуемой плотности.

В настоящее время для создания плотностей порядка 2000 кг/м^3 применяют инвертные эмульсии с соотношением нефть/вода от 85/15 до 95/5, утяжеленные баритом с добавлением карбоната кальция для корректировки фракционного состава. Для снижения загрязнения коллектора и увеличения стабильности системы может также потребоваться подбор пакета специальных эмульгаторов и ПАВ. В первую очередь это связано с тем, что традиционно считающиеся наилучшими для первичного вскрытия продуктивных горизонтов РУО зачастую таковыми не являются. Используемые в составе РУО поверхностно активные вещества являются весьма агрессивными, изменяющими физико-химические свойства поверхности породы коллектора. При этом многие современные специальные растворы на водной основе для вскрытия продуктивных пластов, например, такие как «Дай-Про», «Варп» или «Формикс» (компания «Эм-Ай СВАКО»), не только не уступают, но и практически всегда превосходят РУО по коэффициенту восстановления проницаемости, качеству вскрытия пластов и производительности скважин, обладая при этом заметно более низкой стоимостью, высокой технологичностью и экологической безопасностью. В зарубежной практике нередки случаи, когда РУО, применявшийся для бурения вышележащих интервалов, заменяется на специализированный раствор на водной основе для первичного вскрытия коллектора, несмотря на сопряженные с такой заменой сложности и капитальные затраты [2, 3].

Специально для того, чтобы избавиться от многих традиционных недостатков РУО с точки зрения вскрытия продуктивных горизонтов, сервисные компании разрабатывают специальные системы РУО. Например, компания «Эм-Ай СВАКО» для вскрытия продуктивных пластов применяет системы РУО «Верса-Про», «Нова-Про», «Фэйз-Про» (окончание «-Про» означает, что система разработана специально для вскрытия продуктивных пластов), которые могут применяться при значении плотности до 2200 кг/м^3. Компания «Халлибуртон» («Бароид») для своей 100-% углеводородной системы Кордрил-Н, предназначенной для первичного вскрытия продуктивных горизонтов, ограничивает максимальное значение плотности на уровне 1440 кг/м^3.

В отличие от использовавшихся ранее рецептур, пакет эмульгаторов и ПАВ, используемых в современных РУО, разрабатывается специально для каждого конкретного месторождения на основе анализа кернов и пластовых жидкостей. В результате этого РУО оказывает минимальное воздействие на ПЗП, практически не изменяя смачиваемость породы коллектора и максимально сохраняя его естественную продуктивность. Кроме того, фракционный состав твердой фазы современных РУО подбирается в зависимости от конфигурации порового пространства коллектора таким образом, чтобы максимально быстро сформировать тонкую, плотную, малопроницаемую фильтрационную корку и максимально снизить как величину фильтрации, так и вероятность проникновения твердой фазы раствора (в т.ч. утяжелителя) в поровое пространство [1].

К преимуществам современных РУО (например, таких как «Верса-Про») можно отнести сравнительно небольшую стоимость (в сравнении с жидкостями на основе формиатов или бромидов), высокую стабильность раствора, устойчивость к воздействию различных загрязняющих факторов, низкий коэффициент трения, полное отсутствие коррозии. Среди недостатков можно отметить высокую токсичность раствора, резкий рост вязкости при охлаждении раствора ниже +10 °С, невысокую седиментационную устойчивость, особенно в динамических условиях.

В зависимости от конкретных условий бурения и эколо-гических ограничений, системы современных РУО можно приготовить на основе дизтоплива, минеральных или синтетических масел. Для базовой и наиболее дешевой разновидности системы можно использовать обычное дизтопливо (для районов Крайнего Севера – желательно арктической марки) в качестве основы. Стоимость такой промывочной жидкости будет на порядок ниже стоимости решения на основе бромидов и

формиатов, однако токсичность, взрывопожароопасность и вязкость такого раствора обычно слишком высоки для большинства применений. Более безопасные промывочные жидкости могут быть приготовлены на основе низковязких низкотоксичных минеральных масел, при этом стоимость их будет в 2 и более раз выше (в зависимости от типа масла), чем стоимость жидкости на основе дизтоплива. Такие системы будут лишены практически всех традиционных недостатков РУО. В случае, если требуется еще более высокая экологическая безопасность, можно рекомендовать применение синтетических масел (линейные альфа-олефины, эстеры, внутренние олефины, линейные парафины и т.п.). При этом возможно получение полностью экологически безопасных и даже биоразложимых РУО при стоимости раствора близкой к стоимости жидкости на основе минеральных масел. Основным недостатком синтетических масел является высокая температура загустевания – около -12..+2 °С против -40..-60 °С у минеральных масел.

Жидкости на основе солей двухвалентных металлов. Увеличение числа проектов бурения скважин с узким рабочим диапазоном для значений плотности промывочной жидкости, в том числе эквивалентной плотности при циркуляции, способствовало развитию исследований жидкостей на основе тяжелых солей. К таким проектам относятся скважины с малым диаметром ствола, глубокие и морские скважины с большой глубиной дна и др. Как было замечено ранее «традиционные» системы тяжелых промывочных жидкостей с высокой концентрацией твердой фазы (утяжелителя), как правило, характеризуются толстой и рыхлой фильтрационной коркой, высоким значением коэффициента трения и реологическими свойствами, которые не позволяют использовать такие системы при строительстве скважин с узким рабочим диапазоном для значений плотности жидкости.

Таким образом, для проводки скважин в условиях узкого диапазона для значений плотности промывочной жидкости необходимо, чтобы промывочная жидкость имела минимальную концентрацию твердой фазы (или полное ее отсутствие), а дисперсионная среда имела бы высокую плотность. В качестве дисперсионной среды могут применяться тяжелые растворы солей двухвалентных (хлорид кальция, бромиды кальция и цинка) и моновалентных металлов (бромид натрия, формиаты натрия, калия и цезия).

В течение последних десятилетий проведено множество исследований тяжелых солей, тем не менее, их широкое распространение в качестве основы для жидкостей первичного вскрытия сдерживается рядом технологических сложностей применения. Одним из основных сдерживающих факторов является то, что большинство водорастворимых полимеров, обеспечивающих контроль реологических и фильтрационных свойств теряют свою эффективность в растворах бромида кальция и цинка.

Для решения этой проблемы многие компании предлагают различные решения – использование сложных силикатных соединений [2], модификаций крахмальных реагентов и др. Например, компания «Эм-Ай Свако» в качестве основы в системе «Дай-Про» используются тяжелые соли двухвалентных металлов ($CaCl_2$, $CaBr_2$, $ZnBr_2$) и их смеси, что позволяет приготовить раствор плотностью от 1380 до 2100 кг/м^3. С любой из этих основ в системе применяются уникальные реагенты-структурообразователи и понизители водоотдачи в сочетании с молотым мрамором определенного фракционного состава (подбираемого под каждый индивидуальный коллектор, в т.ч. на основании анализов керна) для образования тонкой малопроницаемой фильтрационной корки и снижения скоростей фильтрации в забойных условиях. Система «Дай-Про» имеет прекрасные ингибирующие способности, смазывающие и реологические характеристики. Система совместима с любым типом заканчивания – от открытого забоя до цементирования с перфорацией. Технология «Дай-Про» предусматривает низкое давление отрыва корки и полное удаление остатков раствора и фильтрационной корки с забоя скважины потоком пластового флюида без дополнительной обработки ПЗП или интенсификации притока. Тем не менее система полностью совместима с соляной кислотой и при необходимости ПЗП может быть дополнительно очищена установкой кислотной ванны (15% HCl) в течение 2-3 часов.

Промывочная жидкость «Дай-Про» предусматривает утилизацию и повторное использование дорогостоящего раствора тяжелой соли путем удаления твердой фазы и фильтрации рассола, после чего он может быть повторно использован для приготовления промывочной жидкости, что позволяет существенно снизить стоимость скважины в целом.

Система «Дай-Про» применялась уже на более чем 80 скважинах в различных регионах мира. Результаты испытаний показывают, что система обеспечивает более 75-85% восстановления проницаемости ПЗП без использования кислотной обработки и более 90% при обработке ПЗП 5% соляной кислотой в течение 3 часов. В общем случае давление отрыва корки, качество очистки забоя и защита коллектора при использовании системы «Дай-Про» заметно превосходят результаты, достигаемые при использовании традиционных биополимерных растворов такой же плотности [1, 3].

Дополнительным преимуществом систем на основе солей двухвалентных металлов является очень низкая температура кристаллизации, составляющая для раствора плотностью 2020 кг/м^3 приблизительно -34 °С, что позволяет хранить и транспортировать раствор в не обогреваемых емкостях даже в условиях Крайнего Севера.

К недостаткам систем на основе солей двухвалентных металлов можно отнести высокую стоимость раствора, токсичность, коррозионную опасность, некоторую сложность в приготовлении, хранении и транспортировке раствора.

Устойчивость системы «Дай-Про» к комплексному термобарическому воздействию, осложнённому наличием кислых газов, была проверена на Опытном полигоне ЦНИПР ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань». Следует отметить, что подвергнутая испытаниям система «Дай-Про» была приготовлена на основе раствора нитрата кальция и дополнительно содержала в своём составе водорастворимый поглотитель сероводорода (ПС).

Условия проведения испытаний были следующие:

- продолжительность экспонирования – 7 суток;
- объём испытуемой системы – 1,5 л;
- температура – 95 °С;
- давление – 60 кгс/см^2;
- периодичность барботажа сырым газом – 4 ч/сут.;
- расход сырого газа при барботаже – 5 л/мин.;
- содержание H_2S / CO_2 в сыром газе – 27/14% мольных.

Контроль параметров системы выполнялся по стандартным методикам контроля качества буровых растворов, данные представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1. Основные технологические параметры системы «Дай-Про».

Параметр	Исходная система	С добавлением поглотителя H_2S и мела	После экспонирования в среде сырого газа*
Рецептура	$Ca(NO_3)_2$ – 1 л Di Trol – 20 г Di Boost – 10 мл Di Balance – 5 г	$Ca(NO_3)_2$ – 1 л Di Trol – 20 г Di Boost – 10 мл Di Balance – 5 г ПС – 50 мл Мел – 100 г	$Ca(NO_3)_2$ – 1 л Di Trol – 20 г Di Boost – 10 мл Di Balance – 5 г ПС – 50 мл Мел – 100 г
Плотность, кг/м^3	1500	1525	1493
УВ, сек (б. в.)	38	60	120
$Ф_{хол}$, мл ВМ-6	отсутствует	отсутствует	отсутствует
$Ф_{гор}$, мл (при 105 °С) Бароид	-	4	-
СНС $_{1/10}$, Па	-	6/6	10/10
PV, сПз (пластическая вязкость)	-	40	92
YV, дПа (точка пластичности)	-	146	224

* - жидкость после экспонирования в среде сырого газа подвергли вакуумированию для удаления растворенных газов

Таблица 2. Изменение вязкостных свойств системы «Дай-Про» (Chandler Engineering 3500 LS).

Об/мин	600	300	200	100	60	30	20	10	6	3
Вязкость, сПз Жидкость с добавлением поглотителя H_2S и мела	110	70	55	38	30	23	20	15	14	10
Вязкость, сПз Жидкость после сырого газа	150	98	81	60	49	39	34	28	25	21

По результатам измерений можно констатировать, что система успешно прошла недельные испытания в среде сырого газа АГКМ. Она сохранила структурно-реологические параметры, агрегативного разрушения – не произошло. Некоторое изменение параметров связано с наличием механических примесей и конденсата в сыром газе.

Системы промывочных жидкостей на основе формиатов. Другим технологическим решением, в отличие от применения солей двухвалентных металлов, является утяжеление водной фазы раствора формиатами (солями муравьиной кислоты). При этом в нефтегазовой отрасли применяют формиат натрия, калия и цезия. Максимально достижимая плотность промывочной жидкости составляет, соответственно – 1300, 1590 и 2300 г/см^3. Несмотря на то, что накоплен большой опыт бурения с тяжелыми растворами на основе формиата цезия (пробурено более 80 скважин), стоимость такого раствора настолько высока, что не позволяет рассматривать этот вариант применительно к месторождениям, разрабатываемым отечественными компаниями.

Уникальные решения для пластов с АВПД. Одной из проблем применения утяжеленных промывочных жидкостей является регенерация утяжелителя с помощью средств контроля за твердой фазой. Обычно на буровых используют низкооборотные центрифуги для регенерации утяжелителя. Другим решением может являться использование сверхпарамагнетических наночастиц размером менее 200 нм для утяжеления промывочных жидкостей. Для контроля за содержанием наночастиц в промывочной жидкости возможно применение магнитных генераторов в наземной части циркуляционной системы, которые будут притягивать к себе частицы для последующего их возвращения в систему. Частицы имеют размер в диапазоне 5-200 нм и образуют кластеры (конгломераты) размером 0,1-500 мкм. С помощью данного способа могут быть приготовлены жидкости плотностью 1020-1800 кг/м^3 [5]. Поскольку в качестве материала для наночастиц используются металлы VIII группы, кадмий, золото и их сплавы, то описанная технология представляется достаточно дорогостоящей для ее распространения.

Другой, пожалуй еще более острой проблемой применения утяжеленных промывочных жидкостей является предотвращение выпадения утяжелителя из промывочной жидкости. Решения, основанные на использовании измельченных частиц утяжелителя для увеличения седиментационной устойчивости промывочных жидкостей известны давно. Однако уменьшение размеров частиц утяжелителя ведет к увеличению их числа, что приводит к росту площади поверхности частиц и повышению структурно-механических свойств жидкости. В результате такие утяжеленные системы характеризуются высокими значениями реологических свойств, которые приводят к низким технико-экономическими показателям их применения – к высоким давлениям поршневания/свабирования при СПО, высокой эквивалентной плотности при циркуляции, значительной репрессии на пласт, опасности разрыва пород пласта и др. Например, компания «Халлибуртон» предлагает использовать частицы барита размером 6-75 мкм эквивалентного сферического диаметра строго контролируемого фракционного состава. Утяжелитель должен иметь не более 10% масс. частиц размером менее 6 мкм и не более 5% масс. частиц крупнее 75 мкм [4].

Более легкой в применении и потенциально более перспективной технологий сверхтяжелых растворов можно считать систему WARP («Варп»), основанную на использовании мелкодисперсного (коллоидного) утяжелителя (карбоната кальция, барита, гематита) с размером частиц 1-2 мкм (для примера – средний размер частиц стандартного барита равен 25-50 мкм) [6].

Аббревиатура WARP расшифровывается как Weighting Agent Research Project – исследовательский проект утяжелителей. «Варп» – это запатентованная компанией «Эм-Ай СВАКО» и не имеющей аналогов в отрасли технология, предусматривающая приготовление высококонцентрированной суспензии утяжелителя в воде, содержащей до 75% твердой фазы и имеющей плотность до 2500 кг/м^3. Частицы утяжелителя в концентрате защищены специальным коллоидом, ингибирующим электрохимическое взаимодействие частиц таким образом, что, несмотря на огромную поверхность твердой фазы и высокую ее концентрацию, система «Варп» имеет низкую вязкость и высокую подвижность. Полученный концентрат можно разбавлять водой до требуемой плотности или просто добавлять в промывочную жидкость по мере необходимости. При этом не существует ограничений по составу и минерализации готовой промывочной жидкости. Это позволяет приготавливать сверхтяжелые промывочные жидкости для абсолютно любых условий бурения, при этом реологические и фильтрационные характеристики таких промывочных жидкостей находятся ближе к не утяжеленным, чем к «традиционным» утяжеленным промывочным жидкостям. Так, например, пластическая вязкость жидкости плотностью 2200 кг/м^3, приготовленной по технологии WARP почти в четыре раза меньше, чем утяжеленного стандартным баритом бурового раствора (17-20 мПа·с против 70-80 мПа·с).

Благодаря коллоидному размеру частиц промывочные жидкости «Варп» совершенно не подвержены седиментационному расслоению, обладают низкой абразивностью, устойчивы к загрязнению и могут быть использованы с применением обычной системы очистки, не требуя применения устройств для регенерации утяжелителя.

Результаты исследований показали, что растворы «Варп» приближаются по величине коэффициента восстановления проницаемости кернов к специализированным растворам для первичного вскрытия продуктивных пластов. Типовой показатель восстановления проницаемости системы «Варп» составляет около 75-80 %, что несколько меньше, чем у систем на основе тяжелых солей, например таких как «Дай-Про», но заметно выше, чем у «традиционных утяжеленных промывочных жидкостей.

Система «Варп» очень проста в обращении и полностью совместима с любыми реагентами для обработки растворов на водной основе, включая любые соли, лигниты, лигносульфонаты, КМЦ, ПАЦ, крахмалы, биополимеры, полиакриламиды, гликоли и т.п [6].

В настоящий момент «Варп» поставляется только в жидком вид, что приводит к некоторым сложностям при транспортировке системы, и к относительно высокой температуре замерзания (около -5...7 °С). Система также характеризуется более низким (например, по сравнению с «Дай-Про») потенциалом повторного использования.

«Варп» является совершенно новой технологией утяжеленных буровых растворов и пока, к сожалению, не получил широкого распространения. В настоящий момент система «Варп» применялась для бурения, глушения и как пакерная жидкость на 16 скважинах различных месторождений за рубежом.

Выводы

Качественное первичное вскрытие продуктивных горизонтов с коэффициентами аномальности более 1,9 является сложной инженерно-технической задачей. Применяющиеся в нефтегазовой промышленности тяжелые промывочные жидкости приводят к значительному загрязнению продуктивных пластов. Количество решений для вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД ограничено и все они сравнительно дороги.

В практике строительства скважин известно немало случаев применения технологий вскрытия, «обеспечивающих сохранность коллекторских свойств продуктивного пласта», но в то же время не отвечающих условиям бурения скважин, в результате чего ствол скважины осложнялся, и не обеспечивалась цель строительства скважин. Примером тому могут служить факты, когда перед бурением горизонтального ствола из пилотствола отбирали керн и проводили на нем исследования с целью выбора рецептуры промывочной жидкости, обеспечивающей максимальное сохранение коллекторских свойств пласта. В дальнейшем после проведения геофизических и гидродинамических исследований в горизонтальном стволе приходили к выводу, что продуктивный пласт был засорен частицами бурового шлама, которые не выносились потоком промывочной жидкости и вдавливались в поровое пространство породы коллек-тора как элементами КНБК, так и под действием дифференциального давления. Проявление эффекта Жамена в последующем осложняет очистку загрязненного пласта. Поэтому совершенствование технологии промывки, составов и свойств промывочных жидкостей остается основным вопросом разработки технологии вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающей максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.

Системный подход к комплексным исследованиям с учетом детальной оценки условий бурения, имеющихся проблем и осложнений (в т.ч. на восстановление проницаемости керна) с использованием всех доступных технологий позволяют оценить возможные преимущества от внедрения тех или иных систем буровых растворов для

получения наилучших результатов и максимальной отдачи от таких технологий, а также определить наиболее приемлемую с точки зрения технико-экономической эффективности технологию первичного вскрытия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F. and Aston M. Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids. SPE 58793.
2. Dobson J.W., Harrison J.C., Hale A.H., Lau H.C., Bernardi, Jr. L.A., Kielty J.M., Albrecht M.S., Bruner S.D. Laboratory Development and Field Application of a Novel Water-Based Drill-In Fluid for Geopressured Horizontal Wells. SPE 36428.
3. Horton R.L., Dobson Jr. J.W., Tresco K.O., Knox D.A., Green T.C., and Foxenberg W.E.A New Biopolymer-Free, Low Solids, High Density Reservoir Drilling Fluid SPE 68965.
4. Nattier J.A., Shumate T.G. Weight material for drilling fluids and method of creating and maintaining the desired weight. United States Patent 6,548,452. April 15, 2003.
5. Jimenez M.A., Genolet L.C., et al. Method for treating drilling fluid using nanoparticles. United States Patent 6,579,832. June 17, 2003.
6. Меденцев С.В., Васильченко С.В., Технология WARP–сверхтяжелые сверхтекучие экономически эффективные буровые растворы. // Бурение & нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2003. - №7.

REFERENCES

1. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F. and Aston M. Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids. SPE 58793.
2. Dobson J.W., Harrison J.C., Hale A.H., Lau H.C., Bernardi, Jr. L.A., Kielty J.M., Albrecht M.S., Bruner S.D. Laboratory Development and Field Application of a Novel Water-Based Drill-In Fluid for Geopressured Horizontal Wells. SPE 36428.
3. Horton R.L., Dobson Jr. J.W., Tresco K.O., Knox D.A., Green T.C. and Foxenberg W.E.A New Biopolymer-Free, Low Solids, High Density Reservoir Drilling Fluid SPE 68965.
4. Nattier J.A., Shumate T.G. Weight material for drilling fluids and method of creating and maintaining the desired weight. United States Patent 6,548,452. April 15, 2003.
5. Jimenez M.A., Genolet L.C., et al. Method for treating drilling fluid using nanoparticles. United States Patent 6579832. June 17, 2003.
6. Medencev S.V., Vasil'chenko S.V. WARP - super-heavy and super-fluid cost effective drill muds // Burenie & neft'.- M.: OOO “Burneft”, 2003. - №7.

УДК 622.276.53.054.23:621.694

Разработка устройства для интенсификации процессов смешивания и диспергирования при приготовлении буровых и тампонажных растворов

М.В. Омельянюк – канд. техн. наук, доцент; И.А. Пахлян - канд. техн. наук, доцент
(Кубанский государственный технологический университет)

Сервисные компании и буровые предприятия уделяют повышенное внимание технологии приготовления и параметрам применяемых буровых и тампонажных растворов, от которых, в первую очередь, зависит качество выполняемых работ по строительству и капитальному ремонту скважин.

Для выполнения технологических функций и удовлетворения предъявляемым требованиям физико-химические

свойства буровых растворов необходимо регулировать. Это достигается вводом в них различных добавок для обеспечения требуемых технологических характеристик.

Современные технологии и технические средства для приготовления и гомогенизации буровых растворов обеспечивают достаточно высокую производительность (до 100 м^3/час и выше), практически полную механизацию процесса, но, однако, не обеспечивают главного - достаточной степени диспергирования твердой фазы [1]. В результате приготовленный буровой раствор приходится доводить до требуемой кондиции путем многократной циркуляции в системе приготовления, либо в циркуляционной системе буровой установки

Перспективным для интенсификации процессов диспергирования и смешивания в многофазных средах является использование эффекта кавитации, который оказывает значительное влияние на тиксотропные и фильтрационные свойства глинистых растворов, прочность цементного камня, за счет очень высокой локальной концентрации энергии при небольших средних затратах мощности.

Кавитационная технология технически легко реализуется при атмосферном давлении [2]. Нарушение сплошности потока возникает при условии:

$$P - \frac{\rho \vartheta^2}{2} \le Z \qquad (1)$$

где P - гидростатическое давление в потоке жидкости;
ϑ - скорость потока;
ρ - плотность жидкости;
Z – объёмная прочность жидкости, которую можно принимать равной давлению насыщенных паров $P_{НП}$.

Из условия (1) можно определить скорость потока, при которой возникает кавитация (без учета формы кавитатора):

$$\vartheta \ge \sqrt{\frac{2(P-Z)}{\rho}} \qquad (2)$$

Определим ϑ для потока воды при атмосферном давлении и температуре 20 °С (Z = 0,002 МПа)

$$\vartheta \ge \sqrt{\frac{2(0{,}1-0{,}002)10^6}{1000}} \ge 14(м/с)$$

Образующиеся кавитационные каверны в потоке жидкости переносятся в область с повышенным давлением, где они схлопываются с образованием гидравлического удара. Возникающее при этом давление $P_У$ можно определить по формуле Н.Е. Жуковского для прямого гидроудара:

$$P_У = \rho \cdot \vartheta \cdot c \qquad (3)$$

где c – скорость распространения ударной волны, которую можно принимать равной скорости звука в жидкости.

Полагая ρ = 1000 кг/м^3; ϑ = 14 м/с; c = 1400 м/с, по формуле (3) получим $P_У$ = 19,6 МПа. Импульсы давления такой амплитуды, к тому же повторяющиеся с частотой в сотни Герц, при схлопывании вокруг твердых частиц тампонажного или бурового раствора способствуют их качественному диспергированию и гомогенизации. Кроме того, при кавитационном диспергировании вновь образующаяся поверхность частиц чрезвычайна активна. В результате можно получить стабильный раствор с минимальной химической обработкой или даже без таковой.

Кавитационная технология экологически безопасна, менее энергозатратна по сравнению с гидравлическими, механическими перемешивателями-диспергаторами. Известен ряд устройств, в которых используется кавитация для диспергирования и гомогенизации. Некоторые из них не являются проточными и, соответственно, высокопроизводительными. Часть диспергаторов сложны в изготовлении, материалоёмки (к примеру, шаровые мельницы), не позволяют контролировать содержание твердой фазы в растворе, вводить дополнительные компоненты, химические реагенты одновременно с процессом диспергирования и гомогенизации [3]. Главный недостаток большинства устройств для диспергирования растворов заключается в том, что при их работе в растворах не достигаются отрицательные давления, а процесс диспергирования представляет собой механическое дробление.

Задачей настоящей работы являлось создание устройства, лишенного вышеперечисленных недостатков, и направленного на реализацию механизма интенсификации процессов смешивания, диспергирования, эмульгирования, гомогенизации при приготовлении буровых и тампонажных растворов с целью повышения их качества. Конструктивно предполагается генерировать первичные (в кавитаторах) и вторичные (в вихревой трубе) кавитационные эффекты. Благодаря разработанной конструкции 100% раствора дважды за цикл обработки подвергаются кавитационному воздействию при отрицательных давлениях, что положительно сказывается на процессе диспергирования твердой фазы.

На рис. 1 представлена схема разработанного устройства - кавитационный-диспергатор смеситель.

Принцип действия кавитационного диспергатора-смесителя заключается в следующем. Обрабатываемый раствор через подводящий патрубок 2 по линии подвода 1 раствора поступает в корпус 4 устройства, в котором в месте соединения корпуса 4 с рабочей камерой 5 тангенциально установлены генераторы 9 кавитации, а затем в рабочую камеру 5, в которой кавитационный эффект усиливается вихревым.

Абсолютное давление в жидкости в центре рабочей камеры 5 понижается до значения давления, равного давлению насыщенных паров $P_{НП}$ жидкости при данной температуре – условие образование кавитации. Через всасывающий патрубок 3 возможно эжектирование (ввод) в раствор дополнительных компонентов (бентонита, цемента, химических реагентов и др.). Кавитационные пузырьки, образованные локальным понижением давления жидкости $P_{НП}$, при повышении давления резко схлопываются. Выполнение генераторов 9 кавитации в виде плоских щелевых насадок, позволяет создавать кавитацию в любых сложных многофазных растворах для получения стабильных коллоидно-монодисперсных систем. Путем изменения геометрических размеров данных кавитаторов (ширины и длины щели), а также изменением параметров насоса можно гибко регулировать пропускную способность диспергатора-смесителя. В рабочей камере 5 происходит процесс образования, роста, схлопывания кавитационных каверн, что способствует интенсивному перемешиванию, диспергированию твердых частиц раствора.

Рабочая камера 5, проходящая через корпус 2 с одной стороны соединена с всасывающим патрубком 3, а с другой стороны соединена с диффузором 6, в

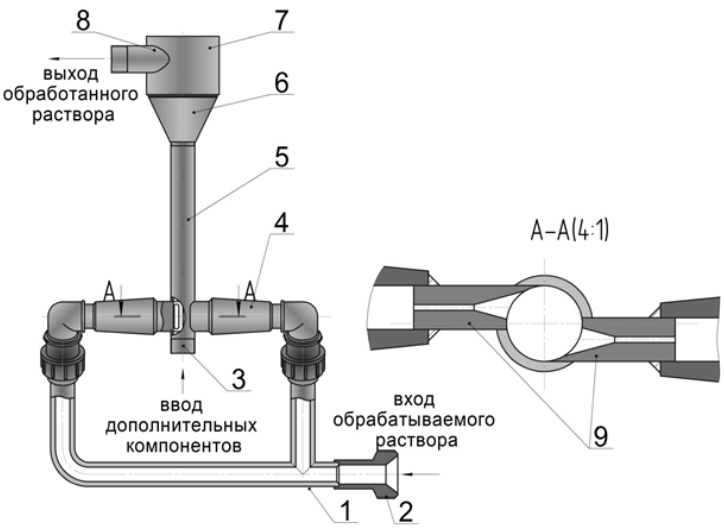


Рис. 1. Кавитационный диспергатор-смеситель
1 - линия подвода раствора; 2 - линия подвода раствора;
3 - линия подвода раствора; 4 – корпус;
5 - рабочая камера; 6 – диффузор;
7- цилиндр; 8 - патрубок выхода раствора;
9 - генераторы кавитации.

Рис. 2. Кавитационная каверна в рабочей камере при тангенциальном вводе воды
$P_{РАБ}$ = 4,0 МПа, $P_К$ = 0,3 МПа, Q = 0,65 л/с

котором кинетическая энергия частично преобразуется в потенциальную, кавитационный эффект затухает, и обрабатываемый раствор из цилиндра 7 выводится по патрубку 8 выхода раствора, установленному тангенциально к цилиндру 7.

За счет изготовления рабочей камеры 5 смесителя сменной и из материалов, стойких к кавитационно-эрозионному воздействию, предлагается повысить надежность устройства и, соответственно, регулировать производительность технологического процесса.

Экспериментальные исследования опытного образца кавитационного диспергатора-смесителя были проведены в лаборатории «Гидродинамики струйных течений» Армавирского механико-технологического института.

Первая часть исследований была проведена на воде и посвящена исследованию кавитационных явлений при гидродинамическом истечении (через кавитаторы) и в вихревой трубе. В результате были получены зависимости амплитудно-частотных характеристик колебаний, возникающих при различных значениях рабочего давления $P_{РАБ}$, противодавления $P_К$ в камере смесителя, и расходе Q рабочей жидкости.

На рис. 2 представлено вихревое кавитационное течение (рабочая камера смесителя выполнена из оргстекла). Вихревая кавитационная полость в центральной части заполнена паром, а сама кавитационная каверна имеет вид вихревого шнура, что подтверждает наличие и генерацию вторичных кавитационных эффектов.

Вторая часть исследований была посвящена изучению влияния кавитационно-вихревого воздействия, генерируемого в смесителе на физико-механические свойства тампонажного раствора из портландцемента марки М-500. В табл. 1 представлены результаты исследований.

Результаты проведенных исследований показывают, что приготовление тампонажных растворов кавитационным

Таблица 1. Физико-механические свойства тампонажного раствора, камня, затворенного из портландцемента марки М-500.

Наименование показателя		Водосмесевое отношение 0,5		Водосмесевое отношение 0,7	
		Без обработки	Обработанный в КДС	Без обработки	Обработанный в КДС
Водоотделение, %		2,2	0,5	3,2	1,5
Растекаемость, м		0,22	0,21	0,235	0,22
Сроки схватывания	начало	6-32	6-15	7-53	7-41
	конец	9-45	9-25	11-30	10-55
Время загустевания, ч-мин		7-15	7-00	9-10	8-55
Предел прочности при изгибе (МПа) в возрасте	2 суток	2,75	3,90	2,15	2,35
	7 суток	6,20	6,80	4,50	5,20

диспергатором-смесителем позволило: практически до 4 раз снизить водоотделение тампонажных растворов, возрастает предел прочности цементного камня в среднем в 1,2 раза; ускоряется процесс формирования цементного камня (сроки начала схватывания сократились на 9-12%, конца схватывания на 6-8%, время загустевания на 6-9%)

Разработанный кавитационный диспергатор-смеситель прошел промысловые испытания при приготовлении тампонажных растворов в процессах осуществления капитального ремонта скважин Константиновского месторождения подземных питьевых вод компанией ООО «Гидронефтемаш».

Новизна и уникальность разработки подтверждается патентом РФ [4].

По итогам работы 17-го Московского международного Салона изобретений и инновационных технологий «Архимед-2014» разработка отмечена бронзовой медалью и дипломом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ганиев С.Р. Исследование и разработка энергосберегающих технологий приготовления и гомогенизации буровых и тампонажных растворов, основанных на эффектах волновой механики. Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. к.т.н. Спец 25.00.15, 05.02.13 г. Москва 2010.
2. Маслов В.В. Совершенствование технологии приготовления, разработка и выбор компонентов буровых промывочных жидкостей для строительства нефтяных и газовых скважин. Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. к.т.н. – Тюмень, 2007.
3. Патент РФ № 97652 Гидродинамический диспергатор. Авт. Воробьев С.В., Живаева В.В., Чабаева М.А.. Заявка № 2009146109/22, 11.12.2009.
4. Патент РФ № 116068. Кавитационный диспергатор-смеситель. Авт. Омельянюк М.В., Пахлян И.А. Заявка № 2011143283. Дата 20.05.2012 г.

REFERENCES

1. Ganiev S.R. Analysis of wave mechanics effect for making-up and homogenizing drilling fluids and cement slurries. Research and development works. Ph.D. thesisinEngineeringScience. Monotechnics25.00.15, 05.02.13 Moscow 2010.
2. Maslov V.V. Improvement in make-up techniques, development and components selection of fluids for oil and gas drilling Ph.D. thesis in Engineering Science – Tyumen, 2007.
3. RFpatent № 97652 Hydrodynamic dispergator. Vorob'ev S.V., Zhivaeva V.V., Chabaeva M.A.. Claim for an invention № 2009146109/22, 11.12.2009.
4. RF patent № 116068. Hydrodynamic dispergator-mixer. Omel'janjuk M.V., Pahljan I.A. Claim for an invention № 2011143283 dated 20.05.2012.

УДК 622.245.42;622.276.72

Методика расчета параметров тампонажных растворов с регулируемой плотностью

Н.В. Соловьев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
Х.Н. Курбанов - аспирант
(МГРИ-РГГГРУ)

В настоящее время значительная часть месторождений нефти и газа находится на поздней стадии эксплуатации, что сопровождается существенным снижением дебита скважин, пластового давления. С целью существенного прироста запасов углеводородов для обеспечения устойчивого наращивания объемов их извлечения из недр особую актуальность приобретают буровые технологии, обеспечивающие решение этих задач при значительном увеличении коэффициента извлечения нефти. Повышение эффективности таких технологий является ключевым условием повышения дебита добывающих скважин, продления срока их действия без капитального ремонта и увеличения нефте-газоотдачи продуктивных коллекторов.

Мировой и отечественный опыт развития буровых технологий ориентирован на эффективное использование горизонтально-направленных внутрипластовых систем на

основе разветвленно-горизонтальных скважин (ГРС), которые позволяют в условиях значительной выработанности месторождения углеводородов обеспечить существенное увеличение газо-нефтеотдачи пластов. Сочетание ГРС и наклонных скважин с горизонтальным окончанием с технологиями создания депрессий в таких скважинах может обеспечить оптимальные условия притока углеводородсодержащих флюидов и позволит получить наращивание объёмов добываемого сырья.

Исходя из этих задач, авторами выполнены исследования по обоснованию параметров технологических процессов бурения, вскрытия и освоения продуктивных углеводородных коллекторов, обеспечивающих минимально возможное снижение репрессии на пласт при использовании пенных газожидкостных смесей (ПГЖС) и вспененных тампонажных растворов (ВТР) [1].

Проведены обоснования и получена методика расчета параметров таких буровых промывочных и тампонажных растворов, применение которых позволит обеспечить эффективный приток флюидов в скважину.

Необходимым условием минимизации репрессии при бурении, вскрытии и освоении продуктивных углеводородных коллекторов является использование буровых промывочных и тампонажных растворов с пониженной плотностью, что обеспечивается необходимым для эффективного притока флюидов из пластов депрессии, уменьшения глубины проникновения в продуктивные коллекторы затвердевающего тампонажного раствора, сохранение естественной проницаемости горных пород, вмещающих углеводороды.

При проведении технологического процесса цементирования обсадных колонн в пределах продуктивного коллектора, имеющего аномально низкое пластовое давление, в состав цементного раствора необходимо вводить тонкодиспергированные частицы минеральных веществ, являющихся дополнительными центрами кристаллизации цементного камня, что обеспечивает ускорение схватывания таких растворов, а также способствует уменьшение их плотности. Такими веществами минерального происхождения являются глина, карбонатные породы, гипс, ангидрит, кварцевый песок, трепел, опоки и др. В качестве облегчающих добавок могут применяться тонкоизмельченные материалы, имеющие вулканическое происхождение: перлит, пемзы, туфы и др.

Кроме того при вводе в состав тампонажного раствора облегчающих добавок, которые перечислены выше, необходимо определить их количественное соотношение по отношению к базовому тампонажному материалу - портландцементу. Эти количественные соотношения необходимы для получения тампонажных растворов с заданными параметрами – и в первую очередь плотностью, которая определяет условия сохранения естественной проницаемости продуктивного коллектора. Эти обстоятельства и послужили отправным моментом в создании методики расчета параметров тампонажных растворов с регулируемой плотностью, которая зависит от количества и качества вводимых добавок с плотностью меньшей, нежели у основного вяжущего вещества [1].

Актуальность поставленной нами задачи подчеркивается необходимостью создания в условиях низкой проницаемости продуктивных коллекторов и невысоких пластовых давлении тампонажного камня с повышенной проницаемостью, предусматривающего использование пористых материалов [2]. Эти технологии должны при-меняться на основе расчетных методик определения регулируемой плотности тампонажных растворов для создания проницаемого тампонажного камня на основе портландцемента и минеральных проницаемых компонентов.

Предлагаемая методика расчета регулируемой плотности тампонажного раствора предусматривает применении композиции на основе портландцемента и двух минеральных добавок, что является наиболее технологически применяемой и экономически обоснованной.

В частности, в соответствии с официальным изданием ООО «Газпром» [6] для тампонирования скважин могут применяться облегченные тампонажные растворы, получаемые на основе портладцемента ПЦТ-I, I-50 (с нормированными требованиями и с минеральными добавками). В качестве добавок применяются вспученные перлитовый и вермикулитовый пески.

Беря за основу уравнение баланса масс [1] с рядом уточнений нами было составлено следующее уравнение:

$$1+\rho_в(B_ц+B_1m_1+B_2m_2)+m_1+m_2= \\ =\rho_{тр}(1/\rho_ц+B_ц+B_1m_1+B_2m_2+m_1/\rho_1+m_2/\rho_2) \qquad (1)$$

где $\rho_в$, $\rho_{тр}$, ρ_1, ρ_2 – плотность воды, цемента, первого и второго компонентов добавок соответственно, т/м^3;
$B_ц$ – масса воды для получения цементного раствора, исходя из заданной величины водоцементного отношения, т;
B_1, B_2 – водопотребность 1-ой и 2-ой минеральных добавок соответственно, м^3/т;
m_1, m_2 – массы 1-ой и 2-ой добавок соответственно в составе тампонажного раствора, т.

Уравнение (1) составлено для случая приготовления тампонажного раствора из портладнцемента массой 1 т, когда все расходные параметры двух других компонентов приводятся исходя из их потребности в составе этого раствора, получаемого из портландцемента массой 1 т.

После проведения ряда преобразований была получена уточненная формула (2) для определения массы 2-го компонента (облегчающей добавки):

$$m_2=\frac{1+B_ц(\rho_в-\rho_{тр})+m_1(\rho_вB_1-\rho_{тр}B_1-\rho_{тр}/\rho_1)-\rho_{тр}/\rho_ц}{B_2(\rho_{тр}-\rho_в)+\rho_{тр}/\rho_2-1} \qquad (2)$$

В табл. 1 приведены исходные значения параметров с учетом их расходных значений, как, например, в работе [5].

Для регулирования плотности тампонажного раствора в пределах от 1,35 до 1,9 т/м^3 в соответствии с формулой (2) необходимо вводить облегчающую добавку с массой m_2 в пределах от 0,284 до 0,021 т. Построенная по расчетным данным зависимость приведена на рис. 1. Из графика

Таблица 1. Исходные значения параметров тампонажного раствора.

$B_ц$, м^3	B_1, м^3/т	B_2, м^3/т	$\rho_в$, т/м^3	$\rho_ц$, т/м^3	ρ_1, т/м^3 (перлит)	ρ_2, т/м^3 (глина)	m_1, т
0,5	2	4,6	1	3,1	2,5	2,3	0,04

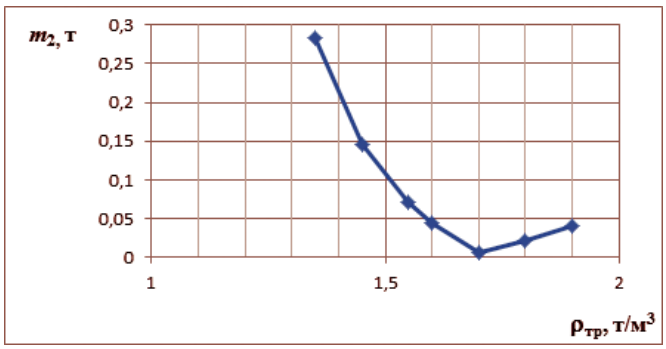


Рис. 1. Зависимость массы облегчающей добавки от регулируемой плотности тампонажного раствора.

видно, что для увеличения плотности тампонажного раствора от 1,35 до 1,7 т/м³ необходимо уменьшить величину массы облегчающей добавки с 0,284 до 0,006 т, однако дальнейшее увеличение значений регулируемой плотности до 1,9 т/м³ необходимо получить за счет увеличения массы добавки до 0,041 т.

Для более оперативного регулирования плотности тампонажного раствора необходимо построить номограммы на основе расчетных данных по формуле (2), которые можно будет использовать для определения компонентного состава такого раствора применительно к заданной величине его регулируемой плотности.

Данная методика позволяет определять параметры тампонажного раствора с регулируемой плотностью за счет экспериментально обоснованного количества 1-й облегчающей добавки и расчета по формуле (1) второй добавки.

Аналитическое решение этой задачи для определения параметров тампонажных растворов с регулируемой плотностью, получаемых на основе более 1-го жидкого компонента и более 2-х твердых облегчающих добавок, приводит к получению весьма громоздких уравнений, которые неудобно использовать для решения таких задач.

В этом случае для расчетов компонентного состава тампонажных растворов и их параметров целесообразно использовать нашу методику, изложенную в работе [3].

Для определения регулируемой величины плотности таких тампонажных растворов сложного состава уравнение баланса масс составляется с учетом массы всех жидких и сухих компонентов в их составе.

Основные параметры таких растворов следующие.

1. Водотвердое отношение:

$$A_T = \frac{m_ж}{m_c} \qquad (3)$$

где $m_ж$, m_c – массы жидких и сухих компонентов соответственно;

2. Масса сухих компонентов:

$$m_c = \frac{V_{тр}}{\frac{1}{\rho_{тр}} + (1 + A_T)} \qquad (4)$$

где $\rho_{тр}$, $V_{тр}$ – плотность и объем раствора соответственно;

3. Величина, обратная плотности тампонажного раствора:

$$\frac{1}{\rho_{тр}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{a_{ci}}{\rho_{ci}} + \sum_{i=1}^{n} \frac{a_{жci}}{\rho_{жci}} \qquad (5)$$

где a_{ci}, ρ_{ci} – массовые доли сухих i-ых и плотности сухих i-ых компонентов соответственно,

$$a_{ci} = \frac{m_{ci}}{m_{тр}} \qquad (6)$$

$m_{тр}$ – масса тампонажного раствора,

$a_{жci}$, $\rho_{жci}$ – массовые доли жидких i-ых и плотности жидких i-ых компонентов соответственно,

$$a_{жci} = \frac{m_{жci}}{m_{тр}} \qquad (7)$$

4. Масса сухих компонентов в составе тампонажного раствора сложного состава:

$$m_c = \frac{V_{тр}}{1/\rho_{тр} \left(\sum_{i=1}^{m} \frac{a_{ci}}{\rho_{ci}} + \sum_{i=1}^{n} \frac{a_{жci}}{\rho_{жci}}\right)} \qquad (8)$$

Расчеты по формуле (8) удобно проводить при $V_{тр}$= 1 м³.

Основным условием такой методики определения параметров тампонажных растворов сложного состава является наличие экспериментальных данных по массовым долям сухих и жидких компонентов в их составе, определяющих не только величину регулируемой плотности, но и другие, не менее важные технологические параметры, которые существенно влияют на качество и надежность тампонирования скважин.

Частным случаем тампонажных растворов сложного состава является гельцементные тампонажные растворы, в состав которых входят жидкие компоненты воды жидкое стекло, а также сухие – цемент, глина и др. материалы. Такие растворы рекомендуется применять при повышенных температурах в интервале тампонирования, а также при высоких требованиях к проницаемости тампонажного камня [3, 4, 5].

Наиболее технологичный способ получения таких тампонажных растворов заключается в приготовлении гельцементной тампонажной смеси на основе глинистого раствора, в состав которого вводятся расчетные количества цемента и жидкого стекла. Расчеты ведутся исходя из необходимости получения 1 м³ гельцементного раствора.

На основе уравнения баланса масс [1] для гельцементного раствора записано:

$$m_{гр} = (1 - V_ц - V_{жст})\, \rho_{гр}, \qquad (9)$$

где $m_{гр}$ – масса глинистого раствора для получения 1 м³ гельцементного тампонажного раствора, т;

1 – это 1 м³ гельцементного тампонажного раствора;

$V_ц$ – объем цемента, м³;

$V_{жст}$ – объем жидкого стекла, м³;

$\rho_{гр}$ – плотность глинистого раствора, т/м³

$$\rho_{гр} = \frac{\rho_г \rho_в (1 + A_в)}{(\rho_г + \rho_в A_в)} \qquad (10)$$

где $\rho_г$, $\rho_в$ – плотность глины и воды, соответственно, т/м³;

$A_в$ – водоглинистое отношение,

$$A_в = \frac{m_в}{m_г} \qquad (11)$$

$A_в = 4 \div 3$ – получено из опыта.

Расход других материалов на 1 м³ гельцементной тампонажной смеси:

- цемента $m_ц = 0{,}03 \div 0{,}07$ т;
- жидкого стекла $m_{жст} = 0{,}008 \div 0{,}015$ т.

Расчетные параметры.

1. Масса глины на 1 м³ гельцементного тампонажного раствора:

$$m_г = m_{гр} / A_в + 1 \qquad (12)$$

2. Масса воды для получения 1м³ гельцементного раствора:

$$m_в = m_{гр} - m_г \qquad (13)$$

3. Сумма массовых долей сухих компонентов в составе гельцементного раствора:

$$a_c = \frac{1}{1 + A_m} \qquad (14)$$

4. Сумма массовых долей жидких компонентов в составе гельцементного раствора:

$$a_ж = 1 - a_с \qquad (15)$$

5. Массовые доли сухих компонентов в составе 1м³ гельцементного раствора:

цемента - $$a_ц = \frac{a_c}{1 + \frac{m_г}{m_ц}} \qquad (16)$$

глины - $$a_г = a_с - a_ц \qquad (17)$$

6. Массовые доли жидких компонентов в составе 1м³ гельцементного раствора:

жидкого стекла - $$a_{жст} = \frac{a_ж}{1 + \frac{m_в}{m_{жст}}} \qquad (18)$$

воды - $$a_в = a_ж - a_{жст} \qquad (19)$$

7. Масса сухих компонентов в составе 1м³ гельцементного тампонажного раствора:

$$m_c = \frac{1}{(1 + A_T)(\frac{a_г}{\rho_г} + \frac{a_ц}{\rho_ц} + \frac{a_в}{\rho_в} + \frac{a_{жст}}{\rho_{жст}})} \qquad (20)$$

8. Величина регулируемой плотности гельцементного тампонажного раствора:

$$\rho_{тр} = \frac{m_c + m_ж}{V_{тр}} = \frac{m_1 + m_ц + m_в + m_{жст}}{V_{тр}} \qquad (21)$$

Таким образом, уравнения (20) и (21) позволяют целенаправленно осуществлять регулирование плотности тампонажных растворов за счет изменения массовых долей сухих и жидких компонентов, входящих в его состав.

В случае проектирования процесса тампонирования скважин при аномально низких пластовых давлениях, разрабатываемые облегченные тампонажные растворы с добавлением минеральных веществ должны подвергаться насыщению газообразными компонентами [1].

При регулировании плотности таких тампонажных растворов необходимо учитывать пластовое давление флюидов, насыщающих продуктивный коллектор. Степень аэрации тампонажного раствора можно рассчитать по формуле:

$$\alpha = \frac{P_0 + \rho_{тр} g H - P_{пл}}{P_0 \ln \frac{P_{пл}}{P_0}} \qquad (22)$$

где P_0 – атмосферное давление, $1 \cdot 10^5$ Па;
$P_{пл}$ – пластовое давление, Па;
H – глубина залегания кровли продуктивного горизонта, м;
$\rho_{тр}$ – плотность тампонажного раствора, подлежащего насыщению газом, кг/м³.

Вторым технологически важным параметром после степени аэрации, определяющим регулируемую плотность тампонажного раствора является объемное содержание газа в его составе, которое можно рассчитать по формуле:

$$\varphi = \frac{P_0 + \rho_{тр} g H - P_{пл}}{P_0 (\ln \frac{P_{пл}}{P_0} + 1) + \rho_{тр} g H - P_{пл}} \qquad (23)$$

Авторами получена расчетная графическая зависимость объемного содержания газа в тампонажном растворе от величины его регулируемой плотности, которая приведена на рис. 2.

При проведении проектных работ по определению основных параметров процесса тампонирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений необходимо определять величину средней регулируемой плотности тампонажных растворов для условия равенства пластового давления флюидов и гидростатического давления столба таких растворов для определения величины депрессии и соблюдения условию эффективного притока углеводородов.

В этом случае можно использовать полученную нами зависимость средней плотности тампонажного раствора от его гидростатического давления, приведенную на рис. 3.

Таким образом, на основе выполненных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Для получения составов тампонажного растворов с регулируемой плотностью можно использовать разработанную нами методику, основанную на расчетных

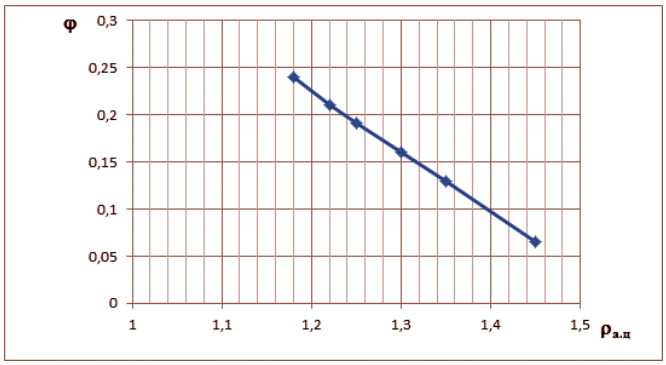


Рис. 2. Зависимость объемного содержания газа (φ) от плотности облегченного раствора ($\rho_{а.ц}$).

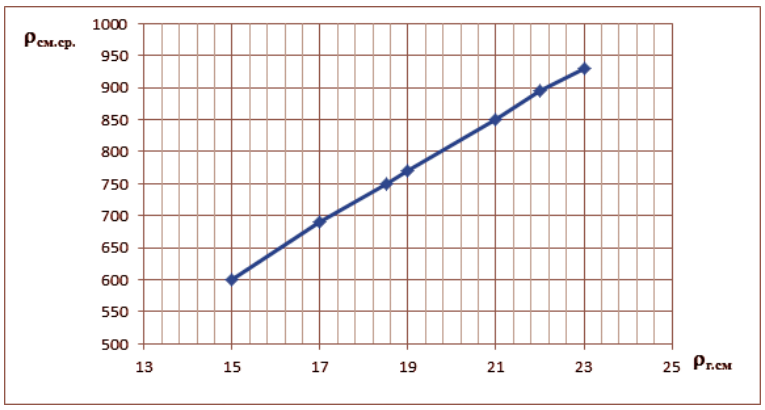


Рис. 3. Зависимости средней плотности ($\rho_{см.ср.}$) от величины гидростатического давления столба ПГЖС в скважине ($\rho_{г.см.}$).

зависимостях для определения содержания основных добавок, вводимых в состав тампонажных растворов при их затворении.

2. При определении расчетным путем содержания основных компонентов, влияющих на величину регулируемой плотности необходимо использовать экспериментальные данные по соотношению таких компонентов в составе тампонажных растворов.

3. Для условий аномально низких пластовых давлений необходимо применять расчетные формулы с целью получения значений основных параметров аэрированных (вспененных) тампонажных растворов в зависимости от плотности исходных облегченных тампонажных растворов, пластового давления флюидов, гидростатического давления столба таких растворов в скважине.

4. Предлагаемая нами методика расчета параметров тампонажных растворов, используемых для выполнения технологических операций в частности при бурении горизонтальных скважин, позволяет определить соотношение компонентов в процессе приготовления облегченных тампонажных растворов с заданными параметрами. Эту методику целесообразно применять при выборе состава и свойств тампонажных растворов при бурении, вскрытии, освоении углеводородных коллекторов, вызове притока флюидов на депрессии, а также при выполнении других технологических операций в интервалах горизонтальных скважин с высокой проницаемостью горных пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Соловьев Н.В. Методика расчета параметров пенных газожидкостных смесей, используемых в технологических операциях при бурении и тампонировании горизонтальных скважин в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) // Вестник Российской академии естественных наук. - М.: 2013г./6, том 13, с. 60-68

2. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкции забоев скважин. - М.: Недра, - 1987 – с. 31-34, 99-100.

3. Соловьев Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.М. и др., Бурение разведочных скважин. - М.: Высшая школа, 2007. - с. 358-362, 532-536.

4. Вяхирев В.И. и др. Облегченные тампонажные растворы для определения газовых скважин - М.: ООО «Бизнес-центр», - 2000. - с. 50-69.

5. Луценко Н.А. и др. Облегченные цементные растворы. Киев: «Техника», - 1965. - с. 38-56.

6. Рекомендации по применению тампонажных материалов и технологий цементирования, обеспечивающих герметичность межколонных пространств скважин. – М.: ОАО «Газпром», - 2009. - с. 4-5.

REFERENCES

1. Solov'ev N.V. Foam liquid-gas mixtures for horizontal well drilling and plugging under the condinions of abnormally low formation pressure // newsletter of Russian Academy of Natural Sciences M.: 2013/6, vol. 13, p. 60-68.

2. Ashraf'jan M.O., Lebedev O.A., Sarkisov N.M. Bottom-hole design development - M.: Nedra, - 1987 – p. 31-34, 99-100.

3. Solov'ev N.V., Krivosheev V.V., Bashkatov D.M. at al. Exploratory well drilling. - M.: Vysshaja shkola, 2007. - p. 358-362, 532-536.

4. Vjahirev V.I. et al. Lightweight cement slurry to determine gas wells. - M.: OOO "Biznes-centr", - 2000. - p. 50-69.

5. Lucenko N.A. et al. Lightweight cement slurries. Kiev: "Tehnika", - 1965. - p. 38-56.

6. Cement slurries and cementing procedures to seal well annular. Recomended practices. – M.: OAO "Gasprom", - 2009. - p. 4-5.

УДК 622.244.46

Технология бурения пневмоударником как способ предупреждения катастрофических поглощений на Дулисьминском месторождении

К.В. Бузанов – аспирант; К.И. Борисов – д.т.н., доцент
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

В последние годы в отечественной промышленности значительное развитие получил нефтегазовый сектор Восточной Сибири, т.к. на ее территории сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья. Однако, все резервы углеводородов, сосредоточенные в Восточной Сибири, сопряжены с тяжелыми условиями бурения в связи со сложным геологическим строением недр региона.

Опыт ведения буровых работ показал, что процесс углубления нефтяных скважин на Дулисьминском месторождении Иркутской области ведётся при системном наличии несовместимых условий бурения, которые являются следствием распространения экзогенной трещиноватости на глубинах до 300 метров в интервале Литвенцевской и Верхоленской свит. В геологическом отношении свиты имеют очень сложное строение, обусловленное, в частности, переслаиванием контрастных по проницаемости пород. Вследствие этого процесс бурения в породах верхнего интервала скважин ведется при катастрофических поглощениях бурового раствора, что неизбежно влечет за собой колоссальные дополнительные экономические затраты.

Так, например, на скважине № 1106 катастрофическое поглощение бурового раствора началось на глубине 50 метров. Бороться с таким типом поглощения, и на такой глубине, облегчением бурового раствора технически не представилось возможным. Закачивание кольматационного материала в трещиноватые пласты также не принесли требуемого эффекта. Как результат, срок сооружения секции направления глубиной 200 метров на скважинах Дулисьминского месторождения составляет до 20 дней.

Анализ специальной технико-геологической информации и литературы, проведенный нами показал [4], что организационно-технологически рациональным решением проблемы сооружения направлений на Дулисьминском месторождении, с большой долей вероятности, можно считать использование ударно-вращательного бурения указанных интервалов с газообразным рабочим агентом на базе мобильных буровых установок фирмы Sramm.

Вследствие того, что предлагается последовательное использование мобильной буровой установки, а затем стандартного стационарного комплекта бурового оборудования, этот способ получил «неформальное» определение: «опережающее бурение».

Как и любое технико-технологическое решение, оценка потенциала ударно-вращательного бурения с продувкой газообразным рабочим агентом требует детального анализа и глубокого исследования. Немаловажной составляющей камеральных работ в этой области является оценка результатов и анализ уже имеющегося опыта ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля в качестве очистного агента.

В частности, очень важен имеющийся опыт и результаты ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля на Нарыкско-Осташкинской площади Кемеровской области [4]. Бурение на данной площади велось для добычи газа из угольных пластов. Опережающий способ бурения с мобильной установкой применялся на интервале 0-150 м.

Данный интервал полностью охвачен триасовой системой, породы которой представлены песчаниками с присутствием трещин, алевролитами мелкозернистыми, вторично сцементированным; трещины выполнены кальцитом со множеством зеркал скольжения и плоскостей притирания, аргиллитами туфогенными, тёмно-бурого до красного цвета, трещиноватыми, с неровным изломом, раковистыми; по изломам прослеживаются вкрапленники буро-красного цвета, с зеркалами скольжения, интервалом долеритов темно-серого цвета, до черного, мелкозернистый, плотный массивный, очень крепкий с редкими трещинами отдельности. По трещинам развиты плёнки окислов железа.

Исходя из характеристики литологического разреза Нарыкско-Осташкинской, породы триасовой системы можно классифицировать как устойчивые, поскольку для данного интервала не характерны осыпи и обвалы [4], а пропласток долеритов классифицируется IX категорией по буримости. При бурении таких пород не требуется создавать противодавление на стенки скважины для предотвращения осыпей и обвалов. Тем не менее, данный интервал характеризуется прогнозируемыми поглощениями бурового раствора различной степени [3].

Основываясь на выявленных фактах: отсутствие осыпей и обвалов стенок скважины, прогнозирование поглощений бурового раствора, наличие твердых и

трещиноватых пород в разрезе, можно с уверенностью утверждать, что применение ударно-вращательного способа бурения скважины и воздушного аэрозоля в качестве рабочего агента на Нарыкско-Осташкинской площади обоснованно с точки зрения возможностей данной технологии для безаварийного строительства сложных интервалов скважины.

Компоновка низа бурильной колонны для бурения скважины с применением пневмоударников представлена в таблице 1.

Пневмоударник серии Total Depth TD 90 (рис. 1), выбран для бурения интервалов 0–150 метров на Нарыкско-Осташкинской площади, исходя из возможности использования при разрушении практически любых по свойствам твердых пород. В зависимости от характеристик погружного пневмоударника, он может использоваться для бурения водозаборных скважин, взрывных шурфов в карьерах, при проведении горных разработок открытым способом, при открытой добыче угля, при разведке нефтяных и газовых месторождений, а также при выполнении строительных работ, в которых требуется извлечение большого количества горной породы. Диаметр его составляет 225 мм (9 дюймов), длина ППУ TD 90 - 332 мм; выступ трубки нижнего клапана, определяющий важные характеристики механизма, составляет 52,3 мм.

Главной особенностью ППУ серии Total Depth производства компании Atlas Copco является регулируемая подача сжатого воздуха в рабочие камеры. Такое преимущество достигается благодаря наличию в конструкции пневмоударника тарельчатого клапана. Регулирование положения воздушных каналов делает возможным создание давления в приводной рабочей камере, когда поршень находится в верхней точке своего хода, и отсечение подачи давления, когда поршень находится вблизи точки удара, тем самым обеспечивая максимальный КПД [5].

При этом использовалась универсальная буровая коронка с плоской формой, имеющая мощный калибрующий венец с крупными сферическими штырями. Такая конструкция позволяет с наибольшей эффективностью проходить твердые и абразивные породы, присутствующие в геоло-гическом разрезе Нарыкско-Осташкинской площади.

Согласно производственным данным генерация воздуха и его последующая закачка в скважину производилась с помощью следующих компрессоров:

- компрессора Ingersoll Rand с подачей 35,4 м^3/мин и рабочим давлением 2,4 МПа;
- компрессора XRVS606 с производительностью 36 м^3/мин и рабочим давлением 2,5 МПа;
- компрессора XRVS336 с производительностью 19,8 м^3/мин и рабочим давлением 2,5 МПа;

Эмпирически было установлено, что при бурении для качественной очистки ствола скважины скорость восходящего потока водо-воздушной смеси должна составлять 15-30 м/с. Исходя из этого условия рассчитывался расход воздуха, подаваемый компрессорами. Максимальная суммарная подача 3-х компрессоров равна 91 м^3/мин. При данной подаче скорость восходящего потока с учетом возможного интенсивного водопритока (до 100 м^3/сут.) равна 19 м/с; при минимальном водопритоке скорость возрастет до 23 м/с.

Таблица 1. КНБК, применяемая при реализации пневмоударного способа бурения на Нарыкско-Осташкинской площади.

№ п/п	Элемент КНБК	Наружный Диаметр, мм	Длина (высота), м	Масса, кг
1	DTH Drill Bit 311 мм	311	0,33	105,3
2	Погружной пневмоударник DTH HAMMER TD 90	196,8	1,6	238,6
3	Переходник на стабилизатор	139,7	0,38	31
4	Стабилизатор	301,6	3,66	885
5	Переходник на УБТ	196,8-139,7	0,45	72
6	УБТ 139,7	139,7	9,1	893
7	Переходник	196,8-139,7	0,45	72
8	Стабилизатор	301,6	3,66	885
9	Переходник на УБТ	196,8-139,7	0,45	72
10	УБТ 139,7	139,7	9,1	893
11	Переходник	196,8-139,7	0,45	72
12	Стабилизатор	301,6	3,66	885
13	Переходник на УБТ	196,8-139,7	0,45	72
14	УБТ 139,7	139,7	0ст.	11500

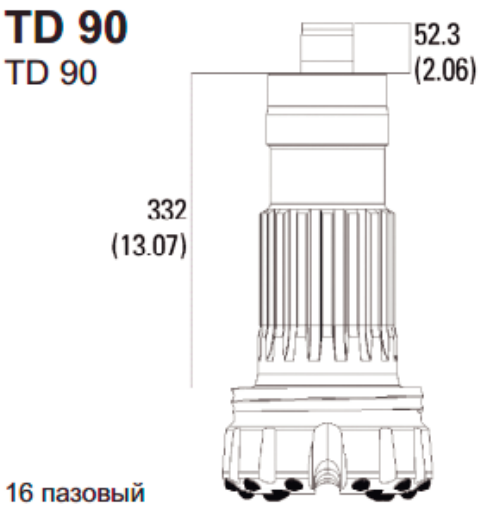


Рис. 1. Погружной пневмоударник TD 90.

Также, полевыми исследованиями установлено, что при вращательном способе бурения с продувкой аэрозолем учитываются три вида потерь давления [4]:

- на столб жидкости – 1,0 МПа,
- на долото – 0,4 МПа,
- в кольцевом пространстве и подводящих линиях – 0,4 МПа.

Итоговые суммарные потери давления при бурении с продувкой воздухом под кондуктор составляют 1,8 МПа.

В конечном счете, время бурения интервалов под обсадную колонну диаметром 245 мм при проектном забое 150 м на скважинах №13, №15, №17, №19, №25, №27, №29 составило в среднем, 27 часов. Бурение проходило в отсутствии каких-либо других нарушений технологического процесса.

Полученный результат свидетельствует об эффективности разрушения трещиноватых горных пород, включая породы с высокой категорией по буримости, ударно-вращательным способом с продувкой газообразным агентом. Фактические данные косвенно могут указывать на перспективность использования технологии и на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении.

Переходя к проблеме бурения под кондуктор на Дулисьминском месторождении, необходимо отметить, что на сегодняшний день имеются проблемы с наличием фактических геолого-геофизических данных буримого разреза скважин. Так, например, отсутствуют по разным причинам материалы геофизических исследований интервала Верхоленской и Литвенцевской свит, что затрудняет однозначное выявление причин катастрофических поглощений в интервале 0–300 м.

Тем не менее, можно предположить, что анализ состава пород рассматриваемых свит, генезиса, условий залегания позволит выявить перспективы внедрения опережающего ударно-вращательного бурения интервалов под направления с продувкой газообразным рабочим реагентом.

Верхоленская свита выходит на поверхность на крыльях валов и по долинам рек, и согласно залегает на сульфат-карбонатных породах нижнего-среднего кембрия.

По составу – это монотонная толща, состоящая из алевролитов, мергелей, аргиллитов и песчаников, среди которых имеют место прослои афанитовых известняков и слюдистых алевролитов. Для нижней части свиты характерно присутствие прослоев гипса. В верхней части свиты встречаются прослои известковистых пород. Толщина свиты меняется от 138 до 429 м [4].

Некоторые исследователи указывают на наличие доверхоленской коры выветривания в верхних частях карбонатного кембрия на юге, обосновывая тем самым длительный перерыв в осадконакоплении. Интервал относится к верхнему кембрию, и является аналогом эвенкийской свиты [3].

Разрез карбонатно-соленосного комплекса завершает нижне-среднекембрийская литвинцевская свита мощностью 110–290 м. В составе этой свиты преобладают известняково-доломитовые осадки с редкими прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов. К центру геологической платформы они замещаются сульфатно-карбонатными отложениями, а далее к северу появляются соли. Наиболее насыщена сульфатами и солями средняя часть свиты, где мощность пластов соли достигает 30 м [3].

Сокращение ее мощностей на некоторых участках обусловлено предверхоленским размывом. На востоке и севере в ее составе преобладают доломиты, иногда с известняками, прослоями песчаников и аргиллитов.

Приуроченные к Верхоленской и Литвенцевской свитам разрывные тектонические нарушения относятся к сбросам и взбросо-сдвигам северо-восточного плана протяженностью от 10 до 50 км и амплитудой до 200 м. Явно не зафиксированные оперяющие, или сопровождающие крупные разрывы зоны тектонической трещиноватости более высоких порядков, могут быть встречены при проходке скважин и являются осложняющим фактором бурения [2].

Приведенные данные анализа тектонической обстановки региона, литологической характеристики пород, слагающих разрез скважины, состава пород, процесса формирования геологической площади, а также схожесть геологических условий Дулисьминского НГКМ и Нарыкско-Осташкинской площади на предмет наличия трещиноватости, изломов, окремнелости в породах и успешность опыта применения бурения с продувкой воздушным аэрозолем на Нарыкско-Осташкинской площади свидетельствует в пользу решения проблем поглощений при бурении в верхних интервалах Дулисьминского НГКМ с помощью технологии ударно-вращательного бурения с применением продувки газообразным рабочим агентом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Производственные данные. Программа на бурение скважины №19 на Нарыкско-Осташкинской площади // Кемерово, 2011. – с. 12-16.
2. Монографии. Антропов П.Я. Геология СССР. Том XVIII. Иркутская область. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1962. – с. 74-89.
3. Монографии. Бронзов А.С. Бурение скважин с использованием газообразных агентов. – М.: Недра, 1989. – с. 56-75.
4. Монографии. Мехтиев Э.Х. Бурение скважин с очисткой забоя аэрированными жидкостями. – М.: Недра, 1980. – с. 78-93.
5. Производственные данные. Техническое руководство по эксплуатации погружных пневмоударников Total Depth // М.: ЗАО «Atlas Copco», 2008. – 46 с.

REFERENCES

1. Industrial data. Drilling program of well № 19 at Naryksko-Ostashkinskoj field // Kemerovo, 2011. – p. 12-16.
2. Monograph. Antropov P.Ja. Geology of the USSR. Vol. XVIII. Irkutsk Region - State publishing House. Geology and Subsurface Protection 1962. – p. 74-89.
3. Monograph. Bronzov A.S. Well drilling with the use of gaseous agent. M.: Nedra, 1989. – p. 56-75.
4. Monograph. Mehtiev Je.H. Bottomhole cleaning with aerated fluid. M.: Nedra, 1980. – p. 78-93.
5. Industrial data. Downhole hammers Total Depth . Operational technical manual. // M.: ZAO "Atlas Copco", 2008. – 46 p.

УДК 622.276.8: 621.3.082.78

Комбинированная механо-магнитная обработка как способ обезвоживания нефтяных эмульсий

И.Ю.Быков – доктор техн. наук, профессор; И.А.Оскорбин – аспирант
(Ухтинский государственный технический университет)

Наиболее важными составляющими процесса подготовки нефти, определяющими его эффективность, являются удаление бронирующих оболочек с капель эмульгированной воды и разделение нефти и воды на отдельные фазы. Для решения этих задач используют традиционные методы – химический, термический, электрический, внутритрубной деэмульсации, фильтрации и др. Но, как показывает практика, иногда этих методов бывает недостаточно для полного разрушения нефтяных эмульсий и значительная доля капель эмульгированной воды выпадает из процесса коалесценции. Это способствует увеличению объёма не разрушенной эмульсии в промежуточных слоях аппаратов, предназначенных для отстаивания, что приводит к нарушению работы установок подготовки нефти. Существующие установки подготовки нефти не имеют в своём составе оборудования для подготовки таких эмульсий [1].

Прогрессивным направлением совершенствования технологии подготовки нефти является внедрение в процесс аппаратов, воздействующих на водонефтяную систему полями различной физической природы, например, магнитным.

Для осуществления магнитной обработки жидкостей разработано значительное количество различных аппаратов, конструкции, и принцип действия которых описаны во многих научных работах и большом количестве патентов и авторских свидетельств, а использование магнитных устройств началось в пятидесятые годы прошлого века.

Анализ магнитных аппаратов, их конструкции и принципа действия показал, что ранее не были исследованы аппараты, осуществляющие воздействие на нефтяные эмульсии вращающимся магнитным полем, такое поле создается магнитодвижущей силой (МДС) обмотки. Обмотка представляет собой N-фазную систему, т.е. состоит из N обмоток, которые сдвинуты друг относительно друга в пространстве и по которым протекают токи, сдвинутые во времени. Каждая из обмоток фаз создает пульсирующий поток (неподвижный в пространстве и изменяющийся во времени), сдвинутый относительно других в пространстве и во времени.

Многими учёными было отмечено, что механическая обработка нефтяных эмульсий способствует положительному эффекту, который заключается в уменьшении вязкоупругих свойств эмульсии. Влиянию механоактивации нефтяного сырья на его структуру, состав и характеристики в последнее время уделяется большое внимание. Этот процесс проводят с помощью специальных устройств, которые называют – дезинтеграторами.

Таким образом, возникла необходимость в проведении ряда исследований:

- по воздействию вращающегося магнитного поля на нефтяные эмульсии;
- комбинированного механо-магнитного воздействия.

Для решения поставленной задачи был разработан опытно-лабораторный стенд (рис. 1).

Оборотная емкость *1*, размещенная в среде термостатирующей жидкости, заполняется нефтяной эмульсией, отобранной из промежуточного слоя отстойного резервуара УПН «Баган» ООО «РН-Северная нефть». Состав нефтяной

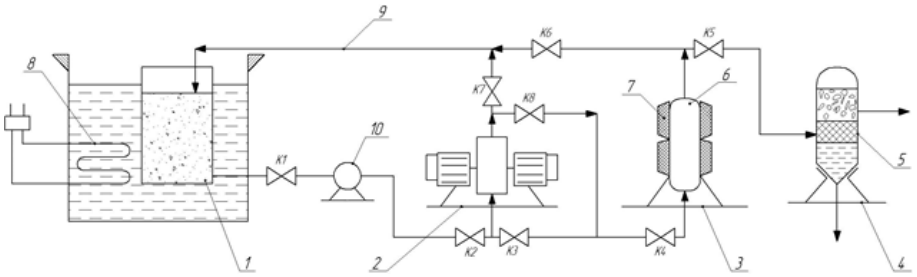


Рис. 1. Схема опытно-лабораторного стенда
1 – оборотная емкость; *2* – дезинтегратор; *3* – магнитный аппарат;
4 – разделительный отстойник статического или динамического принципа действия;
5 – коалесцирующий элемент; *6* – диамагнитная емкость;
7 – электромагнитные обмотки трехфазного тока;
8 – термостатирующий элемент;
9 – линии гидравлических коммуникаций для перекачки нефтяной эмульсии;
10 – центробежный насос;
K1…K8 – запорные шаровые краны для управления линиями коммуникаций.

фазы по данным лабораторных исследований составляет в % масс: асфальтены – 1,19; смолы селикагелевые – 16,99; парафин – 1,90; масла – 60,67; бензин – 19,25. Водосодержание эмульсии – 66 % масс, содержание мехпримесей - 1,73 % масс.

Эксперименты проводились с подогревом нефтяной эмульсии до 60 °С. Температуру подогрева обеспечивал термостатирующий элемент *8*. Время эксперимента каждого цикла обработки составляло 600, 900 и 1200 с. Величина магнитной индукции в каждом цикле обработки изменялась в диапазоне от 30 до 125 мТл в пятишаговом режиме. Краны *К1…К8* по умолчанию закрыты. Для реализации того или иного варианта обработки необходимые краны открываются. На стенде были проведены следующие эксперименты:

1 - обработка ограниченного количества нефтяной эмульсии в течение заданного времени во вращающемся магнитном поле при круговой циркуляции обрабатываемого объёма через диамагнитную ёмкость магнитного аппарата (в динамике) и при размещении обрабатываемого объема внутри диамагнитной емкости магнитного аппарата на период обработки вращающимся магнитным полем также в течение заданного времени (в статике);

2 - обработка нефтяной эмульсии в течение заданного времени последовательно в дезинтеграторе и вращающемся магнитном поле при круговой циркуляции через диамагнитную ёмкость магнитного аппарата (в динамике) и обработка нефтяной эмульсии при круговой циркуляции через дезинтегратор в течение заданного времени (в динамике) с последующим размещением этой эмульсии в диамагнитной ёмкости магнитного аппарата для её обработки вращающимся магнитным полем в неподвижном состоянии в течение также заданного времени (в статике).

3 - то же что и в п.1, но с добавлением химического реагента СНПХ-4460У в дозировке 80 г/т;

4 - то же что и в п.2, но с добавлением химического реагента СНПХ-4460У в дозировке 80 г/т.

Определения содержания воды в нефти выполнены по ГОСТ 2477-65 в Лаборатории физико-химических исследований ООО «РН-Северная нефть».

На рис. 2 (а, б, в, г) представлены результаты обработки нефтяной эмульсии в виде графиков зависимости водосодержания от времени обработки и от величины магнитной индукции.

На рис. 2 (а) представлены результаты обработки нефтяной эмульсии вращающимся магнитным полем (*ВМП*) в динамике (верхняя часть графика) и в статике (нижняя часть графика); на графиках указаны величины магнитной индукции в мТл, при которых проводилась обработка (40, 80, 120 мТл), а также остаточное водосодержание нефтяных эмульсий после соответствующего цикла обработки в % масс (64, 61 …1,5, 0,18 и т. п.)

На рис. 2 (б) представлены результаты обработки нефтяной эмульсии последовательно дезинтегрированием (*Д*) и вращающимся магнитным полем (*ВМП*) как в динамике потока (верхняя часть графика), так и в статике (нижняя часть графика); остальные обозначения – те же.

На рис. 2 (в) представлены графики обработки нефтяной эмульсии *ВМП* в динамике (1, 2, 3) и в статике (4, 5, 6); 600, 900, 1200 – время обработки каждого цикла, с. На рис. 2 (г) представлены графики обработки

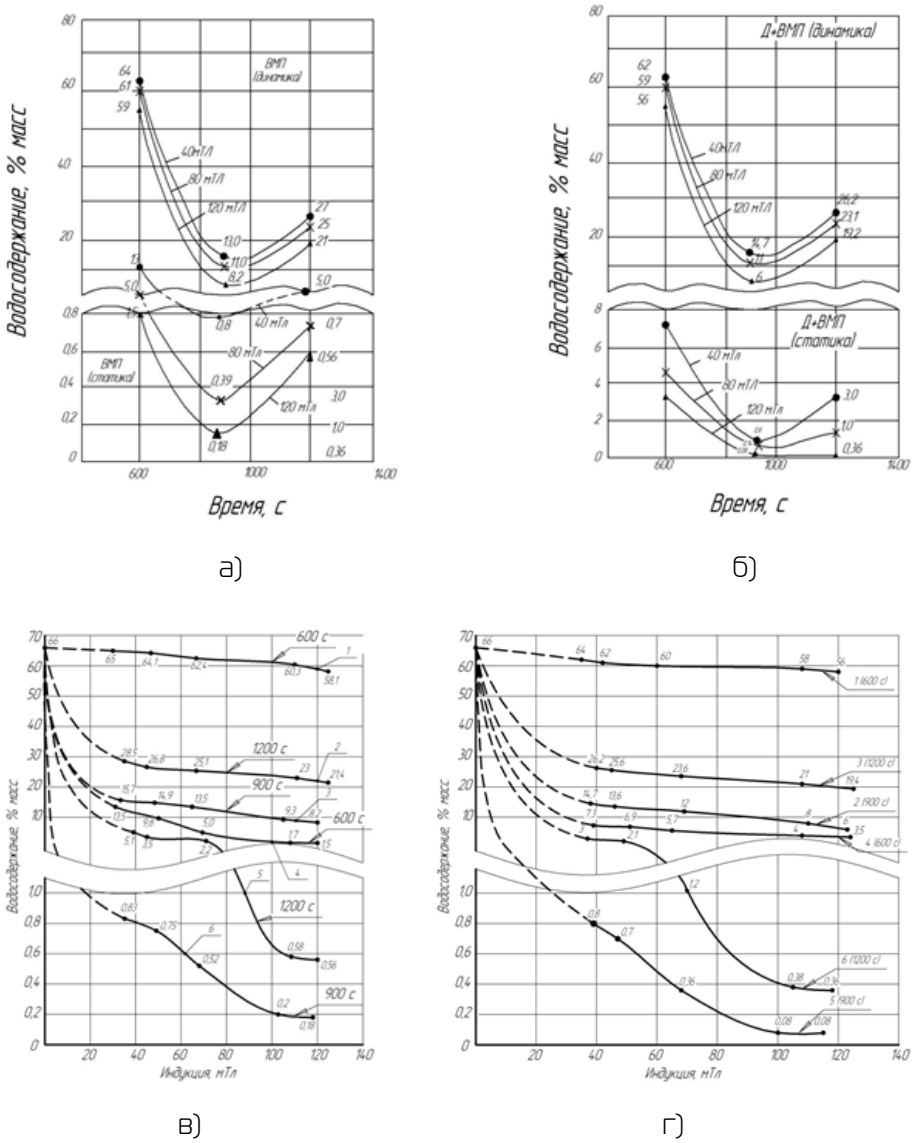


Рис. 2. Результаты обработки нефтяной эмульсии вращающимся магнитным полем (ВМП).

ограниченного объёма нефтяной эмульсии *ВМП* и *Д* в динамике (1, 2, 3) и в статике (4, 5, 6). Остальные обозначения те же, что и на рис. 2 (в).

Из графиков, представленных на рис. 2 (г), видно, что обработка нефтяной эмульсии *ВМП* как в динамике, так и в статике, позволяет эффективно разделять её на нефть и воду. При обработке эмульсии в течение 900 сек с величиной магнитной индукции 120 мТл (лучший результат) в статических условиях, удалось снизить водосодержание с 66% масс до 0,18% масс, т.е. в 366 раз.

Наилучший результат в динамике получен при тех же условиях, что и в статике (900 с, 120 мТл), водосодержание было снижено с 66% масс до 8,2% масс, т.е. в 8 раз. При комбинированной обработке нефтяной эмульсии *ВМП* и *Д* рис. 2 (б, г) лучшие результаты как в динамике, так и в статике были получены при воздействии в течение 900 с и величине магнитной индукции 120 мТл, т.е. так же, как и в случае, представленном на рис. 2 (а, в). Однако водосодержание удалось при этом снизить с 66% масс до 0,08% масс (в 825 раз) в статике и с 66% масс до 6% масс (в 11 раз) в динамике. Таким образом, при механической обработке эмульсии эффективность магнитного воздействия выросла в 2,25 раза (для лучшего результата) [2].

На рис. 3 (а) представлены результаты обработки нефтяной эмульсии *ВМП* и *Д* с добавлением химического реагента (Р) в дозировке 80 г/т в статике (верхняя часть графика) и в динамике (нижняя часть графика). На рис. 3 (б) представлены результаты обработки нефтяной эмульсии *ВМП* и *Р* в статике (верхняя часть графика) и в динамике (нижняя часть графика). Как видно, характер поведения графиков имеет существенные отличия: в статических условиях обработки вид кривых сменился с вогнутой параболы на выгнутую, а наилучший результат, который не превышает 20%, значительно меньше (в 250 раз), чем без применения испытанного реагента, что свидетельствует о торможении процесса обезвоживания. Кроме того, в динамических условиях, характер кривых также изменился с параболической на практически экспоненциальную форму и наилучший результат, который не превышает 28%, что значительно (4,7 раз) меньше, чем без применения испытанного реагента.

Как видно из графиков, приведенных на рис. 3, применяемый реагент (СНПХ-4460У) снижает эффективность воздействия *ВМП*, а также эффективность комбинированного воздействия *ВМП* и *Д*. Лучший результат в статике для обоих случаев был получен при следующих условиях: время обработки 1200 с, величина индукции 120 мТл, а в динамике также для обоих случаев время составило 900 с, величина индукции 120 мТл. При обработке эмульсии *ВМП+Д+Р* удалось снизить водосодержание в динамике с 66% масс до 29% масс (в 2,36 раза), в статике с 66% масс до 20% масс (в 3,3 раза). При обработке эмульсии *ВМП+Р* водосодержание изменилось в динамике с 66% масс до 30,8% масс (в 2,1 раза), в статике с 66% масс до 21,7% масс (в 3 раза).

Выводы:

- на основании результатов эксперимента установлено, что вращающееся магнитное поле является эффективным средством для процессов деэмульсации нефтяных эмульсий промежуточных слоёв: водосодержание удалось снизить с 66% масс до 0,18% масс в принятых условиях эксперимента;
- для воздействия на нефтяные эмульсии вращающимся магнитным полем разработано устройство, действие которого основано на получении поля вращения при помощи многофазной обмотки, где ток сдвинут по фазе на определенный градус;
- механоактивация нефтяных эмульсий повысила эффективность обезвоживания эмульсий вращающимся магнитным полем до 2,25 раз, что позволяет механическую обработку рассматривать, как способ усиления обезвоживания нефтяных эмульсий при обработке вращающимся магнитным полем;
- по результатам эксперимента предложены способ обезвоживания нефтяных эмульсий, а так же методика подготовки нефтяных эмульсий промежуточных слоёв и на её основе разработаны рекомендации по применению этого способа на промысле;
- исследованный химический реагент СНПХ4460У, применяемый для деэмульсации нефтяных эмульсий, оказывает тормозящее действие на эффективность механо-магнитного воздействия по обезвоживанию нефтяных эмульсий, и эта особенность требует дополнительного исследования.

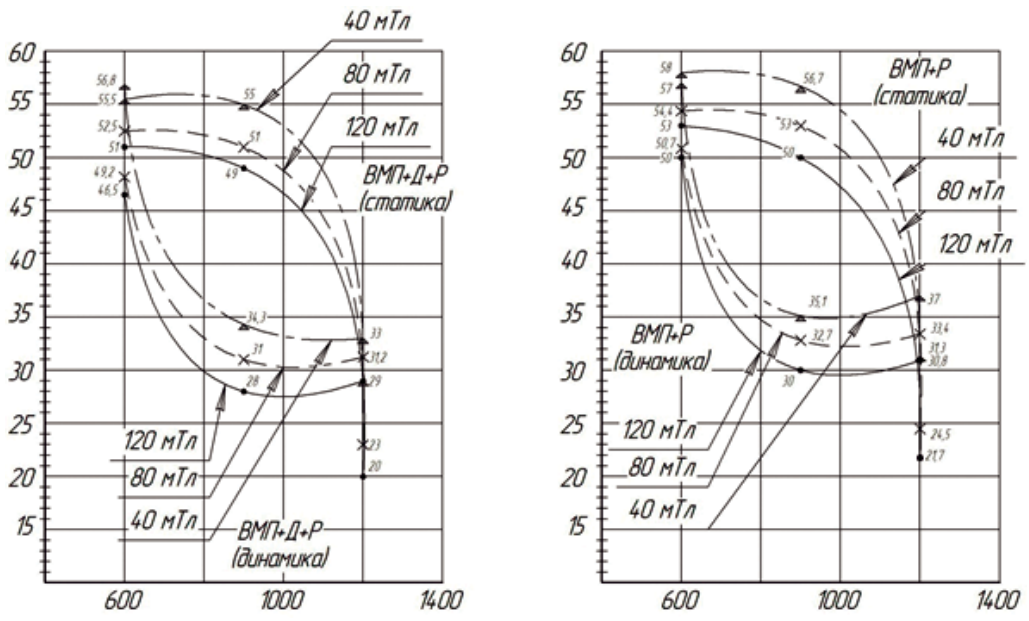


Рис. 3. Результаты обработки нефтяной эмульсии *ВМП* и *Д* с добавлением химического реагента (*Р*).

ЛИТЕРАТУРА

1. Быков И.Ю., Оскорбин И.А. Разработка экспериментального стенда для исследования комбинированного механо-магнитного воздействия на нефтяные эмульсии промежуточных слоёв // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. - № 2. - с. 41-45.
2. Заявка на изобретение «Способ обезвоживания нефтяных эмульсий и устройство для его осуществления» рег.№2014127072; входящий №.043777; дата поступления 02.07.2014.

REFERENCES

1. Bykov I.Ju., Oskorbin I.A. Test stand to research of combined mechanical – magnetic effect on emulsified crude oil of intermediate phases. // Inzhener-neftjanik – M.: LLC «IDS Drilling», 2013. - № 2. - p. 41-45.
2. 2. Claim for an invention "Method of dehydration of emulsified crude and apparatus to carry it out" Reg. № 2014127072; Ref. №.043777; dated 02.07.2014.

УДК 622.276

Перспектива применения флотации и электромагнитного воздействия в технологии кустового сброса попутно-добываемой воды

И.А.Голубев - ассистент
(Национальный Минерально-сырьевой университет «Горный»)

Наиболее распространенная схема промыслового сбора и подготовки нефти, газа и воды на месторождениях включает путевой сброс попутно-добываемой воды на объектах добычи нефти. На рис. 1 представлена схема, согласно которой, газо-жидкостная смесь (*ГЖС*) с куста скважин поступает на *АГЗУ*, где происходит частичная сепарация нефти от газа и замер количества поступающей продукции. Далее смесь направляется на установку предварительного сброса воды (*УПСВ*), где происходит разделение продукции на нефть, газ и воду, и предварительный сброс попутно добываемой пластовой воды. При этом смесь газа с нефтью направляется на установку подготовки нефти (*УПН*), где осуществляется более глубокая подготовка нефти [1].

Нефть после *УПН* направляется к потребителю, газ на газоперерабатывающий завод (*ГПЗ*), и на технологические нужны, а вода с *УПСВ* и *УПН* поступает на блочные кустовые насосные станции (*БКНС*) и далее в систему поддержания пластового давления (*ППД*).

Многие годы эксплуатации месторождений вышеупомянутым способом позволили выявить ряд общих недостатков присущих данной системе сбора и подготовки.

1. Высокие темпы выработки запасов месторождений с применением заводнения приводят к

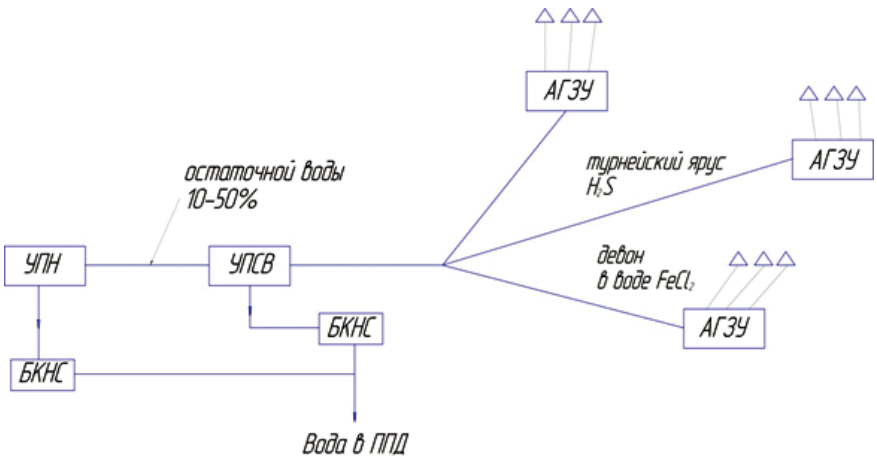


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема.

прогрессирующему обводнению добываемой продукции скважин, в результате чего увеличивается аварийность трубопроводов, повышаются энергозатраты на встречную перекачку воды, возникает проблема закачки избытка сточных вод в поглощающие горизонты. В этой связи возникает необходимость реконструкции системы сбора.

2. В случае использования для целей заводнения вод различных горизонтов, неодинаковых по своему физико-химическому составу, происходит смешение потоков и осложнения в подготовке нефти. К примеру, при эксплуатации месторождения имеющего воды турнейского яруса, содержащих в своем составе сероводород H_2S, и вод девонского потока, содержащих хлорид железа $FeCl_2$, в результате реакции образуется сульфид железа, который становится стабилизатором водонефтяных эмульсий, трудно поддающихся разрушению [2].

Решение этих проблем, становится возможным при вводе в ранее существующую схему сбора и подготовки нефти установок кустового сброса воды размещаемых непосредственно на месторождении. Основной задачей кустового сброса является отделение и подготовка до норм *ППД* свободной воды от основной продукции в районе куста добывающих скважин и разгрузка *УПСВ*. Отделенная и подготовленная вода по трубопроводам направляется в систему *ППД*, а частично обезвоженная нефть – на *УПСВ*, где происходит ее до-подготовка, включающая в себя отделение воды и газа из эмульсии (рис. 2).

Одним из достоинств технологии кустового сброса является то, что все схемы кустового сброса не являются площадочными объектами требующими:

- высоких энергозатрат на перекачку и очистку воды;
- высокой металлоемкости объекта;
- постоянного контроля и надзора обслуживающего персонала.

Ниже приведена предлагаемая схема кустового сброса воды (рис. 3).

Установка кустового сброса состоит из двух аппаратов ТВО (трубный водоотделитель) соединенных таким образом, что в первом реализуется процесс отделения основной массы воды, а во втором ее доочистка с использованием флотационного эффекта.

Установка (рис. 3) работает следующим образом. Продукция нефтедобывающих скважин *1*, представляющую собой газонефтеводную смесь с примесями ТВЧ, поступает для измерения в автоматизированную групповую замерную установку *2*. Далее продукция по линии *3* поступает в успокоительный трубопровод *4*, где происходит снижение скорости потока и частичное расслоение смеси на компоненты: нефть, газ и воду. Из успокоительного трубопровода *4* смесь поступает в наклонный водоотделитель *5*, где она практически полностью расслаивается на компоненты. Нефтяная фаза из верхней части водоотделителя поступает в сборный коллектор *6* системы промыслового сбора, а газовая фаза по линии 8 через задвижку *9* также отводится в сборный коллектор *6*.

Вода, отделившаяся в водоотделителе *5*, вместе с оставшимися твердыми взвешенными частицами (ТВЧ) и каплями нефти через задвижку *10* и линию *11* поступает в смеситель *12*, где она смешивается с частью отделившегося газа, отобранной из линии *8* через линию *13* и задвижку *14*. Диспергированная водогазовая смесь из смесителя *12* по линии *15* поступает в распределитель *16* и далее внутрь водоочистителя *17* под гидрофобный слой *29*, образуемый с помощью регулятора расхода воды *27*, расположенной на линии сброса воды *22*.

Соотношение объёмов газа, отбираемого на смеситель *12* и отводимого сразу в коллектор *6* регулируется задвижкой *14* и *9* и контролируется расходомерами *30* и *31*.

Массообмен в смесителе приведет к тому, твердые частицы и нефтяные

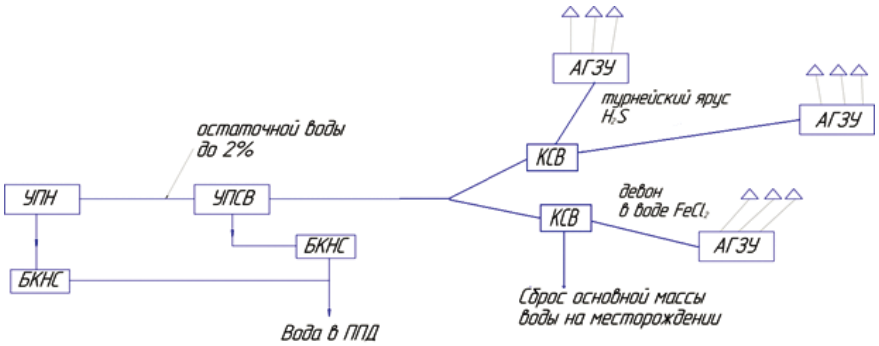


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема с применением кустового сброса.

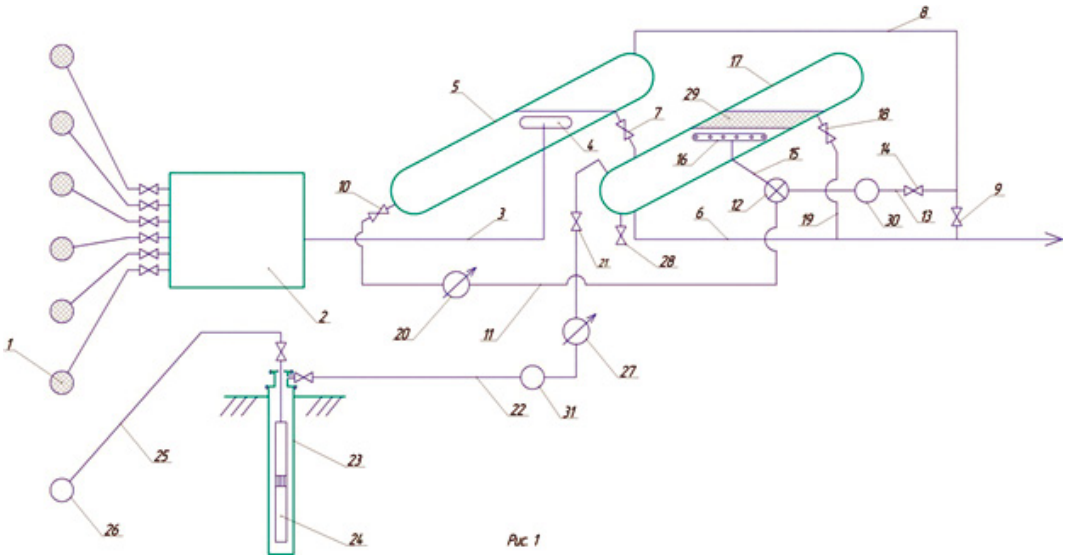


Рис. 3. Схема работы установки кустового сброса с применением аппаратов типа ТВО.

капли большей частью сконцентрируются на поверхности раздела фаз вода – газ, т.е. на поверхности образуемых газовых капель. При выходе из распределителя *16* пузырьки газа организуют флотацию взвешенных частиц.

В дальнейшем водогазовая смесь в виде диспергированного в воде газа с захваченными частицами ТВЧ и нефти на границе раздела фаз, т.е. на поверхности газовых пузырьков, выйдя из распределителя *16* в слое воды, сразу поступит в гидрофобный слой *29* водоочистителя *17*. Всплыв через этот слой газовые пузыри разорвутся ввиду того, что выше гидрофобного слоя *29* располагается газовая фаза. Граница раздела фаз газ – нефть гидрофобного слоя будет располагаться на уровне выхода водогазовой смеси из водоочистителя *17* через задвижку *18* и линию *19*.

Разрыв газовых пузырей при переходе границы нефть – газ будет сопровождаться освобождением ТВЧ от пузырей и их накоплением в верхней части гидрофобного слоя *29*. Нефтяные капли по мере прохождения через гидрофобный слой остаются в нем и сливаются с нефтью. Накапливающаяся нефть гидрофобного слоя будет постоянно отводиться из водоочистителя *17* по линии *19* вместе с накапливающимся газом. Регулятор расхода воды *27* позволяет поддерживать толщину гидрофобного слоя и затопление распределителя *16*.

На рис. 4 показана зависимость остаточного содержания ТВЧ и нефти в воде для закачки в скважину *26* от объемного содержания газа в воде, поступающей в смеситель *12*. Зависимость получена экспериментально на модельной установке сброса воды для нефти с плотностью 880 кг/м^3 и вязкостью 0,03 Па · с и воды с плотностью 1000 кг/м^3. В экспериментах использовался попутный нефтяной газ, отобранный под давлением из газовой линии установки предварительного сброса воды.

Из рис. 4 видно, что наименьшее содержание ТВЧ и нефти достигается при соотношении фаз в пределах 0,3..0,4. Соотношение объёмов газа и воды, т.е. устанавливается в этом диапазоне регулированием задвижек *14* и *9*.

Установка на линии *11* регулятора расхода *20* не позволяет накапливаться нефтяному слою в водоотделителе *5* в целях предупреждения попадания нефти в водоочиститель *17*.

Водная фаза в водоочистителе *17* ниже гидрофобного слоя *29* также будет продолжать очищаться от ТВЧ и

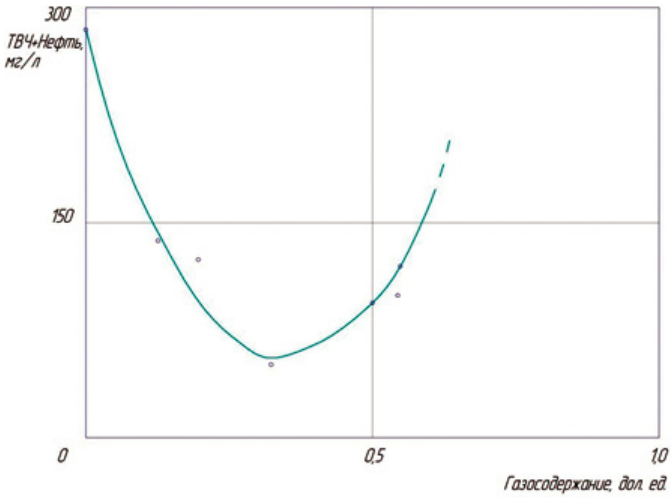


Рис. 4. Графическая зависимость содержания ТВЧ и нефти в воде от объемного содержания газа.

нефти. Накапливающаяся в нижней части аппарата грязь периодически удаляется через дренажную задвижку *28*.

Для успешного проведения процесса кустового сброса воды и предварительного обезвоживания нефти на УПСВ, необходимо максимально снизить агрегативную и кинематическую устойчивость водонефтяной эмульсии. Для достижения этой цели можно воспользоваться традиционным «реагентным» способом. Для этого необходимо осуществить подачу соответствующего деэмульгатора (выбранного лабораторным способом, для конкретных физико-химических характеристик эмульсии) на ранний участок системы нефтесбора (забой скважины, АГЗУ и др.). Однако, предлагаемый метод интенсификации процесса нефтеподготовки экологически не эффективен, т.к. после обработки продукции скважин реагентом требуется последующее выделение из уже частично обезвоженной нефти остатков реагента, чтобы не загрязнять им окружающую среду [3]. Все эти сложные технологические процессы в свою очередь увеличивают стоимость очистки. Поэтому одной из актуальных задач промысловой подготовки нефти является создание эффективной технологии разрушения агрегативно-устойчивых водонефтяных (в/н) эмульсий с большим содержанием воды, механических и других примесей.

Повышение стойкости промысловых в/н эмульсий часто является следствием увеличения прочности адсорбционных слоев на каплях эмульгированной воды. В большинстве случаев это происходит из-за повышения в нефти концентрации тяжелых компонентов (асфальтенов, смол и т.д.), механических примесей, а также в результате различных физико-химических явлений (эффекты смещения различных нефтей, вод и т.д.). Разрушение нефтяных эмульсий сводится к снижению прочности адсорбционных слоев, капель воды с последующим их слиянием в более крупные капли.

Решение данного вопроса предлагается осуществлять внедрением в производство технологии обработки продукции скважины магнитным полем. Технология основана на уже известной в научной среде способности магнитных полей воздействуя на водонефтяные среды добиваться их разделения, дегазации, а так же выделения ферромагнитных примесей.

Данные выводы, получены основываясь на многолетнем опыте нефтяников использовать в качестве оборудования магнитного воздействия аппараты на постоянных магнитах [4, 5, 6]. Проведённый анализ данных лабораторных позволил выявить ряд технических недостатков. А именно, в процессе магнитной обработки целесообразней применять аппараты импульсного воздействия, поскольку в этом режиме проще всего достигается сильное магнитное поле высокой напряженности позволяющее воздействовать на бронирующие оболочки на глобулах воды, разрушая их. Кроме того при импульсной форме изменения напряженности магнитного поля достигается более качественное воздействие на механические примеси присутствующие в обрабатываемой эмульсии в широком диапазоне форм и размеров. Частице определенного размера соответствует свое значение частоты магнитного поля.

Для реализации предлагаемого метода была разработана и спроектирована лабораторная электромагнитная установка для обработки водонефтяных сред [7].

Установка состоит из двух основных узлов: подготовительного (накопление энергии и формирование тока) и узла накопительно-технологического. К первому узлу относятся генераторы токов низкой частоты, ко второму

- соленоид и связанная с ним технологическая оснастка. Основные технические параметры данной установки приведены в табл. 1.

Поток жидкости обрабатывается переменным магнитным полем с импульсным изменением напряженности, направленным поперек потока.

После проведения с положительным результатом опытов по воздействию магнитного поля на водонефтяные эмульсии было решено применить данную технологию в производстве.

Суть предлагаемой технологии заключается в следующем: продукция с куста скважин в виде газо-жидкостной смеси поступает на *АГЗУ* (рис. 5). На выкидной линии одной из добывающих скважин устанавливается установка магнитной обработки (*УМО*). Поступившая на *АГЗУ* продукция со всех скважин смешивается и направляется дальше по ступеням обработки. Тем самым, обработав одну скважину, в конечном итоге омагничивается весь объем ГЖС.

Совместное внедрение в производство магнитной обработки водонефтяной эмульсии с ранним сбросом воды на месторождении позволит в перспективе:

1. осуществлять сброс основной массы попутнодобываемой пластовой воды непосредственно на месторождении (до 80% от добываемого объема жидкости);
2. повысить качество подготовки нефти и воды за счет дополнительной деэмульсации нефти на ранних участках сбора;
3. разгрузить УПСВ, стабилизировать работу УПН;
4. снизить объемы баластной перекачки в интервале добывающая скважина – нагнетательная скважина;
5. значительно экономить электроэнергию;
6. снизить протяженность низко- и высоконапорных водоводов;
7. снизить количество порывов по причине коррозии;
8. предотвратить смешение вод различных горизонтов;
9. снизить нормы расхода воды из поверхностных источников;
10. избежать высоких затрат на реконструкцию объектов водоподготовки;
11. улучшить экологическую ситуацию района расположения предприятия;
12. снизить коррозию нефтяного оборудовании.

Таблица 1. Техническая характеристика лабораторная электромагнитная установка для обработки водонефтяных сред.

Частота следования импульсов	0-50 Гц с шагом 5 Гц
Максимальное напряжение на конденсаторе фильтра выпрямителя	700-800 В
Максимальное напряжение на разрядном конденсаторе	1000 В
Максимальная амплитуда тока реактора	50 А
Форма импульса тока	затухающие колебания
Число колебаний	3
Общая длительность	1-2 мс
Напряженность магнитного поля на оси соленоида	5-10 кЭ

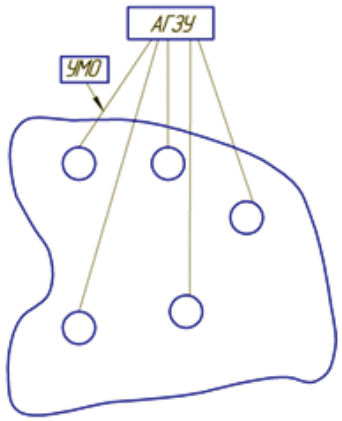


Рис. 5. Схема обработки продукции скважин магнитным полем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Голубев И.А. Пути и решения очистки промысловых вод для системы поддержания пластового давления // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. - № 3 – с. 87–96.
2. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды - М.: Недра, 1981. - 261 с.
3. Николин В.И., Матлак Е.С. Охрана окружающей среды в горной промышленности - Киев–Донецк: 1987 г.
4. Инюшин Н.В., Ишемгужин Е.И. Аппараты для магнитной обработки жидкостей - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 144 с.
5. Инюшин Н.В., Каштанова Л.Е. Магнитная обработка промысловых жидкостей - Уфа: ГИНТЛ «Реактив», 2000. – 58 с.
6. Лаптев А.Б., Мугтабаров Ф.К., Голубев М.В., Шайдаков В.В. Влияние магнитной обработки на деэмульсацию и коррозионную активность промысловых жидкостей – Уфа: УГНТУ, 1999. - 9 с.
7. Голубев И.А., Пашкевич М.А. Технология двухступенчатой очистки нефтесодержащих пластовых вод // Записки Горного университета, т. 203 «Проблемы рационального природопользования». – СПб.: Горный университет, 2013. – с. 83-86

REFERENCES

1. Golubev I.A. Ways and cleaning solutions commercial waters for reservoir pressure maintenance system // Electronic scientific journal "Oil and Gas Business." 2013. №3 - p. 87-96.
2. Bikov N.M. Collection and routine preprocessing of oil, gas and water / N.M. Baikov, G.H. Pozdnyshev, R.I. Mansurov // Nedra, 1981. - 261 p.
3. Nicholin V.I. E.S. Matlak Environmental protection in mining - Kyiv - Donetsk, - 1987.
4. Inyushin N.V. E.I. Ishemguzhin Apparatus for liquids magnetic treatment - LLC "Nedra-Biznescentr", 2001. - 144 p.
5. Inyushin N.V., Chestnut L. Magnetic treatment of fluids. - Ufa GINTL "Reaktiv", 2000. - 58 p.
6. Laptev A.B., Mugtabarov F.C., Golubev M.V., Shaydakov V.V. Influence of magnetic treatment on demulsification and fluids corrosive activity – Ufa: UGNTU 1999. – 9 p.
7. Golubev I.A. Pashkevych M.A. Two-stage technology of cleaning reservoir oily produced water // Notes of Mining University, vol. 203 "Problems of natural management." - St. Petersburg .: Mining University, 2013 - p. 83-86 p.

УДК 620.193.4

Оценка внутренних напряжений при нанесении полимерных покрытий на стальные трубы с применением автоматизированного алгоритма

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор;
М.М. Бердник – канд. техн. наук, доцент
(Ухтинский государственный технический университет)

А.Л. Пак – главный инженер управления
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

При решении задачи распределения температурных напряжений в многослойных конструкциях, к которым можно отнести и стальной трубопровод с нанесенным на него полимерным покрытием, необходимо последовательно рассматривать два вопроса: первый связан с распределением температуры по толщине покрытия с течением времени, второй – непосредственно с формированием поля температурных напряжений.

Существует одна особенность в образовании остаточных напряжений после интенсивного нагрева при нанесении покрытия на стальную трубу. В процессе нагрева создаются температурные напряжения сжатия, превосходящие предел текучести материала (температурная деформация, превышающая упругую). В результате в материале образуется остаточная пластическая деформация сжатия. После снятия нагрева размеры материала возвращаются к исходным значениям, но наличие остаточной деформации сжатия вызывает появление остаточных напряжений растяжения [1].

Существуют методики, решающие непосредственно задачу температурных напряжений в полимерном покрытии труб. В работе [2] рассматриваются вопросы формирования остаточных напряжений в полимерном покрытии при его нанесении на трубу. В данном случае авторы рассматривают не только процесс формирования напряжений, но и задачу теплопроводности.

Предлагаемая авторами [2] методика заключается в следующем. Процесс охлаждения полимера на трубе сопровождается существенной усадкой поверхностных слоев, в то время как внутренние слои остаются в вязкотекучем состоянии. Усадка покрытия может привести к возникновению напряжений, превышающих предел прочности, и трещинообразованию на поверхности.

На рис. 1 представлена схема процесса охлаждения трубы с полимерным покрытием.

Начальная температура T_0 системы. Температурное поле в слое полимера описывается функцией $T_1 = T_1(t, y)$, в стальной стенке трубы - $T_2 = T_2(t, y)$. Радиус R

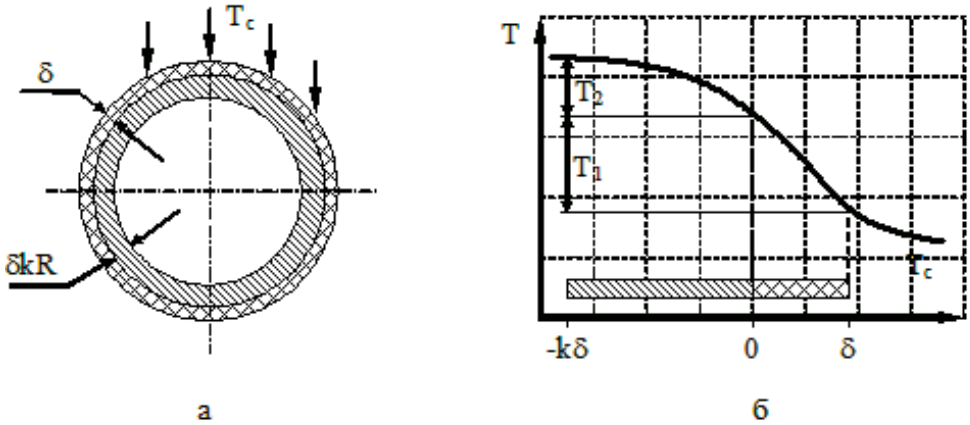


Рис. 1. Схема охлаждения трубы (а) и распределения температур в стенке трубы и покрытии (б).

поверхности металлической трубы. Толщина δ покрытия, стенки трубы - k_δ. Анализ проводится в системе Лагранжа, связанной с поверхностью трубы. Внутри трубы теплообмен отсутствует. Температура T_c охлаждающей среды постоянна. Начальный профиль температур однороден в стенке трубы и покрытии. Ширина и толщина покрытия при охлаждении не изменяются. Радиус трубы значительно больше толщины покрытия и стенки трубы, поэтому при анализе теплопроводности их кривизна не учитывается (задача одномерная, нестационарная). Тепловой поток радиальный. Продольный тепловой поток вдоль трубы не учитывается. Между полимерным покрытием и поверхностью трубы имеет место идеальный тепловой контакт. Поскольку труба непрерывно вращается вокруг собственной оси, условия охлаждения однородны в окружном направлении, то есть задача осесимметрична. Теплофизические свойства полимерного материала и стенки трубы постоянны. Тепловой эффект кристаллизации игнорируется. Поверхность покрытия охлаждается путем орошения водой из лотка в соответствии с законом Ньютона.

Вводятся безразмерные переменные и параметры:

$$\{\theta_1,\theta_2\}=\frac{\{T_1,T_2\}-T_c}{T_0-T_c};\ Y=\frac{y}{\delta};\ A=\frac{\alpha_1}{\alpha_2};\ \Lambda=\frac{\lambda_1}{\lambda_2};\ B_i=\frac{\alpha\delta}{\lambda_1};\ F_o=\frac{\alpha_1 t}{\delta^2};$$
$$\{\bar\sigma_z,\bar\sigma_r,\bar\sigma_\varphi\}=\frac{\{\bar\sigma_z,\bar\sigma_r,\bar\sigma_\varphi\}(1-\mu)}{\beta E_0(T_0-T_c)};\ \Delta=\frac{\delta}{R},\qquad(1)$$

где α_1, α_2, λ_1, λ_2 – коэффициенты температуропроводности и теплопроводности материала покрытия и материала трубы соответственно;

T_1, T_2, θ_1, θ_2 - размерные и безразмерные температуры покрытия и стенки трубы соответственно, К;

T_c - температура охлаждающей среды, К;

T_0 - начальная температура системы, К;

t - время, с;

Λ, A - безразмерные параметры;

y, Y – размерная и безразмерная поперечные координаты;

B_i - число Био;

F_o - число Фурье;

α - коэффициент теплоотдачи;

E_0 - коэффициент зависимости модуля упругости E от температуры, $E=E_0\,e(\Delta T)$; $e(\Delta T)$ - безразмерная функция температуры;

σ_z, σ_r, σ_φ, $\bar\sigma_z,\bar\sigma_r,\bar\sigma_\varphi$ - размерные и безразмерные компоненты напряжения, Па. Функция $e(\Delta T)$ зависит от материала покрытия и определяется путем обработки экспериментальных данных.

С учетом принятых допущений и обозначений краевая задача описывается системой уравнений теплопроводности, начальными и граничными условиями:

$$\frac{\partial\theta_1}{\partial F_o}=\frac{\partial^2\theta_1}{\partial Y^2};\ F_o>0;\ 0<Y<1;\qquad(2)$$

$$\frac{\partial\theta_2}{\partial F_o}=\frac{1}{A}\frac{\partial^2\theta_2}{\partial Y^2};\ F_o>0;\ -k<Y<0;\qquad(3)$$

$$F_o=0:\ \theta_1=1;\ \theta_2=1;\qquad(4)$$

$$F_o=0:\ \theta_1=1;\ \theta_2=1;\qquad(5)$$

$$Y=-k;\ \frac{\partial\theta_2}{\partial Y}=0;\qquad(6)$$

$$Y=0,\ \theta_1=\theta_2,\ \Lambda\frac{\partial\theta_1}{\partial Y}=\frac{\partial\theta_2}{\partial Y}.\qquad(7)$$

Решение уравнений (2)–(7) получено методом Фурье в виде рядов [1]

$$\theta_1=\sum_{n=0}^{\infty}A_{2,n}S_n\exp\left(-\mu_n^2F_o\right)\sin\left(\mu_nY+\varphi_{1,n}\right)$$
$$\theta_2=\sum_{n=0}^{\infty}A_{2,n}S_n\exp\left(-\mu_n^2F_o\right)\sin\left(\mu_n\sqrt{A}Y+\varphi_{2,n}\right)$$
$$A_{2,n}=\frac{\Lambda S_n\left[\cos\varphi_{1,n}-\cos(\mu_n+\varphi_{1,n})\right]-\sqrt{A}\cos\varphi_{2,n}}{\frac{\Lambda S_n^2}{4}\left\{2\mu_n+\sin2\varphi_{1,n}-\sin\left[2(\mu_n+\varphi_{1,n})\right]\right\}+\frac{\sqrt{A}}{4}\left(2\mu_n\sqrt{A}k-\sin2\varphi_{2,n}\right)};\qquad(8)$$
$$S_n=\frac{\sin\varphi_{2,n}}{\sin\varphi_{1,n}}.$$

Собственные числа μ_n задачи и постоянные φ_1,n и φ_2,n

находятся из уравнений:

$$\Lambda tg\varphi_{2,n} = \sqrt{A}tg\varphi_{1,n};\ \cos\left(-\mu_n k\sqrt{A} + \varphi_{2,n}\right) = 0;$$
$$\mu_n = -B_i tg\left(\mu_n + \varphi_{1,n}\right) \qquad (9)$$

Температурный коэффициент $\beta = 1{,}1 \cdot 10^{-5}$ линейного расширения материала стенки трубы значительно меньше температурного коэффициента $\beta = 2 \cdot 10^{-4}$ линейного расширения материала покрытия, модуль упругости $E = 0{,}1$ ГПа покрытия значительно меньше модуля упругости $E = 200$ ГПа материала стенки трубы, толщина покрытия ~ 3 мм меньше толщины стенки трубы ~ 14 мм. С учетом перечисленных обстоятельств, температурная деформация металлической стенки трубы не учитывается. Возникающие в стальной стенке напряжения от давления покрытия весьма незначительны и не вызывают её существенной радиальной деформации.

Для полимеров характерно сложное реологическое поведение, особенно с изменением температуры. В процессе охлаждения поверхностные слои покрытия находятся в состоянии, близком к упругому (модель Гука). Слои покрытия, близкие к поверхности трубы, находятся в расплавленном состоянии, которое можно охарактеризовать в первом приближении как вязкую жидкость. Используется двухслойная модель механического поведения покрытия. Рассматриваются нижние слои покрытия, находящиеся в расплавленном состоянии, как упругий материал с модулем упругости, близким к нулю. Верхние остывшие слои покрытия, вплоть до границы кристаллизации, рассматриваются как гуковское тело с модулем упругости, изменяющимся с температурой. Поперечные сечения остаются плоскими и осевая деформация отсутствует.

Уравнение равновесия для элемента покрытия имеет вид

$$\sigma_r dr + r d\sigma_r - \sigma_\varphi dr = 0, \qquad (10)$$

где σ_r, σ_φ – радиальные и окружные напряжения в стенке, Па;
r – радиус, м.

Третье главное напряжение σ_z действует на площадках, совпадающих с поперечным сечением.

В соответствии с обобщенным законом Гука, с учётом того, что к деформациям, обусловленным напряжениями добавляются температурные расширения, деформация покрытия составит:

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E}\left(\sigma_z - \mu\sigma_r - \mu\sigma_\varphi\right) + \beta\Delta T;$$
$$\varepsilon_r = \frac{1}{E}\left(\sigma_r - \mu\sigma_z - \mu\sigma_\varphi\right) + \beta\Delta T; \qquad (11)$$
$$\varepsilon_\varphi = \frac{1}{E}\left(\sigma_\varphi - \mu\sigma_z - \mu\sigma_r\right) + \beta\Delta T.$$

где μ - коэффициент Пуассона;
$\Delta T = T_0 - T = (T_0 - T_c)(1 - \theta)$ - понижение температуры. Для температурного коэффициента линейного расширения полагают $\beta = \text{const}$.

Продольной усадкой трубы и смещениями покрытия относительно стенки трубы пренебрегают. При этом продольные деформации в покрытии отсутствуют $\varepsilon_z = 0$.

На внешней (свободной) поверхности покрытия отсутствует нормальное давление, поэтому может быть записано условие

$$r = R + \delta,\ \sigma_r = 0. \qquad (12)$$

Также отсутствуют радиальные деформации покрытия на поверхности металлической трубы

$$r = R,\ \varepsilon_r = 0. \qquad (13)$$

В безразмерной форме решение уравнений имеет вид:

$$\bar{\sigma}_z = -e(\theta_1)\mu\left[\frac{1}{\mu}(\theta_1 - 1) + \frac{2(\theta_{1*} - 1)(1 + 2\Delta^2 + 2\mu)}{(1 - 2\mu)(2\Delta + \Delta^2 + 2\mu)} + \frac{2\Delta}{(2\Delta + \Delta^2 + 2\mu)} I(1, F_o)\right]; \qquad (14)$$

$$\bar{\sigma}_r = -\frac{e(\theta_1)}{(1 + \Delta Y)^2}\left[-I(YF_o) - \frac{(\theta_{1*} - 1)(1 + \Delta Y)^2}{(1 - 2\mu)} + \frac{\left[(1 + \Delta Y)^2 - 1 + 2\mu\right]}{(2\Delta + \Delta^2 + 2\mu)} \times \right.$$
$$\left. \times \left[\frac{(\theta_{1*} - 1)}{(1 - 2\mu)} + \frac{1}{(1 + \Delta)^2} I(1, F_o)\right]\right]; \qquad (15)$$

$$\bar{\sigma}_\varphi = -\frac{e(\theta_1)}{(1 + \Delta Y)^2}\left[I(Y, F_o) - \theta_1 + 1 + \frac{(\theta_{1*} - 1)\left[(1 + \Delta Y)^2(2\Delta - 1 - 2\mu) + (1 - 2\mu)(1 + \Delta)^2\right]}{(1 - 2\mu)(2\Delta + \Delta^2 + 2\mu)} + \right.$$
$$\left. + \frac{\Delta\left[(1 + \Delta Y)^2 + 1 - 2\mu\right]}{2\Delta + \Delta^2 + 2\mu} I(1, F_o)\right]. \qquad (16)$$

где $\theta_{1*} = \theta_1\ (Y = 0, F_o)$, $I(Y, F_o)$ - интеграл вида

$$I(Y, F_o) = \sum_{n=0}^{N} A_{2,n} S_n e^{-\mu^2 F_o}\left[\frac{1}{\mu_n}\left[\cos\varphi_{1,n} - \cos(\mu_n Y + \varphi_{1,n})\right] + \frac{\Delta}{\mu_n^2}\left[\sin(\mu_n Y + \varphi_{1,n}) - \right.\right.$$
$$\left.\left. - in\varphi_{1,n} - \mu_n Y\cos(\mu_n Y + \varphi_{1,n})\right]\right]\frac{\sin\left(\frac{\pi n}{N+1}\right)}{\left(\frac{\pi n}{N+1}\right)} - Y - \Delta\frac{Y^2}{2}, \qquad (17)$$

который получен с учетом первого выражения в (8) и σ - множителя Ланцоша.

Также авторами [2] был рассмотрен случай, когда для описания функции изменения модуля упругости с температурой используется косинусоидальная зависимость, которая не имеет излома в точке застывания:

$$e(\theta_1) = \begin{cases} 0{,}5\left[1 + \cos(2\pi\theta_1)\right]\ при\ \ 0 \le \theta_1 < 0{,}5; \\ 0\ \ при\ \ \theta_1 \ge 0{,}5. \end{cases} \qquad (18)$$

При этом расчетные графики главных напряжений не имеют разрыва на линии застывания. Предложенная

методика позволяет учитывать изменение температуры с течением времени, а также зависимость модуля упругости полимера от температуры, что очень важно для точности прогноза поведения полимерного покрытия при длительном хранении. К недостаткам методики следует отнести:

- получаемые значения представлены в безразмерной форме, что позволяет проводить лишь качественную оценку внутренних напряжений;
- затрудненная реализация при оценочных инженерных расчетах.

На базе этих выражений выполнена оценка остаточных напряжений в защитном полиэтиленовом покрытии труб по методике [2], общий алгоритм реализации которой представлен на рис. 2.

Рис. 2. Алгоритм расчета остаточных напряжений в полимерных покрытиях труб.

Как отмечалось ранее, использование рассмотренной методики осложняется необходимостью решения сложных дифференциальных уравнений, в связи с этим в рамках рассматриваемой задачи предлагается упростить существующую методику путем фиксации величины конечного значения температуры. По результатам расчетов оценивается величина напряжений, как в начальный момент охлаждения, так и в процессе бесконечно длительного охлаждения покрытия при фиксированной температуре.

В рамках предложенной методики температурная зависимость модуля упругости полимерного материала покрытия от температуры не учитывается, то есть предполагается, что $e(\theta_1) = 1$. Действительно, форма для безразмерных напряжений (14)–(16) позволяет исключить из расчетных выражений для напряжений (1) параметр $e(\theta_1)$, путем его переноса из правой части в левую.

Методика с учетом внесенных допущений была реализована в программном комплексе MathCad. Анализ выполнен для случая охлаждения полимерного покрытия на поверхности стальной трубы. Теплофизические характеристики для материала стальной стенки трубы и покрытия приведены в табл. 1.

Как отмечалось ранее, параметр β - коэффициент температурного расширения материала принимается постоянным, не зависящим от температуры. Температура покрытия принимается равной температуре трубы T_0 = 200 °С. Температура охлаждающей воды не более 20 °С. Покрытие нанесено на трубу диаметром 1420 мм с толщиной стенки 30 мм. Толщина покрытия δ = 3 мм.

В начальный момент времени температура по толщине покрытия распределена в соответствии с линейной зависимостью (рис. 3). По оси абсцисс откладывается безразмерная величина толщины покрытия. $Y = 0$ – соответствует слою, прилегающему непосредственно к трубе, $Y = 1$ – наружному слою покрытия.

Графики распределения механических напряжений по толщине покрытия в безразмерной форме представлены на рис. 4.

Распределение напряжений в покрытии в начальный момент времени, представлено на рис. 5.

По результатам выполненных расчетов определен характер распределения напряжений в покрытии. Из представленных на рис. 4 графиков видно, что

Таблица 1. Теплофизические и механические характеристики материала трубы и покрытия.

Параметр	Сталь 20	Полиэтилен высокого давления
Коэффициент температуропроводности	α_2 = 1,28 · 10^{-5} м²/с	α_1 = 0,6 · 10^{-6} м²/с
Коэффициент теплопроводности	λ_2 = 50 Вт/(м · К)	λ_1 = 0,36 Вт/(м · К)
Модуль упругости	E_2 = 2,1 · 1011 Па	E_2 = 0,1 ГПа
Коэффициент Пуассона	μ_2 = 0,28	μ_1 = 0,35
Коэффициент линейного температурного расширения	β_2 = 1,3 · 10^{-7} K^{-1}	β_1 = 2 · 10^{-4} K^{-1}
Плотность	ρ_2 = 7800 кг/м³	-

В начальный момент времени t=0

$T2 := 200$ - температура трубы

$T0 := T2$ - температура покрытия в рассматриваемый момент времени

$Tc := 20$ - температура охлаждающей воды

$$\theta(Y) := \frac{(T2-Tc)\cdot Y}{\frac{1}{T0-Tc}} \qquad e(\theta) := 1-4\theta^2 \qquad \theta 1 := 0 \qquad e(\theta 1) = 1$$

$Y := 0..1$

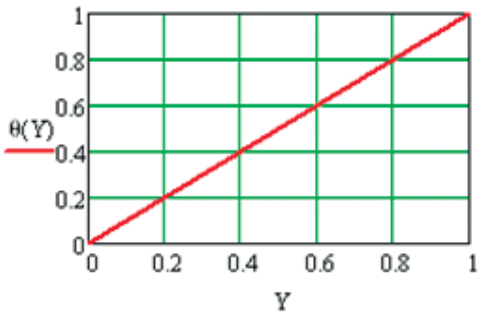


Рис. 3. Распределение температуры по толщине покрытия в начальный момент охлаждения (фрагмент расчетной программы).

В момент охлаждения верхний слой покрытия мгновенно сжимается, и по мере распространения более низкой температуры по толщине покрытия значения полученных деформаций будут уменьшаться. При этом труба остается нагретой и соответственно ее деформации все еще велики. Прилегающий к трубе слой покрытия сжимается за счет изменения температуры, но металл сопротивляется таким деформациям, что и объясняет растяжение на приграничном слое.

Кольцевые напряжения также знакопеременны в начальный момент охлаждения, максимальные (растягивающие) напряжения возникают в наружном слое. Растяжение обусловлено воздействием нагретой трубы, которая препятствует сжимающей деформации покрытия, вызванной резким охлаждением. И, поскольку максимальное охлаждение наблюдается в наружном слое, то и максимальные напряжения характерны именно для него.

Радиальные напряжения по толщине покрытия являются сжимающими, сжатие вызвано давлением со стороны наружного слоя, который при интенсивном охлаждении получил резкие отрицательные деформации.

При бесконечной продолжительности охлаждения ($F_o \to \infty$) в выражениях (14)–(16) необходимо ввести условие: $I\{Y,\infty) = -Y - 0{,}5\,\Delta Y^2$, $\theta_1 = \theta_1^* = 0$. Осевые напряжения однородны по толщине покрытия. При этом на поверхности покрытия, то есть при $Y = 1$ безразмерные напряжения отвечают значениям $I\{1,\infty) = -1 - 0{,}5\Delta$, $\theta_1 = \theta_1^* = 0$. В слоях покрытия, непосредственно прилегающих к поверхности металлической трубы $Y = 0$, имеем: $I(0,\infty) = 0$, $\theta_1 = \theta_1^* = 0$.

продольные напряжения меняют знак по толщине покрытия, на внешней поверхности имеют место сжимающие напряжения, отрицательные по величине, в то время как слой, прилегающий к металлу, находится в растянутом состоянии. Это обусловлено разницей величин коэффициентов температурного расширения. В нагретом состоянии металл трубы увеличивается пропорционально температуре, материал покрытия также увеличивается, причем в значительно большей степени (отношение коэффициентов температурного расширения материала трубы и покрытия составляется порядка 10).

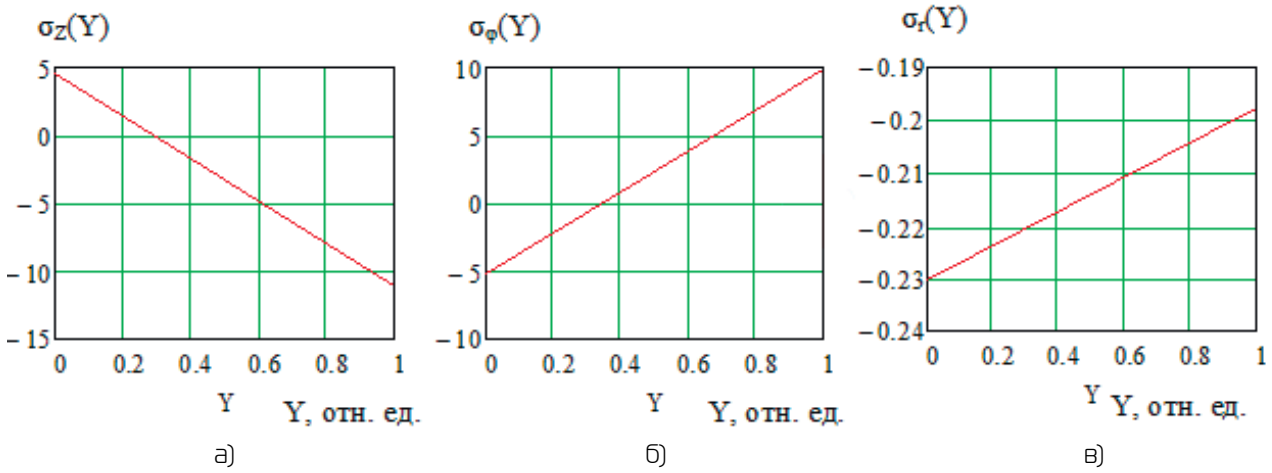


Рис. 4. Распределение механических напряжений по толщине покрытия в безразмерной форме в начальный момент времени:
а) продольные напряжения;
б) кольцевые напряжения;
в) радиальные напряжения.

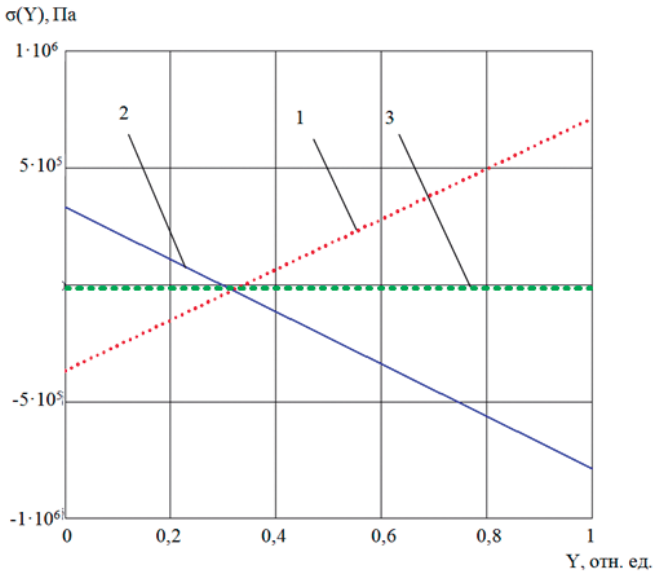


Рис. 5. Распределение механических напряжений по толщине покрытия в начальный момент охлаждения
1 - $\sigma_{\varphi\varphi}(Y)$, кольцевые напряжения;
2 – $\sigma_{zz}(Y)$, осевые напряжения;
3 – $\sigma_{rr}(Y)$, радиальные напряжения.

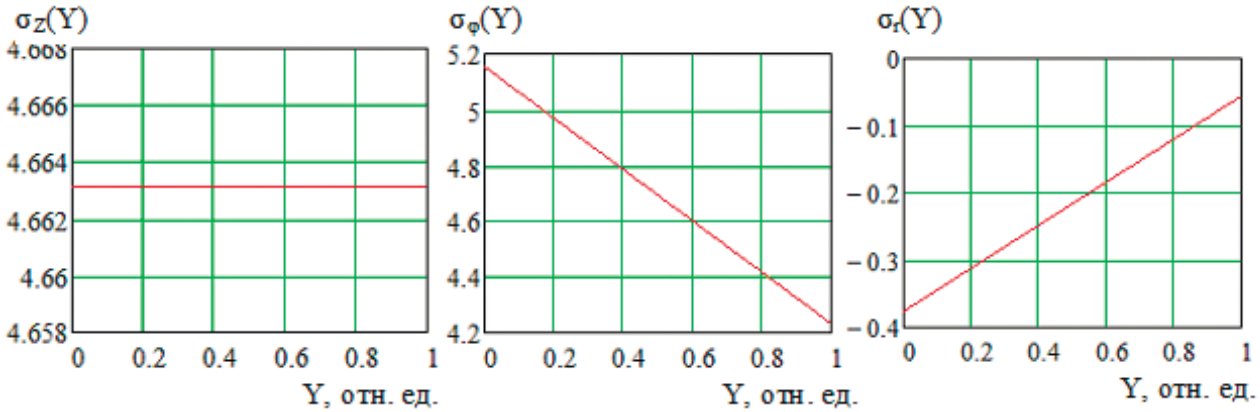
Таким образом, случай бесконечно длительного охлаждения предполагает постоянство температуры по всей толщине покрытия: $T(Y) = const = T_c$, в безразмерном виде $\theta(Y) = 0$.

В данном расчете рассматривался только случай полного охлаждения ($F_o \to \infty$). Результаты представлены на рис. 6.

Распределение напряжений в данном случае близко к линейной зависимости. Окружные растягивающие и радиальные сжимающие напряжения принимают максимальное значение у стенки трубы. Осевые растягивающие напряжения однородны по сечению покрытия.

Далее в работе был произведен пересчет величин механических напряжений от безразмерных значений к конкретным цифровым величинам. Напряжения, возникающие в покрытии трубы с принятыми характеристиками, выраженные в Па, представлены на рисунке 7 (для случая бесконечного охлаждения при постоянной температуре).

Из представленных графиков видно, что величина напряжений в покрытии после полного его охлаждения не будет превышать 380 кПа, что, составляет около 3,8 % от предела прочности полиэтилена высокого давления при растяжении (≈10 МПа).



а) б) в)

Рис. 6. Распределение механических напряжений по толщине покрытия в безразмерной форме для бесконечного охлаждения при постоянной температуре:
а) продольные напряжения;
б) кольцевые напряжения;
в) радиальные напряжения.

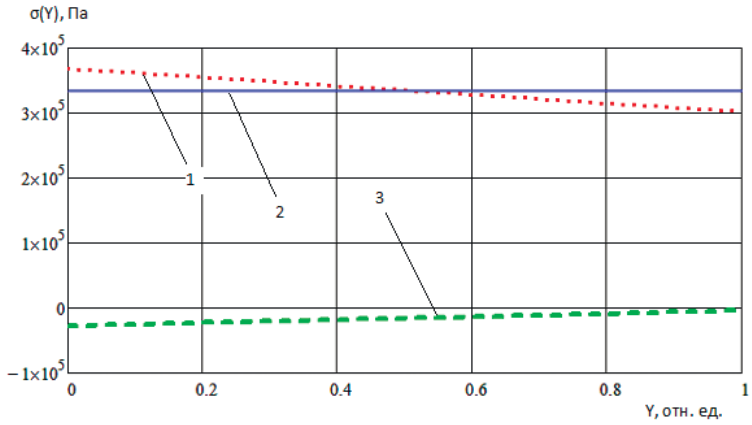


Рис. 7. Распределение напряжений в покрытии после его нанесения при полном охлаждении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Стойкость антикоррозионных покрытий труб в условиях Крайнего Севера. СПб.: ООО «Инфо-да», – 2004. – 296 с.
2. Ряснов, В.Б., Шаповалов, В.М. Особенности изменения температурных напряжений в полимерном покрытии при нанесении на трубу // Автоматика. Информатика. Управление. Приборы. - т.17, №2 – Тамбов: Вестник ТГТУ, 2011. – с. 563–570.

REFERENCES

1. Teplinskij Ju.A., Bykov I.Ju. Pipe anticorrosive coating under arctic constructions: durability. SPb.: OOO «Info-da», – 2004. – 296 p.
2. Rjasnov V.B., Shapovalov V.M. Polymer while pipe coating: temperature stresses. Change features. // Automatics. Informatics. Control. Apparatus. – vol №2 – Tambov: newsletter of TGTU, 2011. – p. 563–570.

УДК 622.276.53.054.4

Неразрушающий контроль при проведении экспертизы промышленной безопасности технических устройств, применяемых на объектах добычи нефти и газа

М.Г. Рагузин - руководитель управления по экспертизе промышленной безопасности (ООО «РЕГАТА-Плюс»)

«БЕЗОПАСНЫЙ - верный, надежный, не могущий причинить зла или вреда»
Владимир Иванович Даль. Толковый словарь

Введение

На сегодняшний день проблема повышения безопасности, надежности производственных объектов особенно актуальна, так как в эксплуатации находится огромный парк различных по своему назначению и техническому состоянию технических устройств, большая часть которых выработала расчётный срок службы. Представление о надёжности объекта, как известно, основывается на данных о его фактическом состоянии и основную часть этих данных дает проведение неразрушающего контроля (НК). Необходимость НК технических устройств обусловлена износом и усталостью деталей и узлов, нарушением технологии при их изготовлении и ремонте, а также нарушением требований правил эксплуатации.

Технические измерения параметров изделий, оценка качества обработанной поверхности (овальность, конусность, цилиндричность, шероховатость и др.) позволяют получить информацию о внешней стороне дела. Но еще более важно знать структуру материала, химический состав, качество и глубину термической обработки, распределение внутренних напряжений, характер и распределение возможных внутренних и поверхностных металлургических дефектов.

В ряде отраслей промышленности НК выделен в самостоятельный технологический процесс, так как в большинстве случаев затраты на контроль соизмеримы с затратами на изготовление самого изделия.

НК – это совокупность таких видов контроля, которые производятся непосредственно на объекте, при этом исправный объект сохраняет работоспособность без какого-либо повреждения материала. Система НК в составе экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) является одним из важнейших элементов контроля за обеспечением промышленной безопасности, связанным

с повышением эффективности контроля состояния технических устройств, зданий и сооружений, своевременностью и качеством выполнения работ по их обслуживанию и ремонту. Для диагностирования состояния опасных производственных объектов применяются следующие виды НК: радиационного, акустического (ультразвукового), акустико-эмиссионного, магнитного, вихретокового, электрического, оптического, визуально-измерительного, вибро-диагностического, теплового и проникающими веществами.

Применение метода акустической эмиссии при экспертизе промышленной безопасности сосудов.

Рассмотрим конкретный пример: акустическая эмиссия при ЭПБ сосудов, работающих под давлением.

В связи с большими сроками эксплуатации опасных производственных объектов (ОПО) и возрастающей с каждым годом интенсивностью аварийных отказов, связанных с образованием в металле эксплуатационных дефектов, регламентного технического освидетельствования конструкции становится явно недостаточно из-за больших интервалов между обследованиями и применением устаревших локальных методов контроля.

В настоящее время все больший интерес у заказчиков экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) вызывает вопрос профессиональной оценки надежности действующего оборудования. Решение этой задачи невозможно без использования современных технологий и способов НК и диагностики.

Не секрет, что программы технического диагностирования разрабатываются специализированными организациями, выполняющими работы по техническому диагностированию, и подлежат согласованию в установленном порядке. Но, зачастую, для проведения диагностики выбираются традиционные локальные методы НК, применение которых в большинстве случаев дает достоверную информацию о существующих дефектах, и использование которых давно апробировано у большинства диагностических фирм. Но что делать, когда участки контроля находятся в недоступных регионах или требуют колоссальных затрат со стороны эксплуатирующей организации для их подготовки? Как определить реальное состояние крупногабаритного объекта контроля, применяя лишь локальные методы НК в предполагаемых местах скопления в процессе эксплуатации напряжений?

Многие диагностические фирмы имеют в своем штате высококвалифицированных специалистов в самых разных областях НК, которые единогласно сходятся во мнении о необходимости развития и усовершенствования существующих методик контроля. Но часто коммерческая сторона вопроса затмевает даже мысль привлечения к работе современных, интегральных методов контроля. Данные методы дают полную информацию об объекте, и позволяют эксперту, выдающему независимую оценку о состоянии объекта, адекватно сопоставлять все полученные при проведении экспертизы результаты, давать заключение о соответствии объекта требованиям промышленной безопасности.

Одним из таких методов, обеспечивающих контроль всего объекта (сосуда) с использованием одного или нескольких преобразователей, неподвижно установленных на поверхности объекта, является метод акустической эмиссии (АЭ). Данный метод применяется при проведении диагностирования технического состояния сосудов и является рекомендуемым при гидравлических испытаниях сосудов, а в случае пневматических испытания - обязательным. Так как, гидравлические испытания сосудов периодически проводятся при их техосвидетельствовании и тем более, при проведении экспертизы промышленной безопасности, то применение метода акустической эмиссии не требует дополнительного вывода сосуда из эксплуатации, а, в большинстве случаев, может проводиться в рабочем режиме.

Метод АЭ обеспечивает обнаружение и регистрацию только развивающихся дефектов, поэтому он позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности. При правильной настройке аппаратуры и соответствующем выборе локационных схем возможно определение местоположения дефекта с точностью до сантиметра. Интегральность метода позволяет регистрировать дефекты не только в сварных швах, но и во всем сосуде (околошовных зонах, врезках, местах скопления напряжений и просто основном металле). Широкополосность регистрируемого спектра сигналов позволяет разделять дефекты по их частотным характеристикам и тем самым улучшать избирательную функцию определенных дефектов, будь то поиск развивающихся дефектов, либо поиск микроскопической течи рабочего продукта через дефекты сосуда, запорно-регулирующую арматуру, либо соединительные уплотнения. Также следует отметить, что положение и ориентация существующего дефекта не влияет на его выявляемость, что позволяет регистрировать дефекты как выходящие на поверхность, так и расположенные внутри металла (на глубине более 100-200 мм).

Опыт использования АЭ контроля сосудов при техническом диагностировании в рамках проведения ЭПБ позволяет с уверенностью заявлять, что в настоящее время уже вполне доступно:

- контролировать весь сосуд целиком без вывода его из эксплуатации;
- регистрировать именно развивающиеся дефекты, как наиболее опасные для эксплуатации сосуда, а впоследствии, в совокупности с дополнительным дефектоскопическим контролем традиционными методами давать реальную оценку степени их опасности;
- следить за развитием в процессе рабочей эксплуатации (в режиме мониторинга) уже существующих, ранее обнаруженных дефектов в сосуде, для продления ресурса его эксплуатации.

Характер дефектов, выявляемых при неразрушающем контроле.

Из опыта практической деятельности автора в области технического диагностирования технических устройств, эксплуатируемых на опасных производственных объектах, становится очевидным обязательное выполнение программ, рекомендаций, инструкций и методик при проведении контроля, где указаны объёмы и периодичность проведения диагностирования в процессе эксплуатации. Это необходимо для более полной и точной оценки фактического состояния объекта, обнаружения опасных дефектов (которые имеют склонность к развитию в эксплуатационных условиях, что может привести к аварийным ситуациям), а также для выдачи заказчику определенных рекомендаций (произвести смазку, удалить наклепы, задиры и др.).

Рассмотрим несколько примеров дефектов, выявленных с применением неразрушающих методов контроля в процессе изготовления и эксплуатации оборудования.

Очень часто дефекты в виде трещин возникают в результате длительной или неправильной эксплуатации оборудования. Усталостные трещины выявляются, как правило, на деталях, испытывающих в работе многократные знакопеременные нагрузки. Места возникновения данных дефектов разнообразны: это места концентраторов напряжений, места отклонений от требований чертежа при изготовлении или ремонте, места дефектов металлургического происхождения (волосовины, шлаковые включения, прокатные плены и т.д.), которые провоцируют и ускоряют возникновение трещины.

Рассмотрим на примерах своевременно выявленные трещины на оборудовании, которое испытывает в процессе эксплуатации большие нагрузки. Это крюк крюкоблока агрегата для ремонта скважин А2-32 (рис. 1), элеватор типа КМ для бурильных труб (рис. 2) и крюковая подвеска крана-манипулятора (рис. 3).

Эти трещины являются особо опасными, так как, возникнув, они имеют свойство постепенно расти и углубляться внутрь детали, пока не произойдет внезапное её разрушение, что может повлечь за собой тяжелые последствия.

Указанные дефекты были выявлены с помощью визуального и ультразвукового контроля (рис. 1, 2), капиллярного и магнитопорошкового метода ультрафиолетовым облучением (рис. 3).

Следующим примером возникновения опасных дефектов являются закалочные трещины, которые возникают чаще всего при охлаждении деталей в процессе закалки в результате действия внутренних напряжений. Рассмотрим на примере два случая обнаружения закалочных трещин.

На рис. 4 мы видим трещину, которая была обнаружена на оси кронблока агрегата для ремонта скважин УПА-60 с помощью магнитопорошковой дефектоскопии. Как и отмечалось ранее, трещина могла возникнуть в результате внутренних напряжений в месте резкого изменения сечения в результате несоблюдения технологии термообработки. На этом же фото под индексом «б» видно, что произошло с этой деталью после приложения определенного усилия в

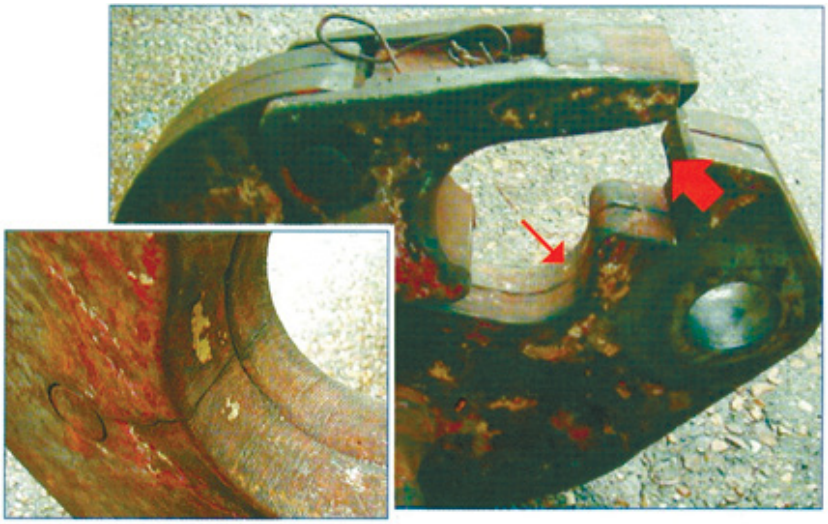


Рис. 1. Крюк крюкоблока агрегата для ремонта скважин А2-32.

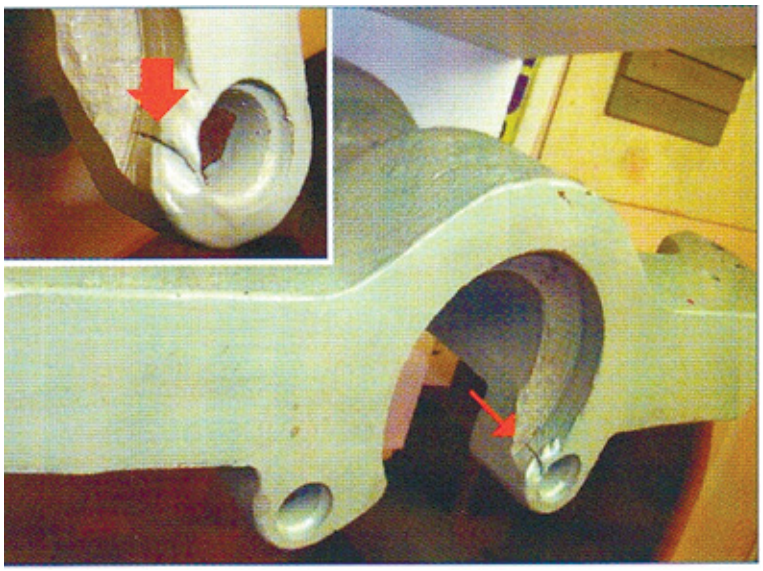


Рис.2. Элеватор типа КМ для бурильных труб.

Рис.3. Крюковая подвеска крана-манипулятора.

Рис. 4. Ось кронблока агрегата УПА-60.

Рис. 5. Тормозная вилка агрегата УПА-60.

процессе эксплуатации. Значит, проведение контроля с применением неразрушающих методов нагруженных, ответственных и сложных по конфигурации деталей просто обязательно.

Другой пример - тормозная вилка агрегата для ремонта скважин УПА-60 (фото 5). Сама конструкция тормозной вилки имеет тонкостенные элементы, концентраторы напряжений, места резкого изменения сечений, и, кроме того, данный узел является очень ответственным. Поэтому при техническом диагностировании агрегатов для ремонта скважин данный элемент тормозной системы нами обследуется с обязательным применением неразрушающих методов контроля. На фото 5 видно, что трещины обнаружены в отверстии проушины пальца и в месте резкого изменения сечения проушины.

Из всего этого следует, что высокие и неравномерные внутренние напряжения при недостаточной жесткости детали вызывают ее коробление и что наиболее вероятные места зарождения закалочных трещин - это места с резким изменением сечения, острые углы и подрезы (рис. 4 и 5). Отличительным признаком закалочных трещин является неопределенность их направления на поверхности детали. Они выявляются особо хорошо при магнитном контроле, так как почти всегда выходят на поверхность детали.

Не менее опасными дефектами являются дефекты металлургического происхождения. К одним из них можно отнести прокатные плены и волосовины.

На рис. 6 видны эти дефекты, которые расположены в опасных сечениях штропа штангового элеватора (рис. 6а), а на рис. 6б показан штанговый крюк, на котором были обнаружены крупные волосовины, выходящие на поверхность. Эти дефекты относятся к разряду опасных, понижающих предел усталости, и не должны допускаться к дальнейшей эксплуатации. Можно представить себе последствия аварии, которая могла бы произойти в случае разрушения данного инструмента.

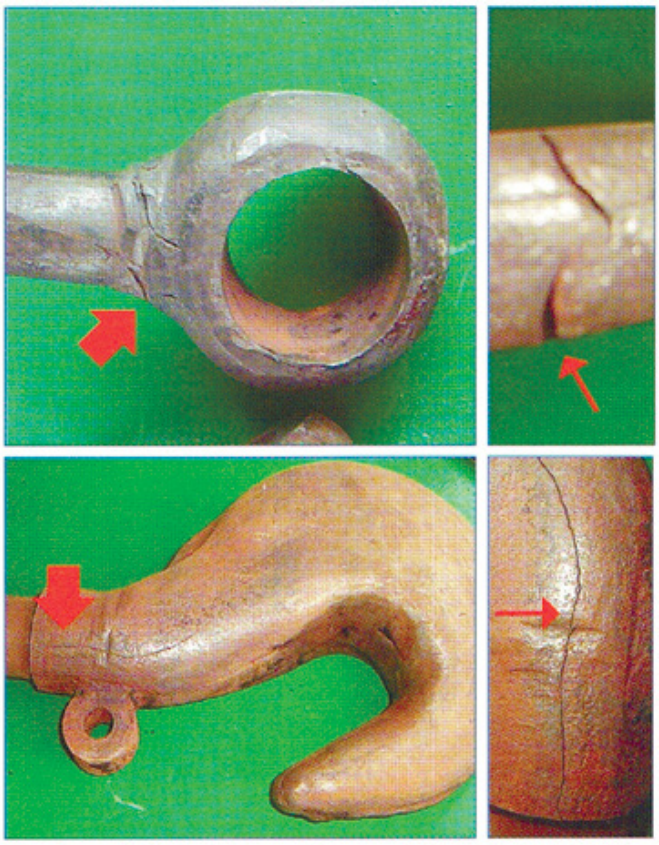


Рис. 6. Штроп штангового элеватора и крюка.

Но дефекты, влияющие на безопасную эксплуатацию опасного производственного объекта, могут возникнуть не только из-за некачественного изготовления или

длительной эксплуатации, а и по причине несвоевременного технического обслуживания оборудования и отсутствия контроля со стороны технического персонала. Простой пример - износ оси ролика каретки выдвижения стрелы автомобильного крана КС-3575 (рис. 7). В данном случае износ составил 70%. Это еще раз подтверждает то, что необходимо периодически проводить мероприятия, включающие техническое диагностирование узлов и деталей оборудования в процессе эксплуатации.

Необходимо сказать и о способах получения информации о дефектах при ультразвуковом контроле. Ведь очень важно в настоящее время при техническом диагностировании не только выявить дефект, но и обеспечить наглядность с последующей расшифровкой его параметров и привязкой к основным размерам контролируемого объекта. Как известно, одним из недостатков ультразвукового контроля является отсутствие объективного документа о результатах контроля. Указанный выше недостаток метода в последнее время легко устраняется путем автоматической настройки, расшифровки и выдачи результатов контроля через компьютер.

На рис. 8 представлена диаграмма распределения толщин на определенных отрезках, полученная с помощью толщиномера «СКАТ-4000». Такой вид изображения результатов толщинометрии очень удобен, так как позволяет анализировать коррозионный или механический износ, выявлять очаги поражения и выдавать рекомендации по техническому решению.

Таким образом, основываясь на практическом опыте работы в области технического диагностирования и экспертного обследования оборудования, можно сделать выводы.

При эксплуатации технических устройств, особенно эксплуатируемых на опасных производственных объектах, необходимо обязательно проводить техническое диагностирование с применением неразрушающих методов контроля узлов и деталей, что позволит обеспечить наилучшую выявляемость и оценку фактического технического состояния оборудования.

Необходимо строго соблюдать периодичность проведения технического диагностирования, заложенного в нормативно-технической документации на данное оборудование.

Необходимо строго соблюдать требования правил технической эксплуатации оборудования, добиваться строгого соблюдения технологии изготовления и ремонта деталей и узлов оборудования.

Для получения наиболее полной информации о надежности оборудования при решении задач расшифровки результатов контроля необходимо внедрять и использовать современные приборы НК.

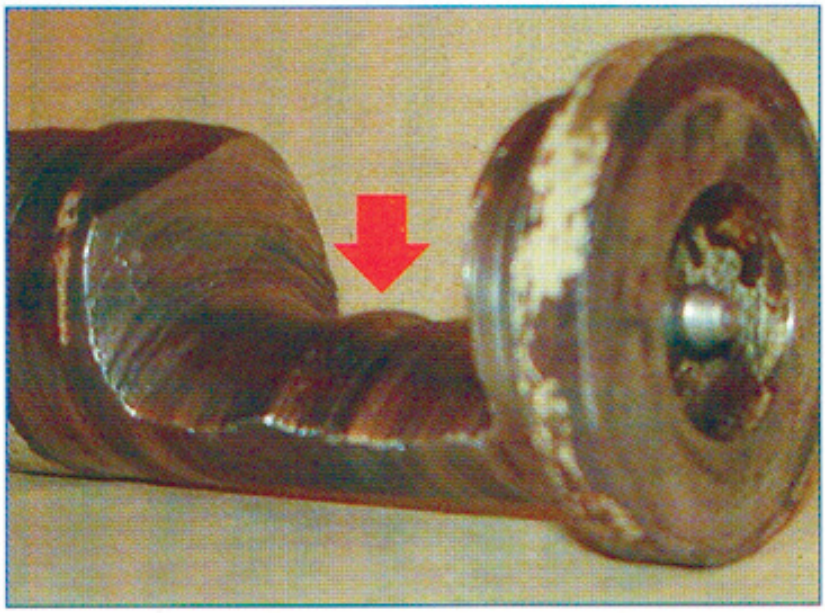


Рис. 7. Ось ролика каретки выдвижения стрелы крана КС-3575Л.

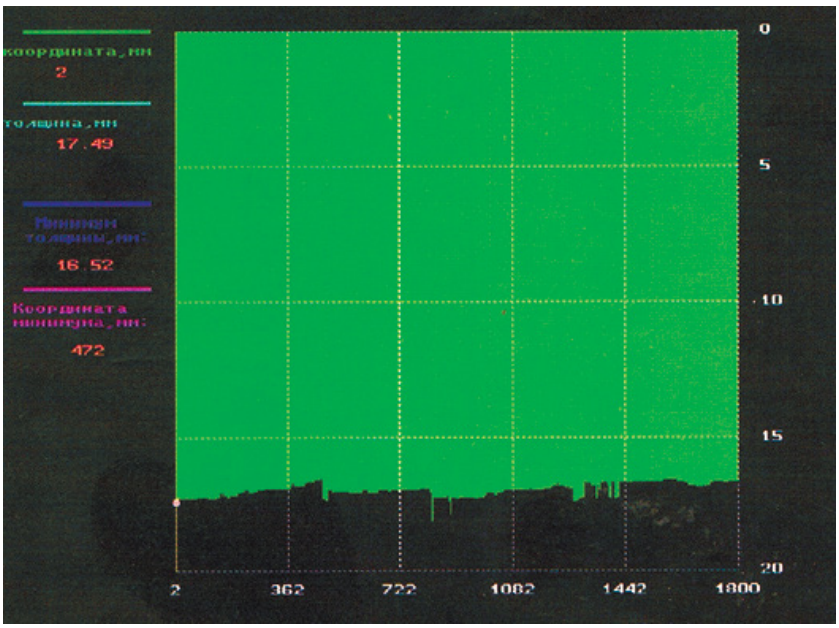


Рис. 8. Результат сканирования тела кислородного баллона-реципиента ультразвуковым толщиномером.

УДК 551.16

Соль Земли (заметки о происхождении солей)

В.И.Иванников – доктор техн. наук, научно-технический директор
(ЗАО «Рус-Инно»)

Автор возвращается к проблеме эндогенной генерации солей, понимая, что механизм солеизлияний не имеет пока своей базовой модели. Руководящей научной посылкой для геологических изысканий по-прежнему остается ранее заложенная идея выпаривания морских бассейнов с соленасыщенной водой. Здесь возникает ряд принципиальных вопросов.

1. Были ли моря и мировой океан насыщены солями до пределов растворимости?

* Сегодня мировой океан содержит астрономическую величину солей – $4{,}8 \cdot 10^{16}$ т., при этом на долю хлористого натрия приходится $3{,}8 \cdot 10^{16}$ т. Средняя океанская соленость 35% (35 г соли на 1 кг воды).

2. Были ли вспышки солнечной радиации и какова была их продолжительность?

* Есть мнение, что в архее океан был горячим. Благодаря высокому парциальному давлению углекислого газа в атмосфере, достигавшему 5 бар, его воды были насыщены угольной кислотой H_2CO_3 и характеризовались угольной реакцией (pH ~ 3-5).

3. После выпаривания и образования солевого осадка пополнялось ли море водой?

4. Каким образом могли накопиться соляные пласты мощностью до 2-х км? Путем непрерывного выпаривания? Сколько это продолжалось?

5. Является ли основным источником постоянного пополнения Мирового океана солями материковый сток?

Реками ежегодно выносится в Мировой океан около $2{,}5 \cdot 10^9$ т солей. Однако солевой состав речных вод совершенно иной, в нем преобладают карбонаты (см. табл. 1).

Эти и другие вопросы данной темы заставляют искать ответы в контексте глобальной тектоники.

Интересные описания С.М. Григорьева [7] дренажной оболочки тектоносферы, включающей кору Земли и подстилающий ее астеносферный слой мантии, дают направляющую идею о взаимосвязи циркуляции наземных и подземных вод с выносом солей из недр.

В.И. Вернадский, предугадывая круговорот воды через недра, писал, что «вода создает организованность земной коры». И там же: «круговые процессы теснейшим образом связаны с тем, что благодаря геологическим смещениям на земной поверхности постоянно идет переход материи, то есть, химических элементов, из одного места в земной коре в другое. Они попадают из верхних её слоев в более глубокие, нижние, и обратно. В течение долгих чередований геологического времени такое перемещение неизбежно идет для всего вещества земной коры....» О воде он писал: «Вода определяет и создает... основные черты механизма земной коры, вплоть до магматической оболочки, по крайней мере». «Природные водные растворы не являются инертным телом в земной коре. Они - носители огромной энергии и производят огромную работу».

Укоренившееся в сознании геологов и внедряемое через лекции и учебники студентам представление о солеродных бассейнах [3, 8, 9 и др.], продуцирующих залежи солей, и развитие этой темы, по мнению автора, является умозрительным заблуждением, начало которого было заложено на ранних этапах развития общей геологии (М.В. Ломоносов, Д.В. Наливкин, Н.М. Страхов, А.А. Яншин и др.)

Неадекватное представление об источнике солей создает неверные предпосылки для обнаружения их местоположения и взаимосвязи с нефтегазоносностью недр в осадочном комплексе горных пород.

Помимо отложений солей на дне морей, а также на суше (общие разведанные запасы оцениваются в $2{,}4 \cdot 10^{16}$ т) необходимо учитывать растворенную в водах мирового океана огромную массу солей в основном хлоридно-натриевого состава (77,8%).

Предположение о том, что соли выделялись путем выщелачивания поверхностных осадков не выдерживают строгой критики.

Самосадочный процесс каким-то образом объясняет наличие соляных пластов на континентах, но в принципе неверен, ибо основан на выпаривании бассейнов морской воды, что при любых условиях невероятно и ничем не подтверждается.

Таблица 1. Состав растворенных солей в океанических и речных водах.

Химические вещества	Воды океана %	Речные воды %
Хлориды	88,7	5,2
сульфаты	10,8	9,9
Карбонаты	0,3	60,1
Прочие вещества	0,2	24,8

Соленосные бассейны, вмещающие мощные толщи солей, широко распространены в пределах всех континентов, морей, океанических окраин, отсутствуя лишь в пределах собственно океанических пространств (карта Г.А. Беленицкой [3] на рис.1).

Наиболее достоверно, что солеизвержение, в основной своей массе происходит из недр, в геологические эпохи, когда идет раскрытие разломов земной коры, связанное с общим процессом расширения планеты.

Механизм солеизвержения и последующая соляно-купольная тектоника в общих чертах могут быть описаны в следующей редакции (на примерах Каспийской и Мексиканской мегавпадин).

Там, где под корой поднимается линза аномальной мантии (в нашем понимании газонасыщенный объём мантийного базальта) образуется обширная депрессия, куда идет снос осадков, транспортируемый крупными реками. Это может быть внутреннее море (Каспийская впадина) или открытый океан (Мексиканская впадина).

Автор не разделяет общепринятое представление о том, что все известные на земле запасы каменной соли могли образоваться в результате её выпаривания из вод мирового океана. Ведь это означало бы, что мировому океану за время его существования приходилось неоднократно опресняться, тогда как его соленость, по геологическим данным, всегда оставалась более-менее стабильной. Между тем для накопления солей только в одном Прикаспийском соленосном бассейне пришлось бы выпарить за относительно короткий срок воду в количестве, содержащемся в северном Ледовитом океане, и притом исключительно, за счёт солнечного излучения.

Накопление осадков и их консолидация создают литостатическую нагрузку, в результате которой аномальная мантия, а вернее ее подплавленный астеносферный слой (ПАС), имеющий повышенное газосодержание, начинает проседать и проявлять вулканизм (точнее гидровулканизм). Продуктами выноса вулканических свищей являются газы, рассолы и УВ (см. рис. 2 [4]).

Соли, поступающие через разломы коры, растворяются, насыщая морскую и океаническую воду, а при достижении порога насыщения выпадают в остаток, образуя мощные соляные пласты. Далее под действием налегающих осадков соляные породы всплывают в виде соляных куполов и штоков (рис. 3 [4]).

Выщелачивание полурасплава минеральной «каши» (рис. 4) в кровле верхней мантии водами, проникающими по разломам коры, вполне закономерное явление флюидной разгрузки недр Земли.

Супергиганты по запасам твердокаменной соли Прикаспийский, Мексиканский и Средиземноморский

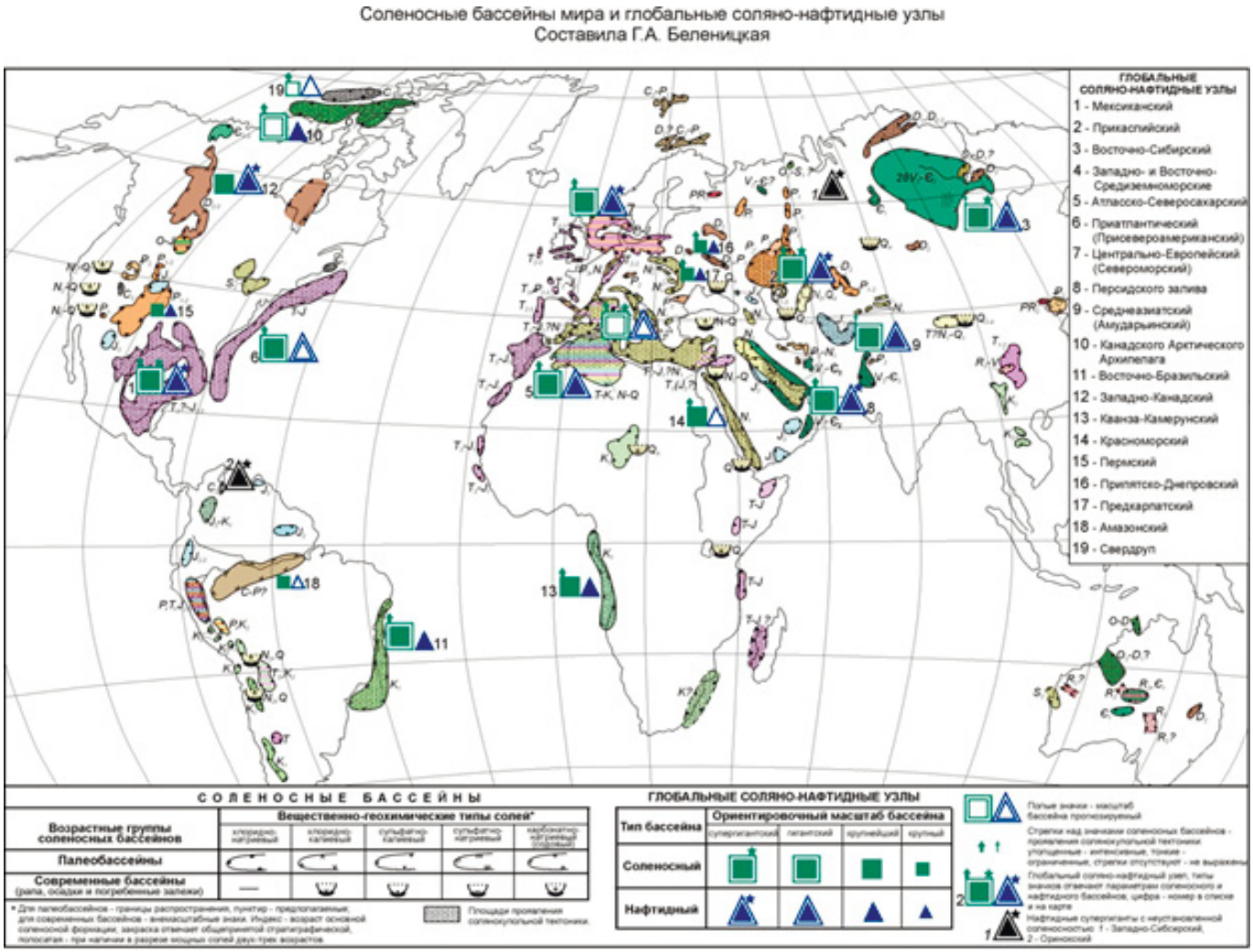


Рис. 1. Соляные бассейны мира и глобальные соляно-нафтидные узлы.

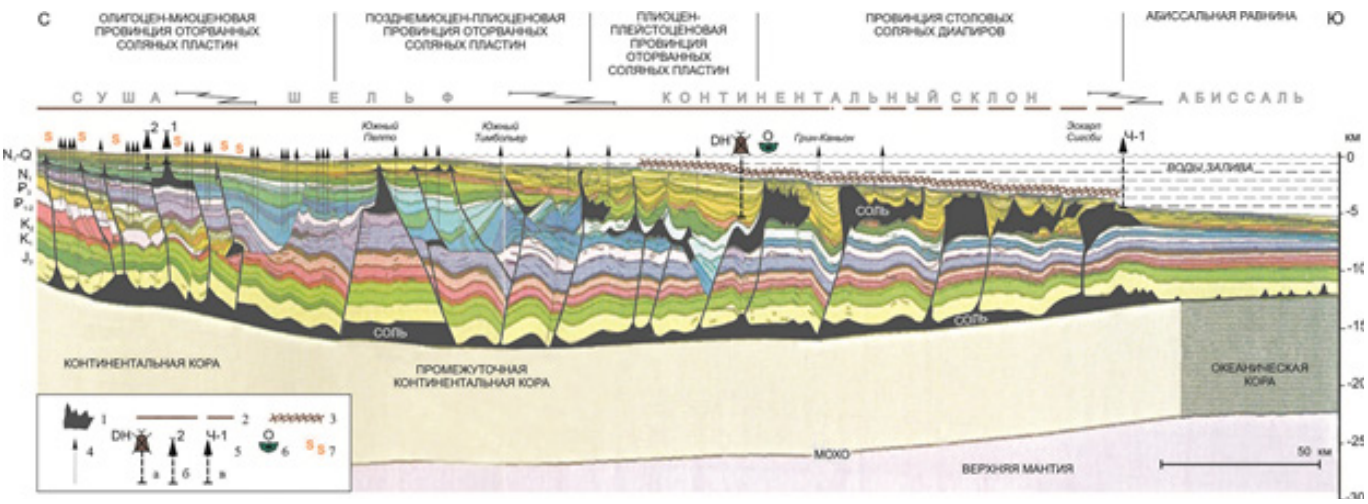


Рис. 2. Субмеридиональный профиль через северную часть акватории Мексиканского залива (от Луизианы до впадины Сигсби).
Черное — соли: в основании осадочного разреза — юрские Лоанн, в верхней части в составе неоген-четвертичных отложений — аллохтонные соляные покровы.
Утолщенная линия над профилем — область установленной нефтегазоносности (сплошная линия — подтвержденной бурением).
Штриховка над дном Мексиканского залива — область современного развития восходящих разгрузок нефтей, газов, рассолов и др.
Вертикальные тонкие линии — скважины;
пунктирные утолщенные линии — ориентировочные проекции на профиль скважин: DH — аварийной Deepwater Horizon (2010 г.), Ч-1 — Челленджер-1 (1968).
Возрастные индексы указаны слева, стратиграфическая закраска отвечает оригиналу (отличается от общепринятой).
Модифицировано с небольшими дополнениями [4]..

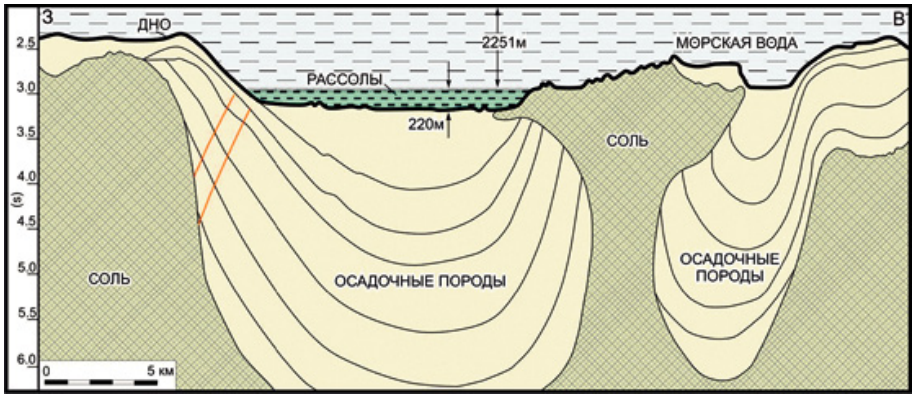


Рис. 3. Глубоководное рассольное озеро Орка, сейсмический профиль, Мексиканский залив, континентальный склон.

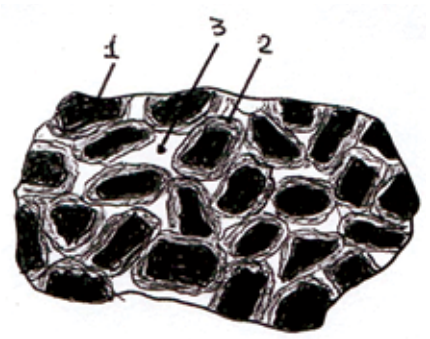


Рис. 4. Фрагмент расплава ПАС.
1 - Твердые минеральные частицы
2 - Жидкая фаза
3 - Газовая фаза (газовая плазма).

бассейны (каждый свыше 3-4 тыс. трлн. т.) иллюстрируют масштаб этой разгрузки, захватывающей площади до 1,5–2 млн. кв. км. Глубинные разломы континентальной коры хорошо трассируются на поверхности стоками крупных рек современности. (Миссисипи, Волга, Нигер, Обь, Ганг, Тигр и Евфрат, Нил, Амур и др.) Их конуса выноса в закрытые и открытые моря создают локальные условия для массовой гибели микроорганики. Гибель микробиоты обусловлена осмотическим разрывом клеток при смешении соленых и пресных вод. Последующее захоронение детрита и покрытие пород-коллекторов соляными излияниями являются благоприятными условиями для образования нефти.

На карте Г.А. Беленицкой [4] воочию можно убедиться в распределении солеродных бассейнов, привязанным к разломам коры и выносам крупных рек. Они же генетически приурочены к продуктивным нефтегазоносным структурам континентальных окраин. В глобальном масштабе нас здесь еще ждут большие нефтяные открытия. В частности это может касаться шельфовой зоны р. Амазонка.

Закономерно, что очаги флюидной разгрузки в виде сипов, грязевых вулканов, соляных диапиров расположены на обрамлении больших депрессий. Это характерно и для Мексиканской и для Каспийской впадин (см. рис. 5 [4] и рис. 6).

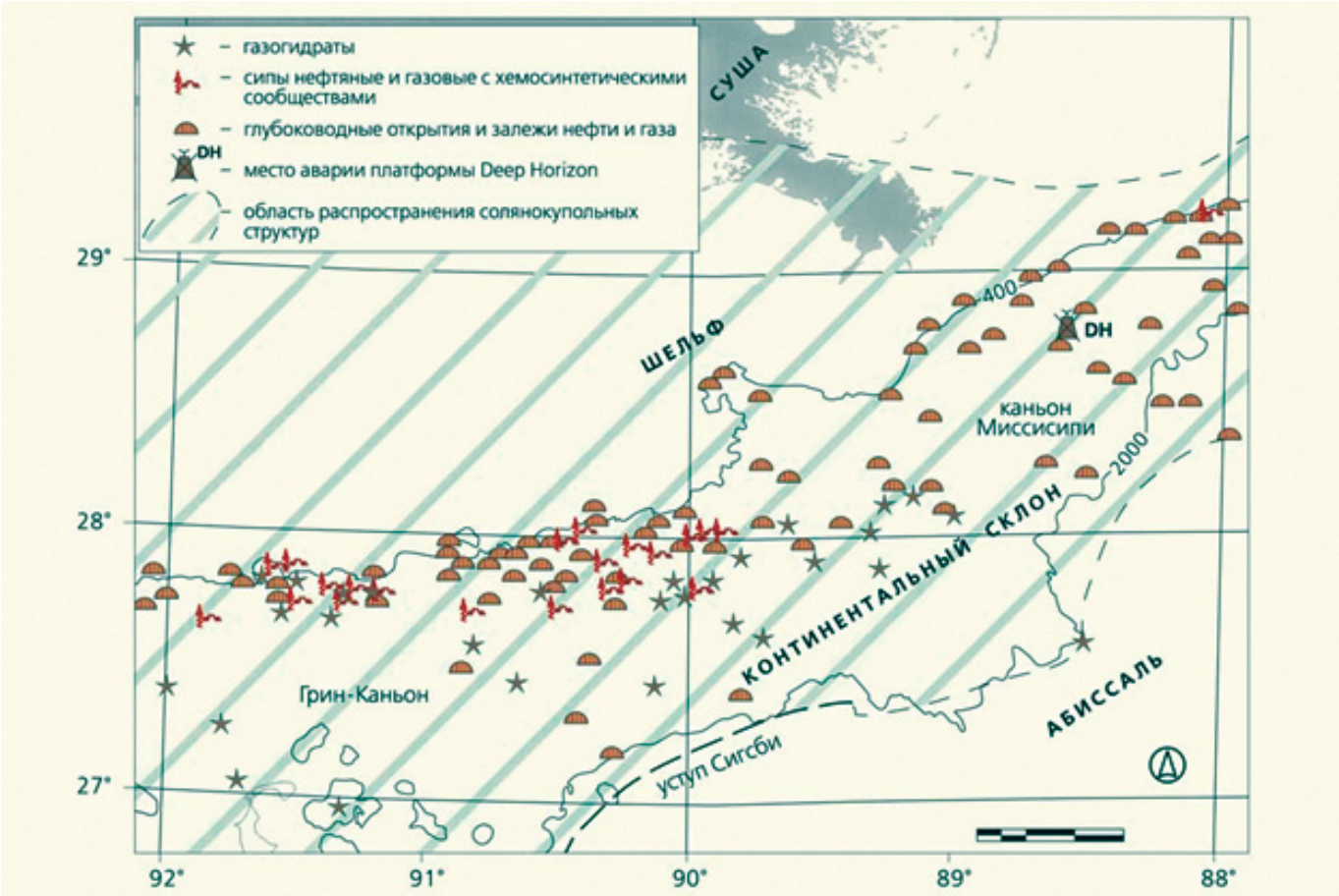


Рис. 5. Схема распространения сипов, хемосинтетических сообществ, газогидратов, грязевых вулканов и залежей углеводородов в центральной части континентального склона Мексиканского залива.

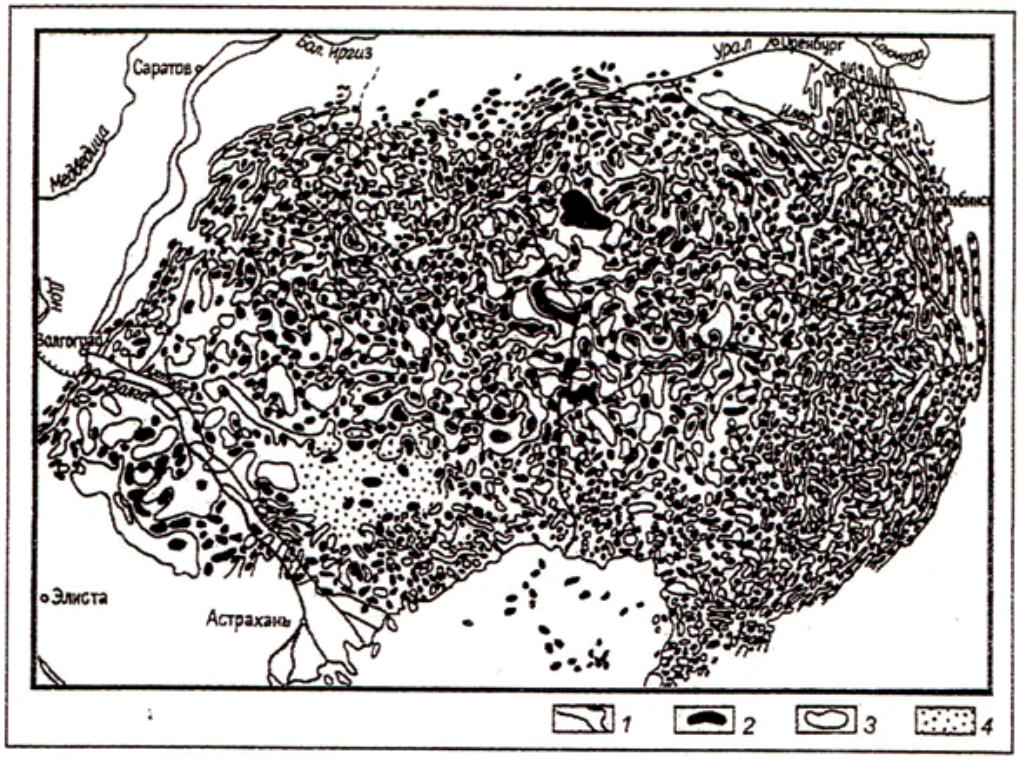


Рис. 6. Прикаспийская впадина. Схема размещения строения соляных структур (по Л.Ф. Волчегурскому и др., 1990): 1 - соляные гряды и массивы; 2 - соляные штоки; 3 - межгрядовые и межкупольные зоны; 4 - массив Рын-песков, недостаточно изученный геолого-геофизическими методами.

Естественные проявления выходов наружу подземных минеральных вод и газов в обрамлении Каспийской впадины имеют место и в настоящее время, как показано на рис. 7.

Неудивительно, что рассматриваемые здесь бассейны Мексиканской и Каспийской впадин чрезвычайно богаты углеводородными ресурсами. Во-первых, наносами их питают одни из многоводных рек Миссисипи и Волга. Их осадки содержат органический детрит, собираемый со всей территории Северной Америки и европейской части России. Во–вторых, прогрев этих осадков, покрываемых соляными покрышками (в соответствующее время их отложения), аномально поднятой астенолинзой не вызывает сомнений. В–третьих, газоотдача астенолинзы при её уплотнении способствует миграции и аккумуляции рассеянной нефти в ловушках, поскольку именно газы, а не воды служат движителем нефти в породах - коллекторах [5, 6].

Отсюда можно согласиться с Г.А. Беленицкой [4] (картами которой автор воспользовался), что эти галогенные формации являются наиболее продуктивными реакторами по нефти и газу.

В магматическом полурасплаве окаем минеральной массы (см. рис. 4) – это легкоплавкие соединения типа Na+Cl. Поверхностные воды, уходящие в недра сквозь разломы коры и достигающие кровли астенолинзы, растворяют щелочные элементы и возвращаются в виде свищей, вынося огромное количество солей. Река Миссисипи, стекающая в Мексиканский залив, река Волга, стекающая в Каспийское море, являют нам яркие примеры соляного диапиризма. И там, и тут астенолинзы подходят высоко к основанию коры, чем объясняются прогиб последней и образование депрессий.

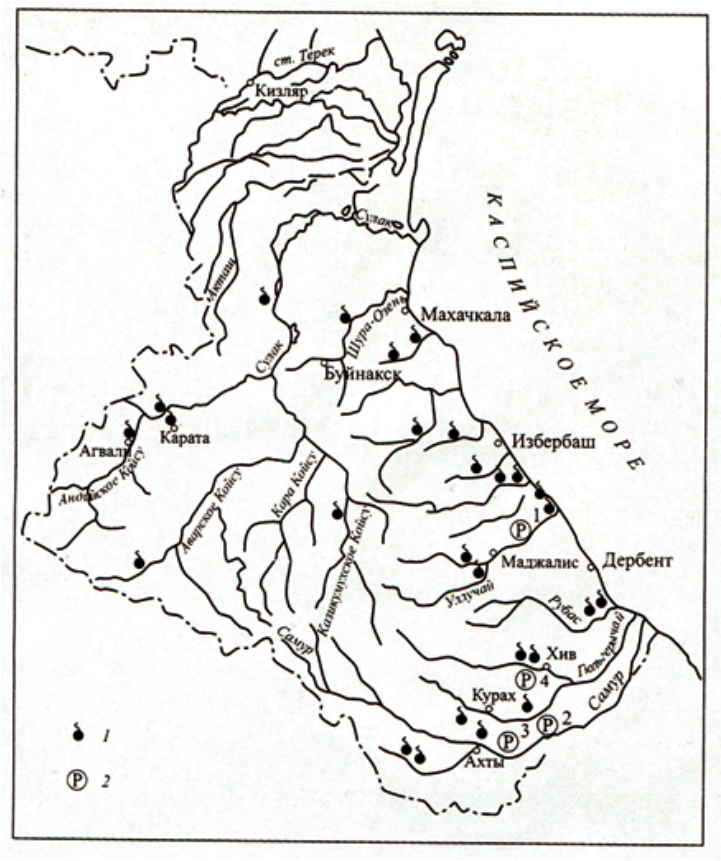


Рис. 7. Характер распределения естественных выходов подземных минеральных вод (1) и спонтанных газов (2) в пределах Дагестана.

Аномальная мантия по Е.В. Артюшкову [1] это по существу газонасыщенное вещество астеносферы. Её плотность сильно понижена, что дает возможность накапливающимся осадкам погружаться. Дегазация астеносферы, постепенно уплотняющегося, создает депрессию.

Помимо дегазации ПАС, поступающие в него с поверхности воды растворяют легкие металлы (Na+) и выносят их наверх, где они кристаллизуются в виде солей (гидровулканизм [2]).

Речной вынос осадков и органического детрита делает эти зоны стока весьма продуктивными на нефть и газ, тем более, что соляные отложения представляют собой идеальные покрышки и флюидоупоры для накопительных структур (см. рис. 8 а, б).

Эндогенные солеизлияния присутствуют в западной части Средиземного моря. Они образуют пласты мощностью до 2-х км, покрывающие дно. Получить такую толщу путем выпаривания из морской воды, как это пытаются объяснить некоторые океанологи (открывая и закрывая 8-10 раз Гибралтарский пролив) слишком фантастично.

Как и в Красном море, здесь соли в виде рассолов поступают через глубинные разломы коры. В 1966 году геологи обнаружили поразительное явление: Красное море у дна значительно теплее, чем на поверхности. Температура в глубоких впадинах на морском дне 56,5 °С, из за того, что из разломов изливается тяжелая соляная «каша» с температурой 104 °С.

Естественный процесс циркуляции вод наземной и подземной гидросферы, обеспечивающий валовый вынос солей на поверхность, дает адекватное представление происхождению солеродных бассейнов, не исключая самосадочные образования, которые имеют сугубо подчиненное значение.

В этой интерпретации, возвращаясь к теме засоления вод Мирового океана, можно утверждать, что солевый состав океанических вод изначально находился на пределе растворения, а избыток солей выпадал в осадок. В этом смысле прав был В.И. Вернадский, полагая соленость океана как мировую константу.

В периоды разогрева астеносферы и интенсивного вулканизма (во всех его проявлениях) вынос солей преобладал над их растворимостью и за счет этого формировались соляные отложения на дне морей и открытого океана. Соляное дно Средиземного моря тому пример.

Вопрос – откуда берутся соли - далеко не праздный. От его правильного понимания начинается историческая геология.

Возьмем территорию Казахстана. Разведанные запасы нефти и газа здесь шестые по международному рейтингу, и наиболее крупные залежи (Карачаганак, Тенгиз, Жанажол, Кенкияк, Кашаган и др.) – это подсолевые скопления углеводородов (УВ). Соляные покрышки способствовали

хорошей сохранности УВ, минимизируя утечки газовой фазы.

Рассматривая карту солеродных бассейнов (например, на рис. 1 взятую из работы [3]), мы видим их привязку к окраинам континентов или разломам платформ, контролируемым крупными реками. Это не случайная диспозиция. Разломы коры, через которые в прошлом или настоящем поверхностные воды уходили в недра и, достигая ПАС, обогащались легкими элементами возвращались в виде соленасыщенных растворов и изливались, образуя соляные напластования.

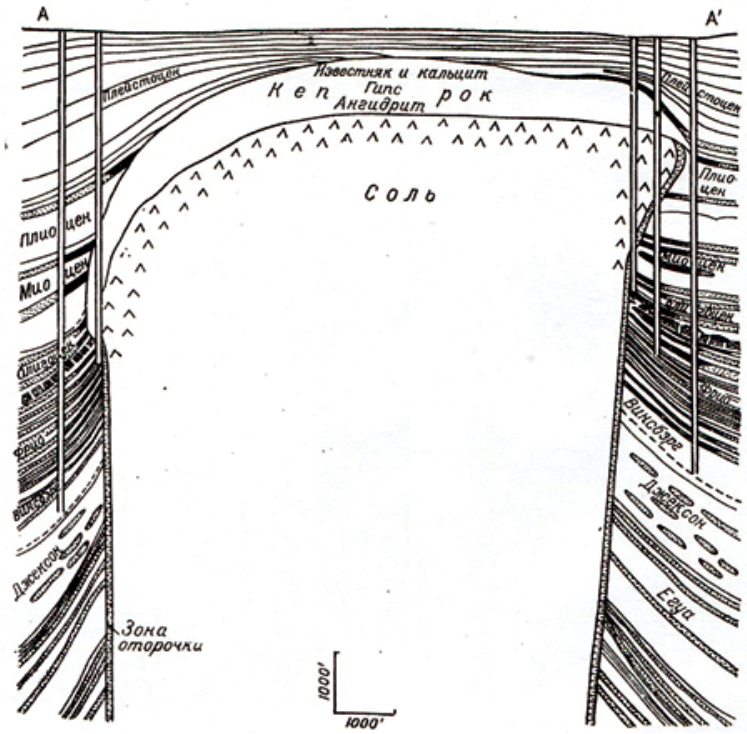
Соляной диапиризм по существу явление вторичное, связанное с тектоническими деформациями осадочной толщи пород, содержащей соляные пласты.

Что касается кепроков, покрывающих соляные купола, то они (на наш взгляд) имеют осадочное происхождение. Они наслаивались поверх соляных пластов, еще не накрытых другими осадками.

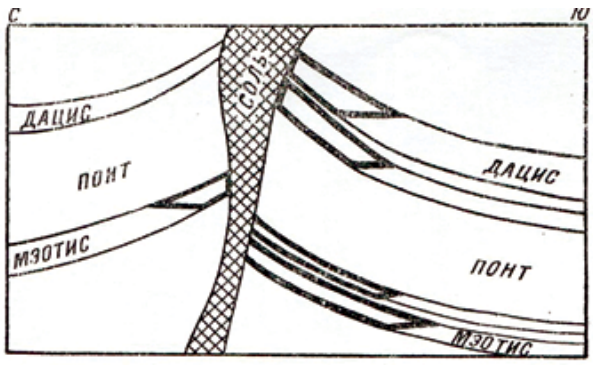
Залежи нефти и газа, как правило, находятся в примыкающих к соляным куполам и штокам пластах – коллекторах, интрудированных всплывающей солью и подвергнутых волочению, как показано на рис. 8 а, б, при этом растягивающие напряжения способствуют разрушению (разуплотнению) смежных пластов и аккумуляции в зоне стыка рассеяных углеводородов.

Выводы

Земля за время своей геологической истории из-вергла из недр на поверхность за счет дегазации подкорковой части мантии не только воду мирового океана и атмосферу, но и огромные количества солей (в основном NaCl), которые засолили воды до предела их насыщения, а также образовали залежи соляных пород. Эти соли законсервировали в осадочном чехле множество нефтяных и газовых скоплений, разведка и эксплуатация которых продолжается.



а)



б)

Рис. 8. а, б. Типичные соляные флюидоупоры и примыкающие к ним залежи нефти и газа.
а) Разрез соляного купола Барберс Хилл, Округ Чеймберс, Техас (Huston Geological Society).
б) Нефтяные залежи у соляного купола Морени. Жирными черными линиями показаны границы резервуаров. (По Wilhelm, A.A.P.G.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Артюшков Е.В. Физическая тектоника. – М.: Наука, 1993. – 456 с.
2. Иванчук П.П. Гидровулканизм в осадочном чехле земной коры. – М.: Недра, 1994. – 158 с.
3. Беленицкая Г.А. Галогеносодержащие осадочные бассейны. «Литогеодинамика и мирагения осадочных бассейнов» - СПб: ВСЕГЕИ, 1998, с. 220-320.
4. Беленицкая Г.А. Мексиканский соляно-нефтяной реактор. // Природа. – М.: РАН, 2011. - №3, с. 18-31.
5. Иванников В.И. Вода или газ? // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. - №4. - с. 6-7.
6. Иванников В.И. Нефтерождение и нефтенакопление // Нефть, газ, промышленность. – СПб: ИД «СтройПром», 2008. - №4. - с. 23-24.
7. Григорьев С.М., Емцев М.Т. Скульптор лика земного – М.: Мысль, 1977. -- 192 с.
8. Иванов А.А. Воронова М.А. Галогенные формации (минеральный состав, типы и условия образования; методы поисков и разведки месторождений минеральных солей) - М.: Недра, 1973. – 328 с.
9. Якушева А.Ф., Хаин В.Е., Славин В.И. Общая геология. – М.: МГУ, 1988. – 448 с.

REFERENCES

1. Artjushkov E.V. Physical tectonics – M.: Nauka, 1993. – 456 p.
2. Ivanchuk P.P. Hydrovolcanism in Earth crust sedimentary section - M.: Nedra, 1994. – 158 p.
3. Belenickaya G.A. Halogen-containing sedimentary basins. "Lithogeodynamics and mirageniya of sedimentary basins" - SPb: VSEGEI, 1998, p. 220-320.
4. Belenickaya G.A. salino- oil reactor // Priroda - M.: RAN, 2011. - # 3, p. 18-31.
5. Ivannikov V.I. Water or gas? // Inzhener neftyanik – M.: LLC "IDS Drilling", 2011. - №4. - p. 6-7.
6. Ivannikov V.I. oil generation and oil accumulation // Oil, gas. Industry . – SPb: ID «StrojProm», 2008. - №4. - p. 23-24.
7. Grigor'ev S.M., Emcev M.T. Earth image sculptor – M.: Mysl', 1977. – 192 p.
8. Ivanov A.A. Voronova M.A. Halogenous formations (mineral composition, types and formation conditions, exploration prospecting survey methods of mineral salt deposits) - M.: Nedra, 1973. – 328 p.
9. Yakusheva A.F., Hain V.E., Slavin V.I. General geology – M.: MGU, 1988. – 448 p.

УДК 622.245

К вопросу строительства скважин в условиях кавернообразования в глинистых отложениях различной степени литификации

А.М. Вороник – старший преподаватель;
Н.М. Уляшева – канд. техн. наук, профессор, заведующий кафедрой
(Ухтинский государственный технический университет - УГТУ)

Анализ материалов бурения, как в России, так и за рубежом, показывает, что качество строительства скважины и обеспечение её безаварийного углубления в глинистых отложениях во многом определяются устойчивостью горных пород. Процессы осыпания, обваливания, обрушения стенки скважины, в основном вследствие пластических деформаций, способствуют формированию кавернозного ствола, что приводит к авариям с бурильным инструментом, некачественному цементированию обсадных колонн, а в некоторых случаях к потере ствола [1]. Реальные размеры и, в определенной степени, формы каверны возможно установить только при проведении ГИС, а отследить процессы их изменения, которые могут быть связаны с пластическими деформациями горной породы, накоплением шлама и периодическим его обрушением, либо осыпанием в ствол скважины, практически невозможно. Достаточно сложно прогнозировать закономерности изменения конфигурации ствола скважины. Например, при бурении параметрической Колвинской скважины, бурение которой велось с постоянным отбором керна и полным комплексом геофизических исследований, в интервале залегания глинистых слаболитифицированных глинистых пород отмечалось постепенное «залечивание» наиболее крупных каверн. Это можно объяснить, как пластическими деформациями, так и уплотнением растворно-шламовой подушки с возможным проявлением адгезионного взаимодействия с поверхностью каверн. С другой стороны, экспериментальные исследования, выполненные на кафедре бурения УГТУ, показали, что в литифицированных глинах в результате диффузионно-осмотического влагопереноса постепенно, с замедлением, распространяется зона увлажнения с одновременным снижением прочности горной породы [2]. Этот процесс зависит как от состава и свойств горной породы, так и минерализации и кольматирующей способности бурового раствора.

В связи с вышесказанным считаем необходимым расширить направления работ по поиску эффективных путей предупреждения образования каверн, которые связаны непосредственно с технологией буровых жидкостей, в том числе с промывкой скважины.

Исходя из анализа литературных источников и по данным работы В.И. Иванникова [3] вопросы, связанные со шламонакоплением в кавернах изучены недостаточно. Так в данной работе автором выполнены экспериментальные исследования по изучению этого процесса и сделан ряд выводов по определению углов естественного статического откоса шлама в кавернах и влияние режимных параметров промывки, количества и размера шлама на аккумуляцию его в кавернах и оползания из них. А вот вопросы, посвященные влиянию типа, состава раствора, физико-химических процессов, которые происходят при накоплении и оползании шлама в кавернах, изучены ещё в меньшей степени.

Кафедрой бурения УГТУ накоплен значительный фактический материал по строительству нефтяных и газовых скважин в потенциально неустойчивых горных породах с использованием буровых растворов различного компонентного состава и выполнен значительный объём лабораторных и промысловых исследований, направленных на повышение стабильности глинистых пород [4]. Ниже представлены данные по фактическим коэффициентам кавернозности на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в интервалах представленных глинистыми породами различной степени литификации (табл. 1).

Как видно из табл. 1, осложнения, связанные с неустойчивостью стенки скважины, а значит и с процессами кавернообразования, возникают в основном при бурении в юрских, триасовых, пермских и верхнедевонских отложениях в интервалах, представленных глинистыми породами различной степени литификации. Необходимо при этом отметить, что диаметр скважины увеличивается даже при использовании современных составов буровых растворов, предназначенных именно для предупреждения дестабилизации глинистых пород: полимер-глинистые или безглинистые буровые растворы, в том числе с капсулирующим эффектом (содержат в своем составе полиакриламиды), а также ингибирующие системы. Естественно, что причиной кавернообразования является осыпание и обваливание стенки скважины в интервале залегания глинистых пород. При этом отмечается наличие кавернозности при бурении скважин сложного пространственного строения даже при использовании буровых растворов на углеводородной основе.

Накопление в кавернах пульпы, представляющей собой смесь выбуренной породы и бурового раствора, может в дальнейшем создать аварийную ситуацию в скважине. Подвижность шлама в каверне зависит от его активной влажности, которая зависит от физико-химических свойств бурового раствора. В связи с этим

Таблица 1. Сведения о коэффициентах кавернозности в интервалах глинистых пород.

Название месторождения	Стратиграфический возраст	Горная порода	Коэффициент кавернозности	Применяемый буровой раствор
Южно-Лыжское	Девонская система	Аргиллит, мергель.	1,15	Полимер-глинистый. Полигликолиевый
Ошское	Триасовая и пермская системы	В верхней и средней части пластичные красные и темно-серые глины, в нижней аргиллиты.	1,2	Optima. Boremax.
Южно-Ошское	Триасовая и пермская системы	В верхней и средней части серые глины, в нижней аргиллиты.	1,2	Полимер-глинистый с полиакриламидом
Леккерское	Триасовая и пермская системы.	Слаболитифицированные красные глины.	1,18	Poly Plus RD
Восточно-Ламбейшорское	Триасовая и пермская системы.	В верхней и средней части серые глины, в нижней аргиллиты.	1,2	Boremax.
Среднемакарихинское	Триасовая и пермская системы.	Глины пестроцветные.	1,17	Гипсоизвестковый
Восточно-Мастерьельское	Триасовая и пермская системы.	Пестроцветные глины, алевролиты.	1,2	Полимерглинистый
Западно-Хоседаюское	Триасовая и пермская системы.	В верхней и средней части глины, в нижней аргиллиты.	1,17-1,2	Гипсоизвестковый
Пашшорское	Триасовая и пермская системы.	В верхней части глины пластичные, в средней и нижней аргиллитоподобные глины	1,11	Полимер-глинистый с полиакриламидом
Харьягинское	Юрская система.	Темно-серые глины	1,15	Полимерглинистый

была поставлена цель – оценить влияние химической обработки буровых растворов на состояние и степень увлажнения шламовой смеси в каверне. Исследования проводились с использованием буровых растворов, применяемых на месторождениях Тимано-Печорской НГП, а именно: полимер-глинистый, содержащий в своем составе водорастворимые полисахариды; полимер-глинистый, обработанный полиакриламидом (Poly Plus RD); минерализованный по хлориду калия биополимерный безглинистый. Для увеличения содержания твердой фазы в буровых растворах, что постепенно имеет место в кавернах, нами использовался немодифицированный бентонит, как имитация слаболитифицированной набухающей глинистой породы, и аргиллит с Ярегского месторождения, как имитация литифицированной глинистой породы. Содержание дополнительно вводимой твердой фазы составляло от 30% до 80% мас. Для определения влажности пульпы использован ГОСТ 5180-84 «Определение влажности грунта методом высушивания до постоянной массы». При этом определялось только количество свободной воды, так как температура сушки, согласно данной методики, не превышала 105 °С. Результаты исследования представлены в виде гистограмм (рис. 1 и 2), построенных в зависимости от типа и количества имитатора.

Анализируя полученные результаты можно сказать, что активная влажность «шламовой подушки» при использовании малоглинистых и безглинистых полимерных буровых растворов зависит в основном от количества твердой фазы, накапливаемой в каверне, и практически не отличается от его состава, смоделированного из разных глинистых пород. При этом её влажность находится в пределах 75-50% в зависимости от количества шлама. Присутствие во всех базовых буровых растворах гидрофильных полимерных реагентов приводит к

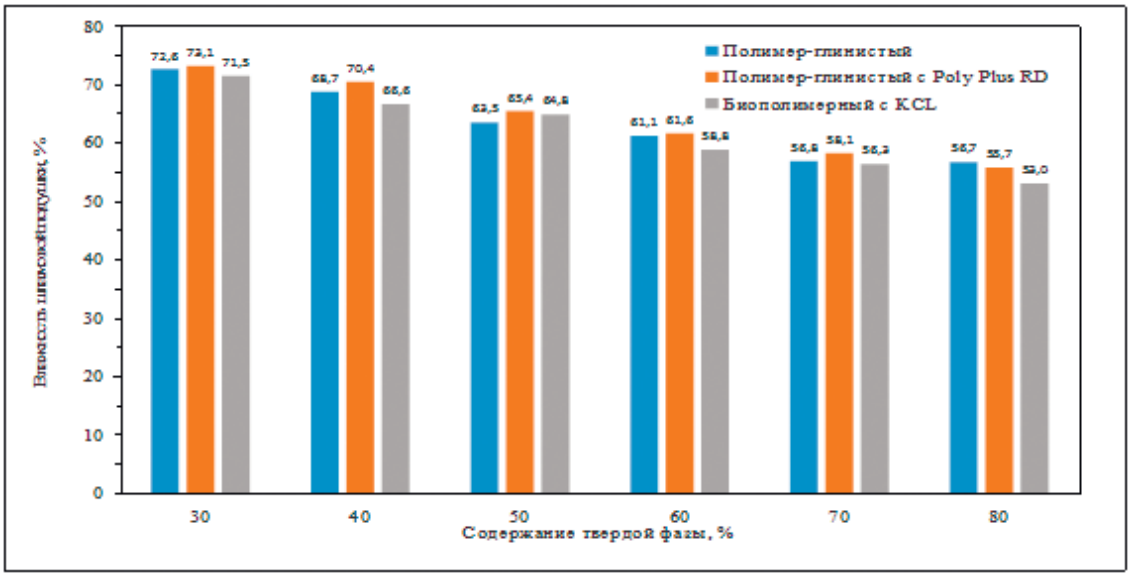


Рис. 1. Изменение влажности «шламовой подушки» в зависимости от типа раствора и количества аргиллита.

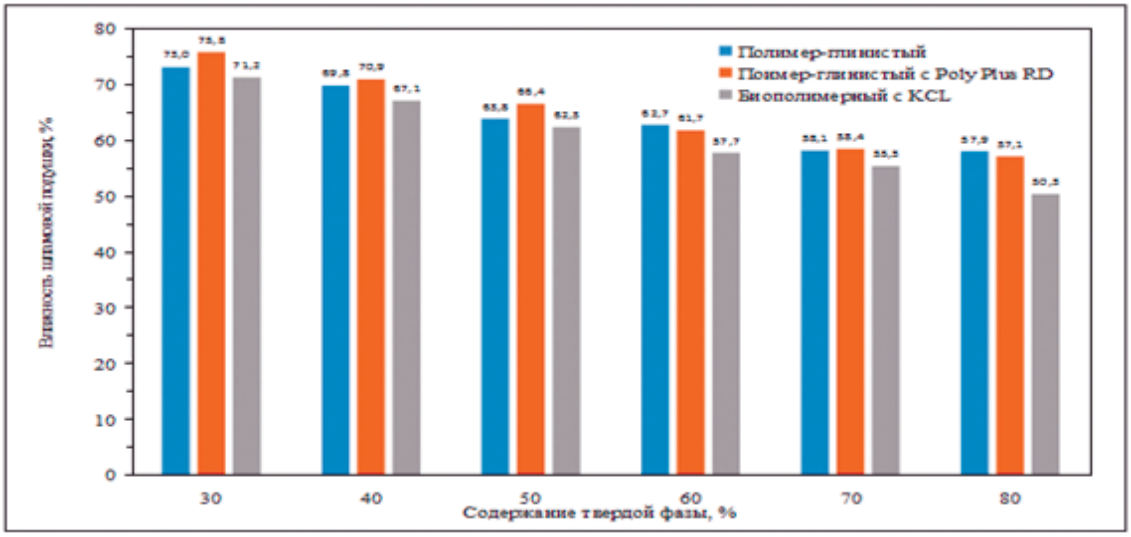


Рис. 2. Изменение влажности «шламовой подушки» в зависимости от типа раствора и количества бентонита.

увеличению количества адсорбционно-связанной воды, которая затрудняет процесс уплотнения осадка и адгезионное сцепление с поверхностью горной породы. Незначительный разброс значений влажности связан со свойствами химических реагентов. Например, присутствие в растворе полиакриламида Poly Plus RD приводит вначале к капсулированию увлажненного шлама не зависимо от его количества и вида. При этом влажность осадка превосходит влажность осадков в смеси с другими растворами. Однако по мере возрастания количества твердой фазы начинает проявляться другой эффект, связанный с флокуляционными процессами, который приводит к изменению, как влажности, так и структуры осадка (рис. 3).

При высоком содержании твердой фазы в осадке образуются отдельные крупные агрегаты, обладающие высокой прочностью и низкой способностью к адгезии.

Если вернуться к внешнему виду осадков, то было отмечено, что при добавлении бентонитового шлама консистенции стандартного полимер-глинистого с Poly Plus RD (назовем его полиакриламидный), полиакриламидного при дополнительной обработке хлоридом калия и минерализованной по хлориду калия биополимерной безглинистой системы существенно отличаются. Как уже отмечалось выше, после смешения бентонитового материала с полимер-глинистым раствором, содержащим полимерный флокулянт Poly Plus RD, формируются отдельные глинистые агрегаты, покрытые полимерной пленкой реагента. Внешне это агрегаты различного размера, не имеющие прочной связи между собой. В связи с отсутствием адгезионной способности по отношению к горной породе такие агрегаты практически не способны удерживаться в кавернах, имеющих углы естественного статического откоса. Повышение минерализации полимер-глинистого раствора обработкой хлоридом калия приводит к образованию практически однородной вязкой массы. При этом осадок начинает проявлять адгезионную способность по отношению к гидрофильным твердым поверхностям. При высокой адгезии осадки способны накапливаться в кавернах, образуя уплотненные «шламовые подушки», которые периодически требуется удалять из каверн. Самые подвижные однородные осадки образуются при использовании минерализованного по хлориду калия биополимерного безглинистого раствора даже при повышении содержания твердой фазы до 80%. Такие осадки не способны накапливаться в кавернах.

Рис. 3. Внешний вид капсулированного осадка.

На основании проведенных исследований можно сделать следующий вывод. Структура и прочность шламовых скоплений в местах интенсивного кавернообразования зависит не только от содержания твердых материалов, но и компонентного состава бурового раствора. Этот факт необходимо учитывать при разработке гидравлических программ промывки и оптимизации реологических свойств бурового раствора. При этом использование минерализованного по хлориду калия биополимерного безглинистого раствора может не потребовать дополнительных промывок. Применение полиакриламида в малоглинистых буровых растворах в результате взаимодействия полимерного флокулянта с частицами глинистой породы образуются твердые комки шлама разного размера (зависеть будет от зубьев долота), не связанные между собой. Поэтому они могут оседать в кольцевом пространстве в местах образования каверн, но так как их взаимодействию будет препятствовать полимерная пленка, они в зависимости от режима промывки будут частично скатываться в ствол скважины. В этом случае требуется оптимизация реологической программы промывки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белов В.П. Образование каверн при бурении скважин. – М.: Недра. – 1970. – 152 с.
2. Уляшева Н.М., Ивенина И.В. К вопросу увлажнения глинистых пород в водных растворах электролитов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – №4. – с. 24-27.
3. Иванников В.И. Экспериментальное изучение процесса шламонакопления в кавернах при бурении глубоких скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – № 12. – с. 16-19.
4. Уляшева Н.М. Буровые растворы с пониженными диспергирующими свойствами для вскрытия // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – №9. – с. 25–28.

REFERENCES

1. Belov V.P. Cavern formation while well drilling. – M.: Nedra. – 1970. – 152 p.
2. Uljasheva N.M., Ivenina I.V. Revisiting dampening clay rocks by aquosystems // Construction of Oil and Gas wells on Land and Sea.– M.: JSC «ВНИИОЭНГ», 2010. – №4. – p. 24-27.
3. Ivannikov V.I. experimental works to study slurry accumulation in cavities while deep drilling. // Construction of Oil and Gas wells on Land and Sea.– M.: JSC «ВНИИОЭНГ», 2005. – №12. – p. 16-19.
4. Uljasheva N.M. Muds of low disperse properties to drill-in. // Construction of Oil and Gas wells on Land and Sea. – M.: JSC «ВНИИОЭНГ», 2009. – №9. – p. 25–28.

Игорю Юрьевичу Быкову - 75 лет

15 октября 2014 года исполнилось 75 лет известному ученому-нефтянику, доктору технических наук, профессору кафедры машины и оборудования нефтяной и газовой промышленности Ухтинского государственного технического университета, крупному специалисту в области создания и мониторинга работоспособности, долговечности машин, агрегатов и оборудования нефтегазового комплекса в условиях Крайнего Севера Игорю Юрьевичу Быкову.

И.Ю. Быков в 1968 году окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых скважин». После окончания института работал инженером технологической службы Ухтинского территориального геологического управления.

Значительная часть жизни Игоря Юрьевича связана с научной и педагогической деятельностью.

В период с 1975 г. по 1986 г. И.Ю. Быков работал в институте «ПечорНИПИнефть» заведующим лабораторией, заведующим отделом, заместителем директора по научной работе, а с 1984 г. - директором института. Он непосредственно участвовал в разведке и разработке Тэбукского, Вуктыльского, Усинского, Возейского месторождений, в проектировании обустройства Харьягинского и ряда других северных нефтегазовых месторождений. Руководил и принимал непосредственное участие в работах по изучению геокриологического строения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, созданию и испытанию отечественного комплекса термозащитного скважинного оборудования, научному обоснованию концепции безамбарного бурения скважин, а также в создании промышленной технологии массовой ликвидации буровых котлованов и комплекса оборудования для очистки сточных вод с одновременным обезвреживанием твердых буровых отходов. За этот период активной научно-производственной деятельности И.Ю. Быков закончил аспирантуру Тюменского индустриального института и в 1980 г. защитил кандидатскую диссертацию по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

В период с 1986 г. по 1998 г. Игорь Юрьевич Быков работал заведующим кафедрой машины и оборудования нефтяной и газовой промышленности, а с 1992 г. – проректором по научной работе УИИ-УГТУ.

В 1996 г. после защиты диссертационного исследования в Уфимском Государственном нефтегазовом университете по двум специальностям «Бурение скважин» и «Машины и агрегаты нефтяной и газовой промышленности» И.Ю. Быкову была присуждена ученая степень доктора технических наук. В 1998 г. И.Ю. Быков был приглашен на должность исполнительного директора и президента ООО «Инновационные технологии» (г. Ухта), где работал до 2001 г. Затем вернулся в Ухтинский государственный технический университет и возглавил кафедру «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности». В настоящее время он профессор кафедры.

В Ухтинском государственном техническом университете И.Ю. Быков преподает дисциплины: «Основы надежности и работоспособности машин и оборудования», «Основы расчета и конструирования машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов», а также ведет новые образовательные курсы по магистерским программам «Современные проблемы науки в области оборудования нефтяных и газовых промыслов», «Управление качеством нефтепромысловых машин в эксплуатации», «Основы создания оборудования в коррозионностойком, морозостойком и износостойком исполнении». При его участии разработан и прошел сертификацию в Министерстве образовании Республики Сербия оригинальный учебный план подготовки бакалавров по направлению «Нефтегазовое дело». Свой юбилей И.Ю. Быков встретил, находясь на педагогической работе, активной научной деятельностью. Он вносит большой вклад в развитие университета, подготовку специалистов, магистров и научной молодежи. Под руководством И.Ю. Быкова в УГТУ была организована научная школа «Машины, оборудование и процессы при нефтегазодобыче и транспорте в условиях Крайнего Севера», разработана концепция комплексной утилизации углеродосодержащих отходов с превращением их в экологически безопасные, хозяйственно полезные и коммерчески ликвидные продукты. Являясь основателем и руководителем научно-педагогической школы, он развивает эффективные методы подготовки инженерных кадров по индивидуальным учебным планам. Ряд его учеников стали крупными руководителями на нефтегазопромысловых предприятиях Республики Коми, преподавателями вузов.

И.Ю. Быков проводит активную научно–организационную деятельность. В течение многих лет он является членом диссертационных советов по защите кандидатских и докторских диссертаций, а также членом Ученого совета университета. Под его научным руководством защищены: 2 докторские, 12 кандидатских и свыше 20 магистерских диссертаций. Высокий уровень профессиональной компетентности Игоря Юрьевича подтверждается значительным объёмом научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, выполняемых под его руководством, а также научными публикациями и учебными изданиями. Основные направления исследований И.Ю. Быкова сосредоточены в области экстремальной северной специфики и связаны с диагностическим мониторингом работоспособности и долговечности машин, агрегатов и оборудования нефтегазового комплекса в условиях Крайнего Севера.

И.Ю. Быков автор более 200 публикаций, в том числе 7 монографий, 2 учебников и 9 учебных пособий. Игорь Юрьевич имеет 46 изобретений и патентов РФ, является обладателем сертификата профессионального инженера России и медали лауреата по итогам конкурса «Инженер года – 2004» и сертификата профессора Республики Сербия. Он награжден орденом «За заслуги перед Отечеством» II степени, Почетной грамотой Президиума Верховного Совета Коми АССР, двумя медалями ВДНХ «За успехи в народном хозяйстве СССР», дипломом лауреата за научную работу «Частные характеристики бурильной колонны, как объекта управления» по итогам Всероссийского конкурса «Лучшая научная статья – 2014». Его работы представлялись на международных конференциях. И.Ю. Быков в 1995 г. был избран действительным членом общероссийского объединения ученых – Российской академии естественных наук, а в 1996 г.- академиком академии промышленной экологии РФ. Является членом редакционных коллегий научно-технических журналов «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» и «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ», членом редакционного совета научно-технического журнала «Инженер-нефтяник».

Дорогой Игорь Юрьевич! Поздравляем Вас с юбилеем и желаем Вам крепкого здоровья, благополучия, дальнейших творческих успехов и многих лет активной и плодотворной научной и преподавательской деятельности!

Друзья, коллеги по совместной работе, коллектив Ухтинского государственного университета, редакция журнала «Инженер-нефтяник».

Аннотации статей

УДК 622.245.422

ОБЛЕГЧЕННЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР С ГРАНУЛИРОВАННЫМ ПЕНОСТЕКЛОМ (С. 5)

Рустем Ирекович Катеев
Марат Газинурович Газизов
Дарья Владимировна Латыпова

ОАО «ТатНИПИнефть»
423230, г. Бугульма, ул. Муса Джалиля, 64

E-mail: kateev@tatnipi.ru
Тел./факс: (85594) 7-88-55

Приведены результаты анализа лабораторных исследований тампонажного раствора с добавлением

пеностекла. Выявлены положительные показатели физико-механических свойств тампонажного раствора и цементного камня. Проведена оптимизация рецептуры тампонажного раствора для цементирования скважин.

Ключевые слова: гранулированное пеностекло; облегченный тампонажный раствор; высокая прочность; водоотдача; тампонажный камень; крепление скважин.

УДК 622. 245.42

ОЦЕНКА ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ АЭРИРОВАННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ И ПОЛУЧАЕМОГО КАМНЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ (С. 8)

Михаил Юрьевич Мерзляков
Андрей Арианович Яковлев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия д. 2
E-mail: andre_a_yakovlev@mail.ru

Предложена оценка теплофизических свойств газожидкостных тампонажных смесей с добавлением полых алюмосиликатных микросфер и без их включения, а также получаемого цементного камня для создания надежной теплоизоляции затрубного пространства скважин в многолетнемерзлых породах.

Ключевые слова: теплофизические свойства; газожидкостные тампонажные смеси; полые алюмосиликатные микросферы; аэрированный цементный камень; многолетнемерзлые породы.

УДК 622.244.5

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ В УСЛОВИЯХ АВПД (с. 15)

[1]Виктор Иванович Крылов
[2]Вячеслав Витальевич Крецул
[3]Руслан Евгеньевич Зонтов
[4]Евгений Михайлович Чумаков

[1]РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский пр., 65
Тел. (495) 315-4566
[2]Российский инженерный петротехнический центр Schlumberger
125171, Москва, Ленинградский проспект, 16а, стр.3.
Тел. (495) 935-8200
[3]ООО «Газпром добыча Астрахань", ЦНИПР ГПУ
416154, Астраханская обл., Красноярский р-н, пос. Аксарайский.
[4]M-I SWACO, направления «Продуктивность скважин»
125171, Москва, Ленинградский проспект, 16а, стр. 3.
Тел. (495) 411-8090

В статье рассмотрены современные промывочные жидкости для качественного вскрытия продуктивных пластов с АВПД. Представлены новые результаты испытаний устойчивости промывочной жидкости на основе солей поливалентных металлов к комплексному термобарическому воздействию, осложнённому наличием кислых газов. Испытания проведены на Опытном полигоне ЦНИПР ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань».

Ключевые слова: вскрытие пласта; АВПД; буровой раствор; агрессия кислых газов.

УДК 622.276.53.054.23:621.694

РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ СМЕШИВАНИЯ И ДИСПЕРГИРОВАНИЯ ПРИ ПРИГОТОВЛЕНИИ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ (с. 20)

Максим Витальевич Омельянюк
Ирина Альбертовна Пахлян

Кубанский государственный технологический университет (КубГТУ)
350072, Краснодар, ул. Московская, д. 2
E-mail: pachlyan@mail.ru

Рассмотрен эффект кавитации для интенсификации процессов диспергирования, эмульгирования, гомогенизации в многофазных средах. Разработано устройство, которое отличается от известных конкурентов простотой возбуждения и управления процессом кавитации. По результатам экспериментальных работ оценено положительное влияние на тиксотропные свойства буровых и тампонажных растворов, сроки твердения и прочность цементного камня. Имеется практический опыт применения данной технологии в процессах приготовления растворов.

Ключевые слова: буровые растворы; диспергирование твердой фазы; кавитация; генераторы кавитации; импульсы; гомогенизация; тампонажные растворы.

УДК 622.245.42;622.276.72

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С РЕГУЛИРУЕМОЙ ПЛОТНОСТЬЮ (с. 23)

Николай Владимирович Соловьев
Хайдарали Нуралиевич Курбанов

МГРИ-РГГРУ
117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д.23, МГРИ-РГГРУ
E-mail: nvs@mgri-rggru.ru
Тел: +7 (495) 433-59-96

В статье приводятся расчетные зависимости компонентного состава тампонажных растворов исходя из условий регулирования их плотности. В зависимости от количества облегчающих добавок рекомендуются расчетные формулы, позволяющие определить концентрации в тампонажном растворе облегчающих добавок. Для условий АНПД рекомендованы зависимости параметров аэрированного тампонажного раствора от величины пластового давления и его регулируемой плотности.

Ключевые слова: тампонажный раствор; облегчающие добавки; массовые доли компонентов; степень аэрации; объемная доля газа; регулируемая плотность.

УДК 622.244.46

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ПНЕВМОУДАРНИКОМ КАК СПОСОБ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (с. 28)

Кирилл Владимирович Бузанов
Константин Иванович Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: byzanovaltay@mail.ru

В статье описана проблема возникновения катастрофических поглощений промывочной жидкости в процессе бурения на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении (ДНГКМ). Приведен анализ бурения скважин на Нарыкско-Осташкинской площади Кемеровской области с применением пневмоударника. Предложено технико-технологическое решение по предотвращению катастрофических поглощений.

Ключевые слова: пневмоударник; катастрофическое поглощение; Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение; Нарыкско-Осташкинская площадь.

УДК 622.276.8: 621.3.082.78

КОМБИНИРОВАННАЯ МЕХАНО-МАГНИТНАЯ ОБРАБОТКА, КАК СПОСОБ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ (с. 31)

Игорь Юрьевич Быков
Илья Александрович Оскорбин

Ухтинский государственный технический университет
169300, Россия, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net
Тел.: (8216) 774482

Рассматривается вопрос о воздействии на нефтяные эмульсии вращающимся магнитным полем совместно с механическим воздействием. Учитывая, что присутствие таких эмульсий существенно осложняет процессы подготовки нефти, невозможность их разрушения при помощи традиционных методов и оборудования, перспективным является внедрение в процесс подготовки аппаратов, оказывающих на водонефтяную систему механо-магнитное воздействие.

Ключевые слова: аппараты для магнитной обработки; нефтяные эмульсии промежуточных слоёв; вращающееся магнитное поле; механическое воздействие; водосодержание; величина магнитной индукции.

УДК 622.276

ПЕРСПЕКТИВА ПРИМЕНЕНИЯ ФЛОТАЦИИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В ТЕХНОЛОГИИ КУСТОВОГО СБРОСА ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ (с. 34)

Иван Андреевич Голубев

Национальный Минерально-сырьевой университет «Горный»
199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия д.2;
E-mail: golubev.spmi@gmail.com

В статье освещены основные проблемы сбора и подготовки продукции скважин, возникающие на конечной стадии разработки. Показана необходимость организации раннего сброса воды вблизи кустов скважин. Предложена схема кустового сброса с применением трубных водоотделителей и флотационного метода для доочистки отделившейся воды. Показана технологическая схема обвязки предлагаемого оборудования при внедрении его в производство.

Для достижения максимальной эффективности в работе оборудования на входе в установку кустового сброса предлагается проводить магнитную обработку жидкости. Показано, что воздействие магнитными полями снижает устойчивость водонефтяной эмульсии и ускоряет процесс водоотделения. Рассмотрены предполагаемые результаты от внедрения объектов кустового сброса совместно с аппаратом магнитной обработки при разработке нефтяных месторождений на ранних этапах нефтесбора.

Ключевые слова: кустовой сброс; магнитная обработка; флотационная очистка; промысловая подготовка воды.

УДК 620.193.4

ОЦЕНКА ВНУТРЕННИХ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ НАНЕСЕНИИ ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ НА СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО АЛГОРИТМА (с. 38)

[1]Игорь Юрьевич Быков
[1]Мария Михайловна Бердник
[2]Алексей Львович Пак

[1]Ухтинский государственный технический университет
169300, Россия, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net
Тел.: (8216) 774482
[2]ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, Россия, Ухта, пр-т Ленина, 39/2
E-mail: alex.pak@mail.ru
Тел. (912) 941-68-15

В статье выполнена оценка распределения температурных напряжений в полимерных покрытиях при их нанесении на стальные трубы. Для оценки остаточных напряжений в защитном полиэтиленовом покрытии труб использован алгоритм, включающий решение задач теплопроводности и прочности полимерных покрытий, реализованный в программном комплексе MathCad. Расчетная величина напряжений в покрытии после полного его охлаждения не будет превышать 380 кПа, что составляет около 3,8% от предела прочности материала покрытия при растяжении.

Ключевые слова: труба; защитное покрытие; внутренние напряжения; автоматизированный алгоритм.

УДК 622.276.53.054.4

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА (с. 44)

Михаил Геннадьевич Рагузин

ООО «РЕГАТА-Плюс»
452614, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Крупской, 47
E-mail: raguzin1@mail.ru

В статье приводится практический опыт работы в области технического диагностирования и экспертного обследования оборудования в целях контроля обеспечения промышленной безопасности. Рассмотрены различные способы проведения неразрушающего контроля технических устройств и их узлов, приведены примеры выявленных дефектов, проанализированы причины их появления. На основании проведенных исследований даются рекомендации о необходимости внедрения и использования современных приборов неразрушающего контроля для обследования объектов добычи нефти и газа.

Ключевые слова: экспертиза промышленной безопасности; неразрушающий контроль; опасные производственные объекты.

УДК 551.16

СОЛЬ ЗЕМЛИ (ЗАМЕТКИ О ПРОИСХОЖДЕНИИ СОЛЕЙ) (с. 49)

Владимир Иванович Иванников

ЗАО «Инжиниринговая компания «РУСИННО» Технологии и Инновации»
119034, г. Москва, Гагаринский пер., 5, стр. 1.
Тел./факс: (495) 695-06-96
E-mail: info@rus-inno.com

В статье обосновывается механизм эндогенного солевыделения.

Ключевые слова: соли; соляные купола; кепроки; гидровулканизм.

УДК 622.245

К ВОПРСУ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КАВЕРНО-ОБРАЗОВАНИЯ В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНИ ЛИТИФИКАЦИИ (с. 55)

Алексей Михайлович Вороник
Надежда Михайловна Уляшева

Ухтинский государственный технический университет
169300, Россия, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: zav_bs@ugtu.net
Телефон: 8(8216)774479

В работе рассмотрены проблемы образования каверн при бурении потенциально неустойчивых глинистых пород различной степени литификации на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в том числе, накопления и оползания шлама из каверн в зависимости от типа раствора и состава шлама с учетом физико-химического взаимодействия его с компонентами бурового раствора, а также адгезионного взаимодействия образующейся шламовой подушки с поверхностью каверны и внутри нее.

Ключевые слова: каверно-образование; буровой раствора; полиакриламид; флокулянт.

◇◇◇

CALCULATION PROCEDURE FOR CEMENTING CLURRIES OF VARIABLE DENSITY (p. 23)

Nikolaj Vladimirovich Solov'ev
Hajdarali Nuralievich Kurbanov

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: nvs@mgri-rggru.ru
Phone: +7 (495) 433-59-96

This article discusses the calculated dependences of the component composition of cement slurries based on their density regulating. Depending on the amount of additives to facilitate the to determine the concentration in cement slurries facilitating additives design equations are recommended. For abnormally low reservoir pressures parameters of aerated cement slurry are recommended depending on the reservoir pressure and controlled density.

Key words: cement slurries; lightweight additives; mass fractions of components; degree of aeration, volume of the gas ratio; controlled density.

AIR HAMMER DRILLING TO PREVENT DISASTROUS LOST CIRCULATION FOR DULISMENSKOE FIELD (p. 28)

Kirill Vladimirovich Buzanov,
Konstantin Ivanovich Borisov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
E-mail: byzanovaltay@mail.ru

This article discusses the problem of disastrous lost circulation while drilling at Dulis'minskoe oil-gas condensate field (DNGKM). Hammer drilling practice has been analyzed for Naryksko-Ostashkinskoy field of the Kemerovo Region. Engineering solutions to prevent disastrous lost circulation are given.

Key words: hammer drilling; disastrous lost circulation; Dulis'minskoe oil-gas condensate field; Naryksko-Ostashkinskoy field.

COMBINED MECHANICAL AND MAGNETIC TREATMENT AS A WAY TO DEHYDRATE OIL EMULSIONS (p. 31)

Igor' Jur'evich Bykov
Il'ja Aleksandrovich Oskorbin

Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
Phone: (8216) 774482

Oil emulsion: rotating magnetic field treatment together with mechanical treatment. Given that the presence of such emulsions greatly complicates the process of oil preparation, as well as the inability to destroy it with the use of traditional methods, is a promising to use mechanical and magnetic effects for oil-water system treating.

Key words: apparatus for magnetic treatment, oil emulsion intermediate layer, a rotating magnetic field, a mechanical treatment, the water content, value of magnetic induction.

FLOTATION AND ELECTROMAGNETIC EFFECT FOR PRODUCED WATER CLUSTER DISCHARGE. PROSPECTS (p. 34)

Ivan Andreevich Golubev

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: golubev.spmi@gmail.com

Article discusses the problems of oil and gas gathering resulting in the final stages of oil field development. Necessity of the early release of water, near the well pads was revealed. Scheme of cluster reset which uses pipe water separators and flotation method for purification the separated water is suggested. Also a connection work scheme for equipment proposed is shown. For best results of equipment operating the entrance to the installation of cluster reset is proposed to conduct a magnetic fluid treatment. It has been shown that exposure to magnetic fields reduces the stability of oil-water emulsion and accelerates the process of water trapping. The article also discusses the expected results from the implementation of the objects of cluster reset, together with the magnetic fluid conditioning and the oil fields development at the early stages of gathering.

Key words: early release of water, magnetic treatment, flotation, routine water preprocessing.

INTERNAL STRESS EVALUATION WHEN PIPE COVERING WITH POLYMERIC MATERIALS WITH THE USE OF AUTOMATED ALGORITHM (p. 38)

[1]Igor' Jur'evich Bykov,
[1]Marija Mihajlovna Berdnik
[2]Aleksej L'vovich Pak

[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
Phone: (8216) 774482
[2]OOO "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta
39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: alex.pak@mail.ru
Phone: (912) 941-68-15

The article covers temperature tension distribution in polymeric coverings while steel pipes coating. To estimate residual tension in a protective polyethylene covering for pipes the algorithm including the solution of heat conductivity problems and durability of polymeric coverings is used in the program MathCad complex. The calculated value of covering tension after complete cooling will not exceed 380 kPas that means about 0,5% of a covering material strength under tension.

Key words: pipe; protective covering; internal stress; automatized algorithm.

NONDESTRUCTIVE EXAMINATION WHEN AUDITING INDUSTRIAL SAFETY FOR OIL AND GAS FACILITIES (p. 44)

Mihail Gennad'evich Raguzin

«REGATA-Pljus» LTD
47, Krupskoj str., Oktjabr'skij, 452614, Russia
E-mail: raguzin1@mail.ru

This article discusses practices of technical diagnosis and examining equipment for industrial safety. Various ways of NDT inspection for technical devices and their subassemblies are discussed. Examples of defect identification are given and the causes analyzed. These practices are recommended to be implemented for oil-and-gas recovery facilities inspection.

Key words: expert examination of industrial safety; NDT inspection; hazardous production facilities.

SALT OF THE EARTH (NOTES ON SALT ORIGIN) (p. 49)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

"Engineering Company "RUS-INNO" Technology and Innovation"
5/1, Gagarinskiy pereulok, 119034, Moscow, Russia
E-mail: info@rus-inno.com
Phone/fax: (495) 695-06-96

The article covers the mechanism of endogenous salt secretion.

Key words: Salt, salt domes, caprocks, gidrovulkanizm.

REVISITING WELL CONSTRUCTION UNDER THE CONDITIONS OF CAVING FORMATIONS IN CLAYS UNDER DIFFERENT LITHIFICATION DEGREE (p. 55)

Aleksej Mihajlovich Voronik
Nadezhda Mihajlovna Uljasheva

Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: avoronik@ugtu.net
Phone: 8(8216)774479

The paper considers problems of caving formations while drilling in potentially unstable clay rocks under different lithification degree at Timan-Pechora oil-and gas province. The problem of drilled solids accumulation and creeping given physical and chemical interaction of solids-mud system is among them. Adhesive interaction of drilled solids pad and cavity surface (and inside it) is also considered.

Key words: caving formation; drilling mud; polyacrylamide; flocculant.

IDS DRILLING

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» – инженерный сервис при отборе керна

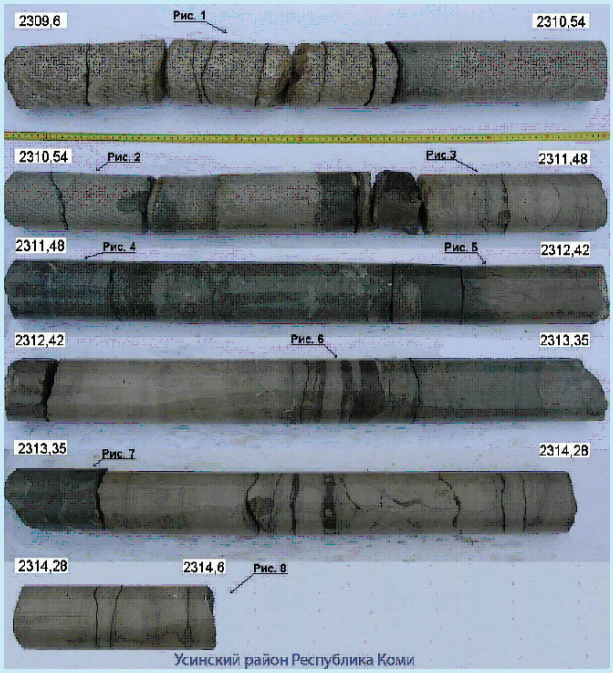
Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, ошибка при выполнении которой может привести к незапланированным затратам.

Подъём керна от 90 до 100 процентов - свидетельство высокой квалификации специалистов «Ай Ди Эс Дриллинг».

Нашими специалистами были проведены уникальные работы по сплошному отбору керна в донных отложениях озера Байкал и при бурении научной скважины в кристаллическом фундаменте в Финляндии.

За время работы отделом бурения ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 50 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 5600 м.

Нашими заказчиками являются:
ООО «ОБК»,
ОАО «Северная нефть»,
ОАО «Усинскгеонефть»,
ЗАО «Интанефть»,
ОАО «Оренбурггеология»,
ОАО «РН-Краснодарнефтегаз»,
«ТНК-ВР»,
ОАО «Оренбургнефть»,
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»,
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»,
«Urals Energy»,
«Шлюмберже»
и другие.



Специалисты компании обучены по собственной методике и имеют большой производственный опыт от 5 до 40 лет.

У полевого персонала имеется все необходимые сертификаты обученности (ТБ, ГНВП и т.д.), которые необходимы для присутствия инженера на буровой во время оказания услуг.

Штат персонала позволяет выполнять задачи в любом объеме поставленные заказчиками.

БАШКАТОВ ДМИТРИЙ НИКОЛАЕВИЧ (20.11.1930 – 13.10.2014)

13 октября 2014 года ушел из жизни профессор МГРИ-РГГРУ, доктор технических наук, академик Российской академии естественных наук, Заслуженный деятель науки и техники Российской Федерации», почетный доктор Фрайбергской горной академии (Германия) и Цилинского университета (Китай) Дмитрий Николаевич Башкатов.

Дмитрий Николаевич после окончания МГРИ в 1955 году поступает в аспирантуру на кафедру «Разведочного бурения» и занимается исследованиями техники и технологии шнекового бурения. Для решения поставленных задач им широко используются методы математического анализа и прикладной механики.

С 1959 года, после успешной защиты кандидатской диссертации, Дмитрий Николаевич работает в институте «ВСЕГИНГЕО», где возглавляет научно-исследовательскую лабораторию, занимающуюся проблемами бурения гидрогеологических и инженерно-геологических скважин. По результатам проводимых исследований публикует ряд монографий, справочников и научных статей, получивших широкую известность. В 1969 году Д.Н. Башкатов успешно защищает докторскую диссертацию.

В 1972 году Д.Н. Башкатов приглашен в МГРИ на должность заведующего кафедрой разведочного бурения. За время работы в МГРИ Дмитрий Николаевич формирует и читает новые учебные курсы, организует подготовку учебных кадров по ряду специализаций, активно внедряет в учебный процесс использование математических методов. Он возглавляет специализированный совет МГРИ по присвоению ученых степеней и в течение 11 лет работает в экспертном отделе ВАК, одновременно являясь председателем научно-технического совета холдинга «Русбурмаш», научным специалистом-консультантом ОАО «Газпром Промгаз».

Дмитрий Николаевич признан у нас и за рубежом как крупный ученый-профессионал в области техники и технологии бурения разведочных и гидрогеологических скважин. Результаты его научных исследований отражены более чем в 200 печатных трудах, имеющих высокую прикладную направленность. Крупный вклад внесён Башкатовым Д.Н. в развитие методов оптимизации процесса бурения на основе системного анализа. Основные свои взгляды на вопросы совершенствования процесса бурения скважин Дмитрий Николаевич изложил в монографиях «Оптимизация процессов разведочного бурения» (издана в 1997 г. в соавторстве с А.М. Коломйцем) и «Оптимизация процессов бурения» (2006 г.)

В 1993 году Указом президента Российской Федерации Д.Н. Башкатову было присвоено почетное звание «Заслуженный деятель науки и техники Российской Федерации», а в 1970 году и 1995 году он награждается медалями «За трудовое отличие».

За многолетнюю научную, производственную и педагогическую деятельность Д.Н. Башкатов награжден различными знаками Министерств Российской Федерации: Почетный нефтяник, Почетный разведчик недр, Почетный работник высшего образования России, Отличник разведки недр и др.

За вклад в Российскую науку Д.Н. Башкатов награждается почетными знаками Российской академии наук: «За заслуги в развитии науки и экономики» (1998 г.) и «За пользу Отечеству» (2000 г.), медалью акад. А.С. Капицы «Автору научного открытия» РАЕН.

До последних дней своей жизни Дмитрий Николаевич был преисполнен творческих планов, связанных с развитием Университета, новыми крупномасштабными программами совершенствования и развития техники и технологии бурения скважин.

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

povalihin@ids-corp.ru; **povalihin1@yandex.ru**;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы - в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ - Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel - отдельными файлами от текста;
- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;
- адрес электронной почты каждого автора;
- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.

5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.

6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.

7. Список литературы.

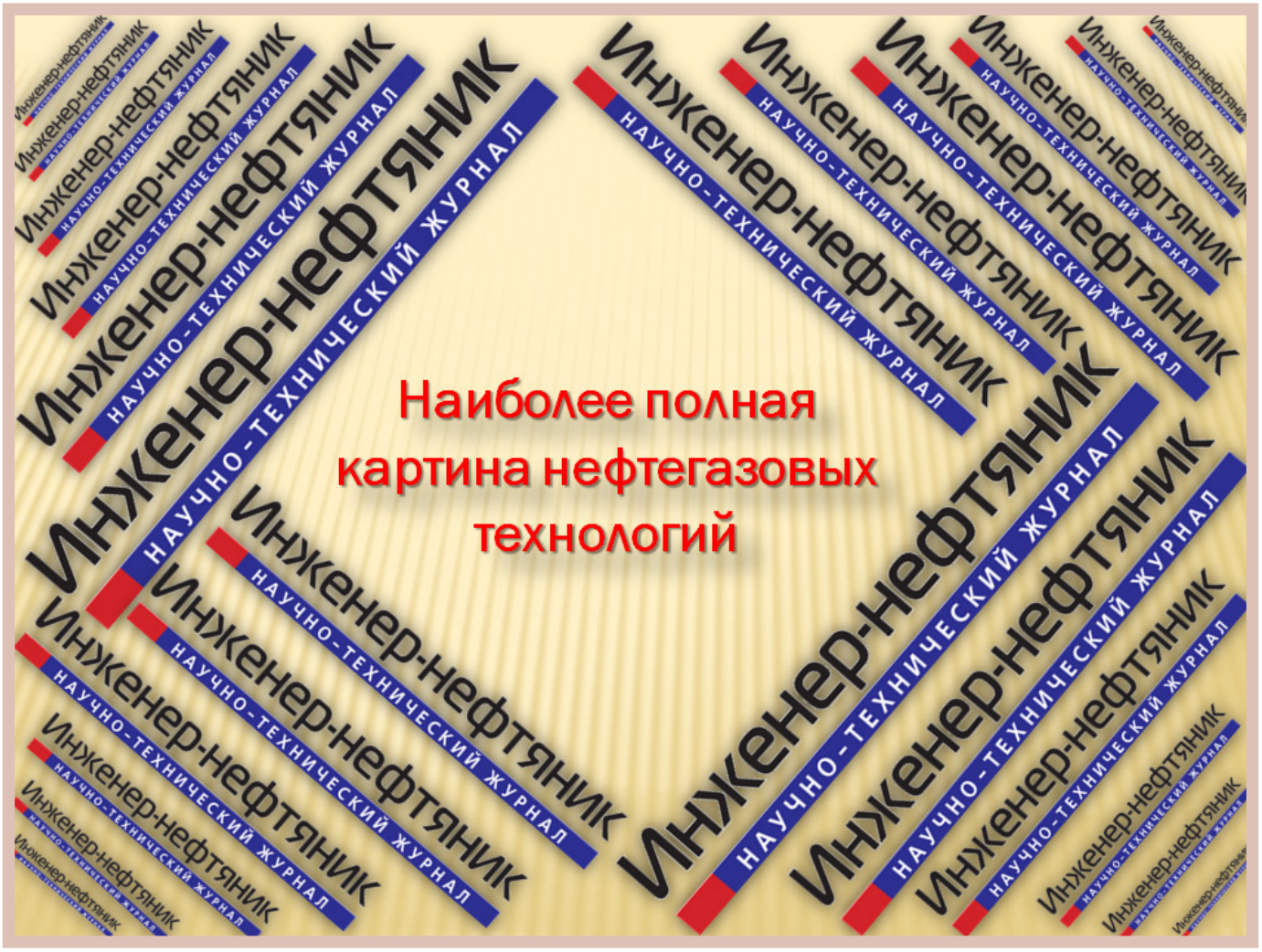
8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (α, I, d, h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (sin, exp, lim), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
- в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2015 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
Факс: (495) 543 9612