Министерство образования и науки РФ

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

НЕФТЬ и ГАЗ

Издается Тюменским государственным нефтегазовым университетом с 1997 г.

2 (104) Март — апрель 2014 г.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №77–14120
Выдано 9 декабря 2002 года Министерством РФ по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Учредители журнала
Министерство образования и науки Российской Федерации
Российский государственный университет нефти и газа
им. И.М. Губкина
Тюменский государственный нефтегазовый университет
Уфимский государственный нефтяной технический
университет
Ухтинский государственный технический университет
Альметьевский государственный нефтяной институт

Включён в перечень ВАК Министерства образования и науки РФ
ведущих рецензируемых научных журналов и изданий

Адрес редакции для корреспонденции: 625000, г. Тюмень, Володарского, 38,
для посетителей: г. Тюмень, Киевская, 52, офис 225, телефон 8(3452) 41-82-05;
E-mail: shuvaeva@tsogu.ru

ISSN 0445-0108

Ministry of Education and Science of Russian Federation

HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS NEWS

NEFT' I GAZ

Published by Tyumen State Oil and Gas University since 1997

2 (104) March — April 2014

Registration Certificate of SMI PI No77-14120
Issued in December 9, 2002 by RF Ministry of Science and Publishing, Broadcasting Activities and mass Communication Media

The Journal Promoters
Ministry of Education and Science of Russian Federation
Russia State Oil and Gas University named after I. M. Gubkin
Tyumen State Oil and Gas University
Ufa State Petroleum Engineering University
Ukhta State Engineering University
Almetiev State Petroleum Institute

Included in the RF Ministry of Education and Science SAC List
of leading reviewed scientific journals and publications

Editorial office address for correspondence: 625000, Tyumen, Volodarskogo St., 38
for visitors: Tyumen, Kievskaya St., 52, offices 225 phone 8(3452) 41-82-05;
E-mail: shuvaeva@tsogu.ru

ISSN 0445-0108

Содержание

Content

УДК 551.3: 551.34:553

АКТИВИЗАЦИЯ КРИОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГАЗОПРОВОДА БОВАНЕНКОВО — УХТА

ACTIVATION OF CRYOGENIC PROCESSES AT CONSTRUCTION OF GAS PIPELINE BOVANENKOVO — UKHTA

А. А. Губарьков, И. Р. Идрисов, А. В. Кириллов
A. A. Gubarkov, I. R. Idrisov, A. V. Kirillov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень
ЗАО «Научно-производственный центр «СибГео», г. Тюмень

Ключевые слова: ***криогенные процессы, многолетнемерзлые породы, строительство, газопровод Бованенково-Ухта***
Key words: ***cryogenic processes, permafrost, construction, Bovanenkovo-Ukhta gas pipeline***

Магистральный газопровод (МГ) Бованенково-Ухта от месторождения Бованенково до Байдарацкой губы проложен по полуострову Ямал. Центральный Ямал, по которому проходит МГ, расположен в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП) и характеризуется развитием всех экзогенных геологических процессов (ЭГП), на равнинных территориях, сложенных ММП. Наиболее активными среди них являются криогенные процессы [1, 2], которые при строительстве и эксплуатации промышленных и гражданских объектов являются неблагоприятными или опасными [3, 4]. Сведения о геокриологических условиях и криогенных процессах в естественных и техногенно преобразованных условиях получены при проведении инженерно-геологических изысканий и геокриологических исследований [1, 2, 5, 6, 7].

Режимные наблюдения и маршрутные исследования криогенных процессов проведены на различных стадиях работ: от изысканий до строительства газопровода в 2006–2009 гг. Установлены качественные и количественные характеристики динамики наиболее активных и опасных криогенных процессов, способных оказать неблагоприятное воздействие при строительстве МГ [7, 8]. Проведены аналитические работы по сопоставлению материалов исследований по маршруту вдоль проектируемой оси МГ в 2006 г. и данных, полученных в результате маршрутных наблюдений в естественных и техногенно преобразованных условиях в 2009 г.

По результатам мониторинга опасных ЭГП на газопроводе составлен реестр, включающий привязку ЭГП относительно километровых знаков МГ, состав пород, глубину сезонно-талого слоя, высоту и ширину валика МГ, ведущий и сопутствующие процессы в точке описания, их основные морфометрические характеристики.

Мониторинг экзогенных геологических процессов. В зимний период 2008–2009 гг. был проложен магистральный газопровод Бованенково — Ухта на 100,45–122,0 км. В августе 2009 г. на участке газопровода протяженностью 21,55 км проведен мониторинг ЭГП. Составлено описание 455 участков активизации ЭГП. Установлено, что общее количество ЭГП на газопроводе составляет 502 проявления, из которых 72 находятся в парагенезе. Это означает, что на одной площади одновременно проявляются два или более взаимосвязанных и взаимообусловленных криогенных процесса, что увеличивает их интенсивность и продолжительность. Как правило, образуются комплексы из ведущего процесса и одного или нескольких сопутствующих процессов. Количество выявленных ЭГП и формы их проявления представлены в таблице.

Количество выявленных ЭГП, включая криогенные процессы, на участке 100,45–122,0 км газопровода Бованенково-Ухта по состоянию на август 2009 г.

№ п/п	ЭГП, включая криогенные процессы	Количество проявлений	Показатель, в %
1	Просадки	218	43,4
2	Подтопление	95	18,8
3	Тоннельная термоэрозия	77	15,3
4	Термоэрозия поверхностная	35	6,9
5	Оползание и течение грунтов валика	65	12,9
6	Термоденудация	6	1,2
7	Аккумуляция	6	1,2
8	Русловые процессы	2	0,4

Анализ полученных результатов мониторинга показывает, что подавляющее большинство ЭГП на газопроводе представлено процессами, которые объединяются по единому признаку — приуроченности к отрицательным формам рельефа. Эта группа процессов связана как с образованием отрицательных форм рельефа при строительстве, так и с периодическим затоплением или постоянно находящимися в подтопленном состоянии, прилегающими к МГ естественными понижениями рельефа. В эту группу входят просадки грунтов и подтопления. На просадки (218) и подтопление (95) приходится 313 проявлений ЭГП (табл.), то есть 63 % от их общего количества.

Вторая группа процессов относится к поверхностной и подземной термоэрозии. Подземная или тоннельная термоэрозия (77) преобладает над поверхностной (35) более чем в два раза. Существенное влияние на валик МГ оказывают процессы оползания и течения грунтов (65). Менее развита термоденудация (6), однако ее влияние наиболее существенно за счет более глубокого воздействия на грунты валика и траншеи МГ.

К первой группе ЭГП относятся просадки (218), не подтопленные водой, что превышает количество участков подтопления (95) более чем в два раза. По результатам мониторинга в 2009 г. термокарст в виде отдельного процесса не определялся, так как менее чем за один летний период достоверно установить термокарст очень сложно. На проявления термокарста в 2009 г. указывали отседания грунтов, однако их проявление может быть связано также и с оползневыми процессами, то есть существующие образования не имеют явно выраженных индикационных признаков.

Внутри второй группы абсолютное большинство процессов представлено в форме тоннельной термоэрозии (77). Поверхностная термоэрозия представлена размывами и подмывами валика, короткими промоинами по повторно-жильным льдам перед входными отверстиями тоннельного стока под валик МГ, русловыми процессами и аккумулятивными формами в результате эрозии и термоэрозии. Размывы и подмывы валика представлены 21 проявлением, из общего количества подмывы валика составляют 11 проявлений, а размывы — 10.

На 6 участках происходит аккумуляция продуктов разрушения и переноса водными потоками. Проявление термоденудации составляет такое же количество (6). Русловые деформации на малых реках отмечены на 2 участках.

Просадки. Распределение просадок грунтов валика МГ имеет тенденцию увеличения от 100,45 км до р. Сабревпензя (116,0 км), затем их количество уменьшается к 122,0 км (рис. 1). Отмечена тенденция перехода просадок грунтов валика в участки подтопления и обратно, то есть для дренированных поверхностей характерны просадки, а для увлажненных и заболоченных — подтопление.

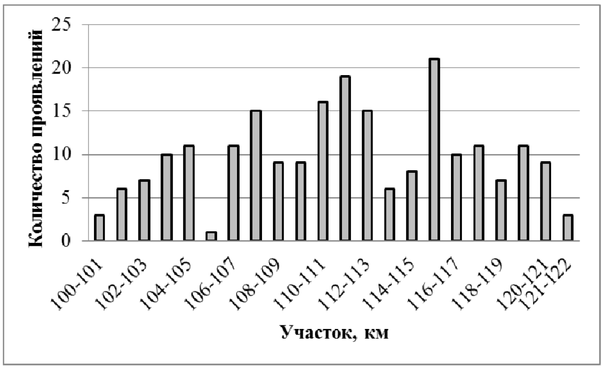


Рис. 1.
Распределение просадок валика МГ на 100,45–122,0 км

Количество просадок валика МГ с длиной свыше 50 м составляет 45 проявлений, из них 17 свыше 100 м, 7 имеют длину более 200 м. Три просадки превышают длину 300 м, и максимальная длина участка с просадками составляет 410 м. Ширина просадок в среднем составляет 4 м, максимальная ширина доходит до 16 м. Средняя глубина просадок — 0,49 м, максимальная — 1,2 м.

Подтопление. Участки подтопления распределены достаточно равномерно вдоль газопровода товарного газа (рис. 2). Максимальное количество подтоплений выявлено на 118–119 км. Их количество возрастает с 1–6 проявлений (при среднем значении 4,3 проявлений) до 12 на 1 км. Уменьшение количества участков подтопления связано с переходом газопровода через высокие и хорошо дренированные поверхности берегов и склонов долин малых рек Нахарьяха, Сидяпелятосе, Сабревпензя, а также локальных наклонных участков.

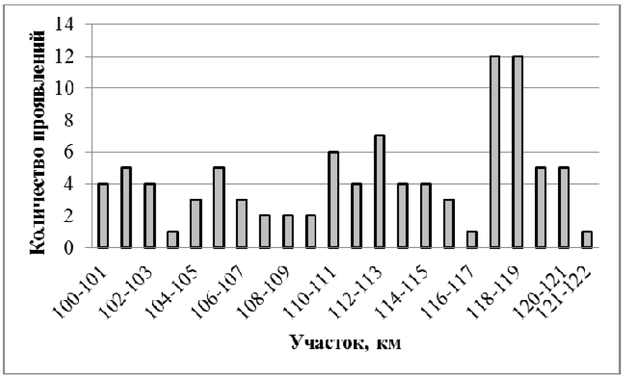
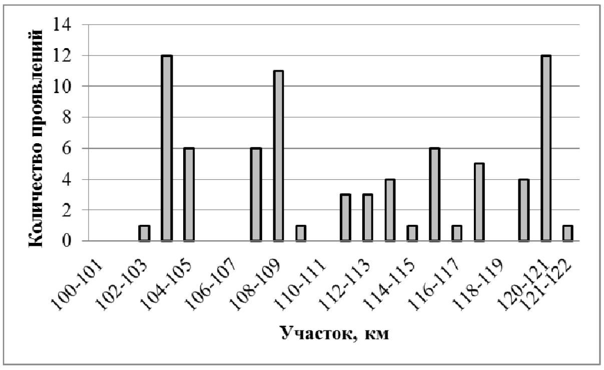


Рис. 2.
Распределение участков подтопления на магистральном газопроводе на 100,45–122,0 км

Количество участков подтопления валика МГ с длиной свыше 50 м составляет 25 проявлений, из них 15 — свыше 100 м, 1 имеет длину более 200 м. Два участка подтопления превышают длину 400 м, из которых одна имеет максимальную длину — 968 м. Ширина участков подтопления в среднем составляет 8,9 м, максимальная ширина увеличивается до 110 м. Средняя измеренная глубина просадок — 0,72 м, максимальная — 1,35 м.

Тоннельная (подземная) термоэрозия. Выявлено 77 проявлений тоннельно термоэрозии (рис. 3). Это в среднем для МГ составляет 3,5 проявления на 1 км. Максимальное количество проявлений тоннельной термоэрозии выявлено на участках газопровода при пересечении рек Нахарьяха, Сабревпензя, Сидяпелятосе, имеющих максимальный перепад высот. На этих участках газопровода количество проявлений тоннельной термоэрозии увеличивается до 11–12 на 1 км при среднем количестве на 1 км — 3,5.

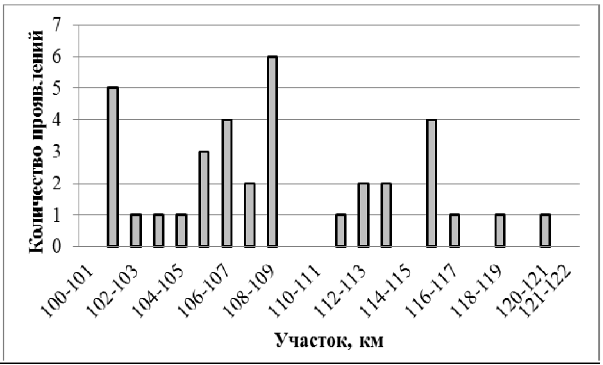
Рис. 3.
Распределение тоннельной термоэрозии на магистральном газопроводе на 100,45–122,0 км



В литературных источниках приводятся описания тоннельного стока для Якутии, единичные проявления подземного стока описываются в Западной Сибири. Массового возникновения тоннельного стока, который отмечен на МГ, в естественной природной среде не происходит. Увеличение проявлений тоннельного стока наблюдалось на склоновых поверхностях, сложенных, преимущественно, песчаными и супесчаными грунтами. Причиной тоннельного стока являются пустоты в грунтах валика и в траншее, что создает условия для стока воды, а мерзлые грунты образуют своеобразный «свод» над тоннелем из структурно связанных за счет смерзания грунтов. Дополнительным фактором развития тоннельной термоэрозии являются снежники в траншее, которые постепенно отдают воду и образуют сток. Установленная максимальная длина тоннельной термоэрозии валика МГ составляет 152 м (120,77 км). На участке 103,41 км длина тоннельного стока составила 66 м.

Поверхностная термоэрозия. Поверхностная термоэрозия менее развита по сравнению с тоннельной термоэрозией (рис. 4).

Рис. 4.
Распределение поверхностной термоэрозии на магистральном газопроводе на 100,45–122,0 км



Это связано с тем, что рельеф территории достаточно пологий, и перепады высот характерны только для высоких берегов и склонов долин рек. Термоэрозия происходит в виде размывов и подмывов валика, коротких промоин по повторно-жильным льдам до перехода поверхностной термоэрозии в тоннельную и образования входных отверстий тоннельного стока под валик МГ. Максимальное количество проявлений термоэрозии установлено в долине р. Нахарьяха, на высоких берегах рек Сидяпелятосе и Сабревпензя, где происходит до 4–6 проявлений термоэрозии на 1 км. На отдельных участках МГ размывов не происходит. Как показывает опыт эксплуатации трубопроводов, с увеличением сроков эксплуатации МГ количество размывов и подмывов валика будет возрастать, что, в свою очередь, уменьшит количество и площади подтопления и затопления. Количество термоэрозионных промоин с длиной свыше 50 м составляет 3 шт., из них 2 — свыше 100 м, 1 имеет длину более 200 м. Ширина промоин в среднем составляет 0,71 м, максимальная ширина увеличивается до 1,5 м. Средняя измеренная глубина промоин — 0,50 м, максимальная — 0,75 м.

Криогенное оползание и течение грунтов валика газопровода. Криогенное оползание и течение грунтов валика происходит в основном на сильно увлажненных поверхностях, но также и на наклонных дренированных поверхностях. Среднее количество оползаний составляет 3 проявления на 1 км (рис. 5). Но реальное распределение оползания грунтов валика изменяется от их полного отсутствия до 10–11 на 1 км. Максимальное количество оползаний грунтов валика выявлено в промежутке от 112 до 120 км, где происходит сочетание дренированных и заболоченных участков поверхности. Оползание грунтов также отмечено в пойме р. Нахарьяха, что можно связать с затоплением валика МГ, сложенного тиксотропными грунтами.

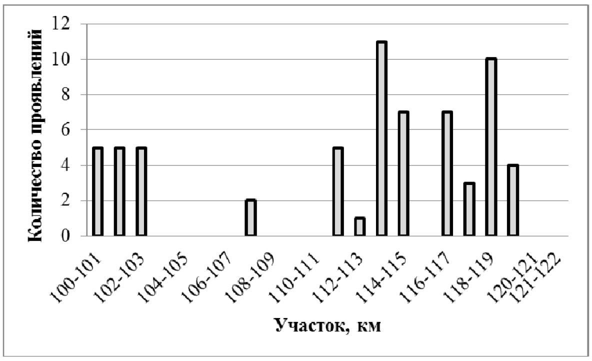


Рис. 5.
Распределение криогенного оползания и течения грунтов валика на 100,45–122,0 км

Количество участков с криогенным оползанием и тиксотропным течением грунтов валика МГ с длиной свыше 10 м составляет 15 проявлений, из них 9 — свыше 50 м, 5 имеют длину более 100 м. Три участка превышают длину более 200 м, и максимальная длина с оползаниями грунтов достигает 433 м. Ширина оползней в среднем составляет 5,13 м, максимальная ширина течения грунтов доходит до 27 м. Средняя глубина слоя оползневых масс грунтов — 0,3 м, максимальная — 0,4 м.

Термоденудация. Проявление термоденудации выявлено на 6 участках МГ. Распределение термоденудации происходит достаточно равномерно по длине построенного МГ и связано с благоприятным сочетанием условий для возникновения этого комплекса процессов. Одним из основных факторов является высокая льдистость пород, обеспечивающая образование термоденудационного уступа и комплексную деструкцию.

Анализ полученных в 2009 г. результатов мониторинга опасных экзогенных геологических и криогенных процессов на магистральном газопроводе можно свести к следующим положениям:

- наиболее распространенной формой воздействия на валик МГ в 2009 г. являются просадки грунтов валика МГ (43 %), являющиеся результатом собственно просадок и осадок грунтов валика, а также различных криогенных процессов — тоннельной термоэрозии, термосуффозии, термокарста;
- вторым по количеству проявлений процессом являются подтопления валика МГ (19 %), что связано с заполнением водой техногенных форм рельефа (траншеи МГ), а также затопления и подтопления прилегающих к валику естественных понижений рельефа в результате подпора вод;
- тоннельный сток выявлен на 77 участках МГ (15 %) и является одним из наиболее массовых, но и самым коротким по продолжительности процессом, что связано с протаиванием и обрушением сводов термоэрозионных тоннелей;
- термоэрозия — менее распространенный процесс (7 %) на пройденном участке МГ, что связано с преимущественно пологим рельефом района исследований;

- значительное влияние на валик МГ в 2009 г. оказало криогенное оползание и течение грунтов, слагающих его (13 %), что связано с повышенной льдистостью, тиксотропными свойствами грунтов и включениями снега и льда в грунты обратной засыпки валика МГ. После протаивания и уменьшения влажности грунтов эти процессы будут менее развиты;
- термоденудация — менее представленный процесс (1 %), однако ее влияние может оказаться более существенным за счет глубины воздействия на грунты МГ, а также более продолжительного времени активности процесса.

Список литературы

1. Геокриология СССР. Западная Сибирь / Под ред. Э. Д. Ершова. – М.: Недра, 1989. – 456 с.
2. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал. Т. 2. Криосфера Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения // Под ред. Ю. Б. Баду, Н. А. Гафарова, Е. Е. Подборного. – М.: Изд-во Газпром Экспо. 2013. – 424 с.
3. СНиП 22-01-95. Геофизика опасных природных воздействий.
4. Бондарик Г. К., Пендин В. В., Ярг Л. А. Инженерная геодинамика. – М.: Изд-во «КДУ», 2009.
5. Мельников В. П., Спесивцев В. И. Инженерно-геологические и геокриологические условия шельфа Баренцева и Карского морей. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. – 198 с.
6. Иванова Н. В., Кузнецова И. Л., Ривкин Ф. М., Староверов О. Н. Специфика инженерно-геокриологических условий трассы магистрального газопровода Бованенково-Ухта // Криогенные ресурсы полярных регионов. Материалы международной конференции. – Салехард. Изд-во Пущинского научного центра РАН, 2007. – С. 317-319.
7. Губарьков А. А. Экзогенные геологические процессы в зоне проектируемого магистрального газопровода Бованенково-Ухта на полуострове Ямал // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 30-35.
8. Губарьков А. А. Мониторинг криогенных процессов на объектах инфраструктуры магистрального газопровода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 6-11.

Сведения об авторах

Губарьков Анатолий Анатольевич*, к. т. н., старший научный сотрудник, Субарктический научно-учебный полигон ТюмГНГУ-ТюмНЦ СО РАН, Тюменский государственный нефтегазовый университет,г. Тюмень, тел. 8(3452)688765, e-mail: agubarkov@rambler.ru.*

Идрисов Ильдар Рустамович*, к. г.-м. н., начальник отдела экологического аудита, ЗАО «Научно-производственный центр «СибГео», г. Тюмень, тел. 8(3452)451711*

Кириллов Александр Владимирович*, заместитель директора по экологии, ЗАО «Научно-производственный центр «СибГео», тел. 8(3452)451711*

Gubarkov A. A.*, senior scientific worker, Subarctic scientific-and-training ground of the Research Center of Tyumen State Oil and Gas University, SB RAS,agubarkov@mail.ru.*

Idrisov I. R.*, Head of Ecological and Audit Department, ZAO Research-and-Production Center «SibGeo»*

Kirillov A. V.*, Deputy Director in Ecology, Research-and-Production Center «SibGeo»*

УДК 551.86

СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА $БП_{16}$ ВЫНГАЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

A STRUCTURE AND CONDITIONS OF FORMATION OF BED BP_{16} IN THE OIL FIELD VYNGAYAKHINSKOYE (WEST SIBERIA)

К. А. Хасанова
K. A. Khasanova

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург

Ключевые слова: ***седиментационная модель, обстановка осадконакопления, электрометрические модели фаций, коллектор***
Key words: ***sedimentation model, depositional environment, electrometric model of facies, reservoir***

На территории Западной Сибири существует большое количество трудноизвлекаемых залежей углеводородов. Кроме того, терригенные коллекторы нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуются крайней фациальной неоднородностью [1]. В связи с этим, возникает потребность в детальном изучении строения и условий формирования нефтяных пластов.

Изучение условий формирования пласта $БП_{16}$ позволит прогнозировать зоны скопления углеводородов. В связи с тем, что структура коллектора предопределяет динамику движения флюидов, построение седиментационной модели позволит прогнозировать зоны миграции углеводородов, а также предположить изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пласта. Кроме того, построение седиментационной модели позволяет более точно оценить запасы месторождения.

Вынгаяхинское месторождение расположено в юго-западной части Пурпейского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирского осадочного бассейна (рис. 1).

Пласт $БП_{16}$ залегает в пределах ачимовской толщи сортымской свиты берриас-валанжинского возраста. Данные отложения представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов и характеризуются клиноформным строением [2], а также невыдержанностью по простиранию.

Поскольку строение коллектора предопределяет в нем движение жидкой фазы, построение седиментационной модели пласта $БП_{16}$ позволит существенно повысить эффективность извлечения трудноизвлекаемых запасов, выявить новые залежи, а также предложить наиболее эффективнsй способ разработки пласта.

Процесс изучения строения и условий формирования пласта включает следующие этапы:

- выделение литологических типов пласта на основе применения структурно-генетического анализа;
- построение литолого-фациальной схемы пласта;
- построение карты пласта путем выявления электрометрических моделей фаций (ЭМФ).

Построение литолого-фациальной схемы подразумевает следующие этапы:

- детальное описание керна, выделение типов слоев;
- выявление неоднородностей строения пласта путем построения профилей;
- построение предварительной карты пласта [3].

Построение карты ЭМФ основано на интерпретации обстановок осадконакопления по форме кривых самопроизвольной поляризации (ПС) в соответствии с типами слоев, выделенными по описанию керна; уточнении контуров обстановок осадконакопления, выявленных при построении предварительной карты пласта; прогнозе распространения обстановок осадконакопления на территории пласта по кривым ПС, не выявленных бурением [4].

Для построения седиментационной модели проведено детальное описание керна, в результате которого выделено 6 литологических типов пород, принадлежащих к трем группам и двум комплексам отложений (рис. 1).

Краткая характеристика структурно-генетических типов слоев приведена ниже.

ХА — алевро-аргиллит темно-серый, слоистость горизонтальная, намечаемая плитчатым расколом породы, содержит небольшое количество глубоководной морской фауны. Представляет комплекс отложений глубоководного шельфа.

YB-I — линзовидно-полосчатое чередование песчаников тонкозернистых светло-серых, алевролитов серых и аргиллитов темно-серых. Доля и мощность слойков песчаника увеличиваются к кровле. Представляет комплекс отложений активной зоны мелководного шельфа, лоскутные пески.

YB-II — линзовидно-полосчатое чередование песчаников тонкозернистых светло-серых, алевролитов серых и аргиллитов темно-серых. Доля и мощность слойков песчаника сокращаются к кровле. Представляет комплекс отложений активной зоны мелководного шельфа, лоскутные пески.

YB-III — линзовидно-полосчатое чередование песчаников тонкозернистых светло-серых, алевролитов серых и аргиллитов темно-серых. Гранулометрический минимум литологического типа в центре слоя. Представляет комплекс отложений активной зоны мелководного шельфа.

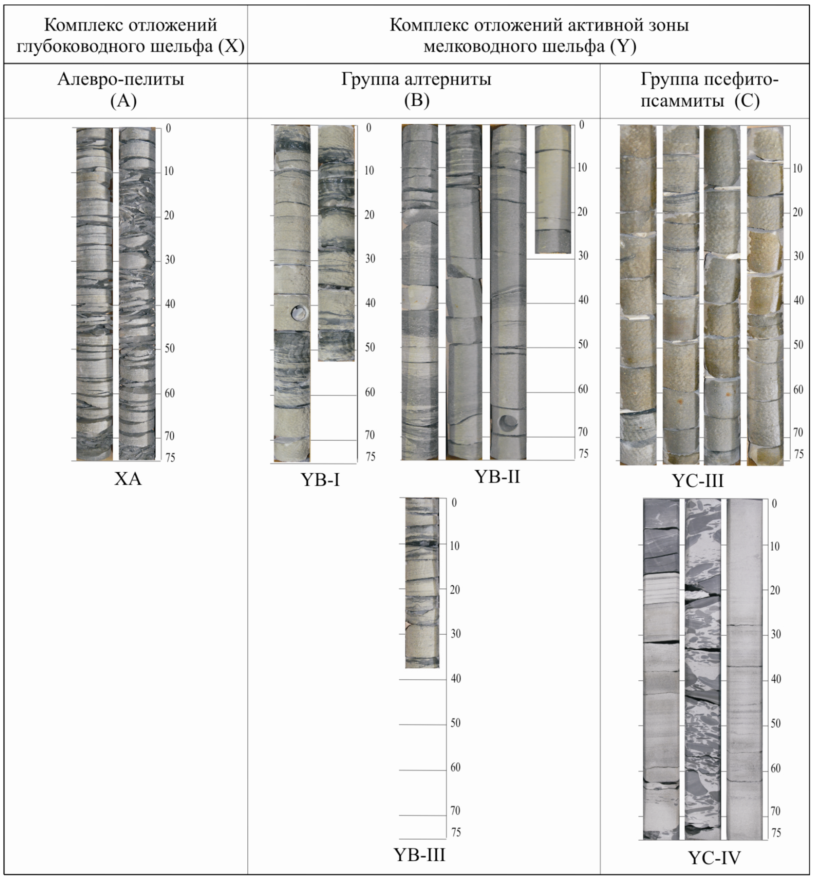


Рис. 1. ***Структурно-генетические типы слоев пласта БП$_{16}$***

YC-III — песчаник от тонко- до крупнозернистого светло-серый, с гранулометрическим максимумом в центре слоя. Слоистость преимущественно косая, на межслойковых поверхностях — углефицированный растительный шлам и остатки слюды. Представляет комплекс отложений активной зоны мелководного шельфа, подводный вал.

YC-IV — песчаник от тонко- до крупнозернистого, гранулометрический состав уменьшается к кровле. Слоистость преимущественно косоволнистая. В основании слоя — скопления галек алевро-пелитов толщиной до 5 см. Представляет комплекс отложений активной зоны мелководного шельфа, тыловая часть подводного вала [3].

С целью изучения строения коллектора и выявления его связи с условиями формирования построены литолого-фациальные профили (рис. 2).

Анализ профилей показывает, что пласт сформировался в результате одного регрессивного цикла. Флюидоупорами в нем служат отложения глубоководного шельфа, а потенциальным коллектором являются отложения мелководного шельфа, в частности, подводных валов.

Далее формируется предварительная литолого-фациальная схема пласта, основанная на изучении кернового материала и проведенной систематизации неоднородности пласта по профилям.

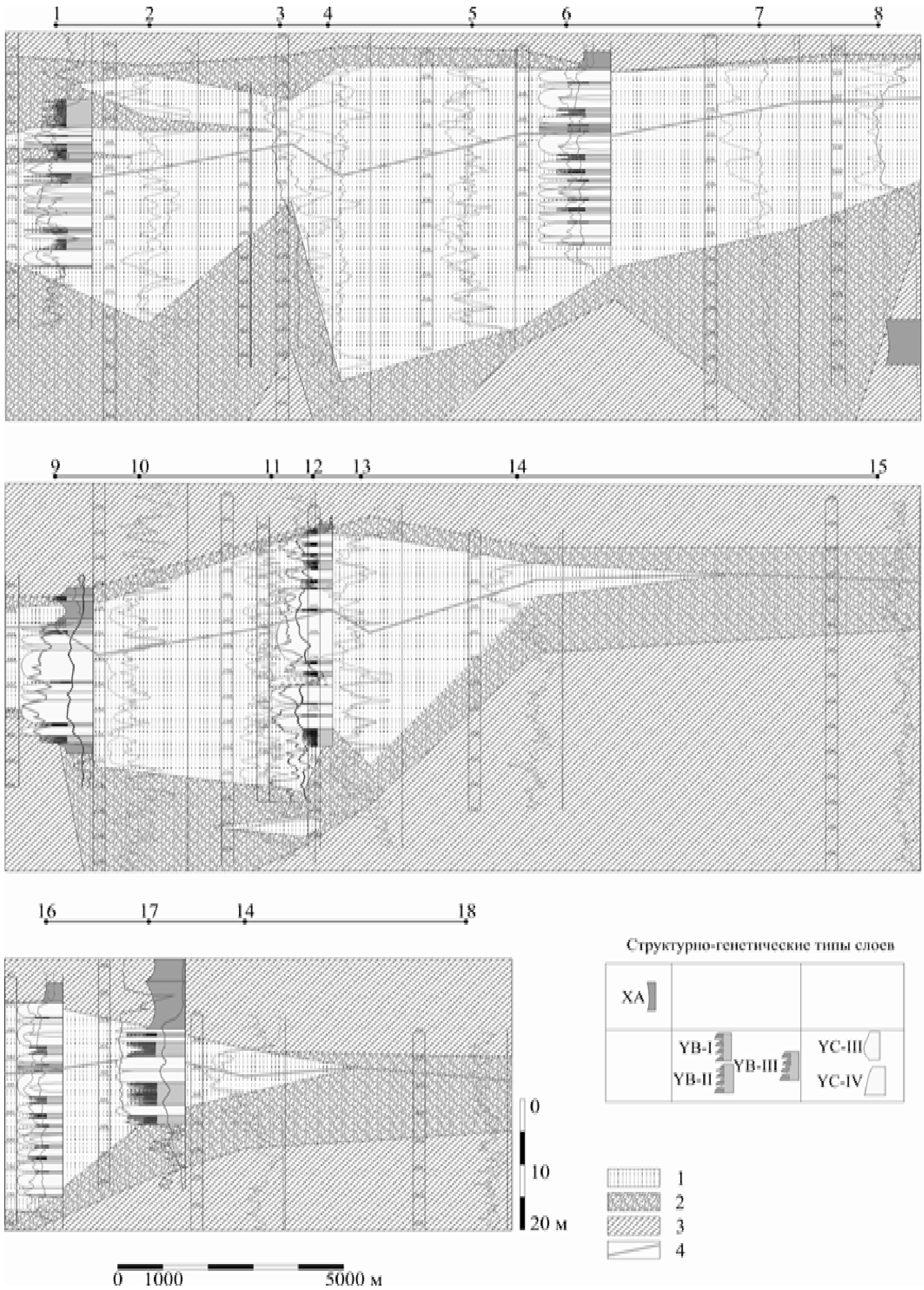


Рис. 2. ***Литолого-фациальные профили пласта БП$_{16}$:*** *1 — зона мелководного шельфа, подводные валы; 2 — зона мелководного шельфа, пояс лоскутных песков; 3 — глубоководный шельф, (1–18 — условные номера скважин)*

Количество скважин с керном недостаточно для построения адекватной модели пласта, поэтому для уточнения его строения применяется методика выделения электрометрических моделей фаций [5]. В результате применения ЭМФ повышается детальность изучения пласта, количество точек наблюдения увеличивается с 7 (разведочные скважины с керновым материалом) до 500 (благодаря привлеченному эксплуатационному фонду). На основе сопоставления кривых каротажа самопроизвольной поляризации с литолого-генетическими типами пород выделены генерализованные формы кривых для различных обстановок осадконакопления (рис. 3).

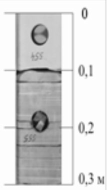
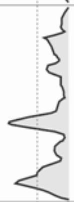
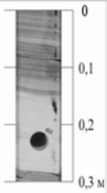
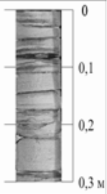
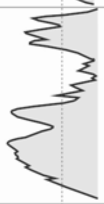
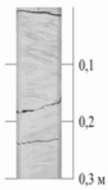
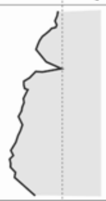
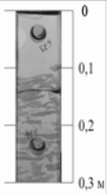
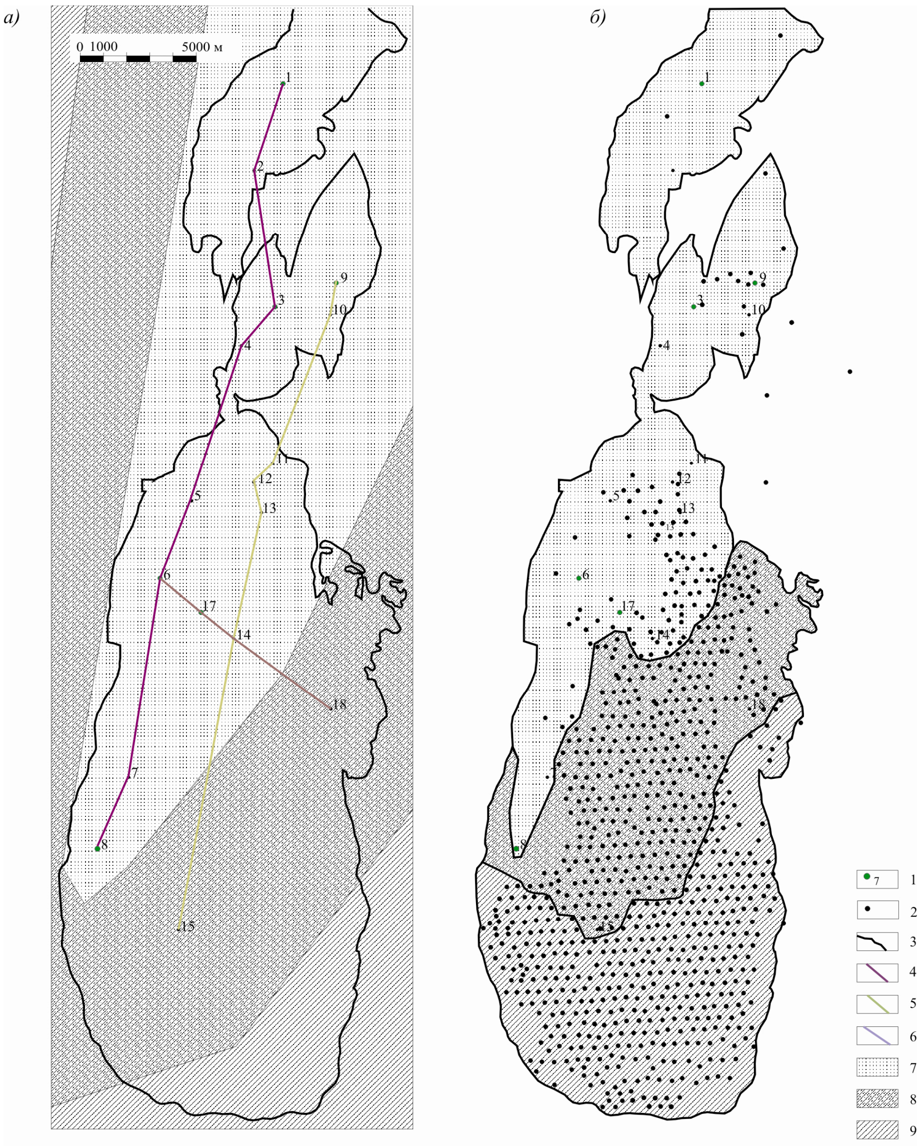
№	Форма кривой ПС	$\alpha_{пс}$	Мощность (по керну, м)	Обстановка осадконакопления	Тип (краткое описание)	Керн
1		0,1	0,3-9,0	Глубоководный шельф Пояс илов	ХА (алевро-пелитовый слой с минимальным размером частиц в средней части)	
2		0,2-0,4	0,4-8,0	Мелководный шельф Пояс лоскутных песков	YB-I (алтернитовый слой с общим увеличением гранулометрии от подошвы к кровле)	
3		0,2-0,4	0,4-8,0	Мелководный шельф Пояс лоскутных песков	YB-II (алтернитовый слой с общим уменьшением гранулометрического состава к кровле)	
4		0,2-0,4	0,3-1,2	Мелководный шельф Пояс подводных валов	YB-III (тонкое линзовидно-полосчатое чередование алевро-пелитов и псаммитов с минимумом гранулометрического состава в средней части)	
5		0,4-1,0	0,2-9,0	Мелководный шельф Подводный вал	YC-III (псаммитовый слой с максимальным размером частиц в средней части)	
6		0,4-0,8	0,2-11,0	Мелководный шельф Тыловая часть подводного вала	YC-IV (псаммитовый слой с уменьшением гранулометрического состава к кровле)	

Рис. 3. ***Сводная таблица форм кривых ПС и обстановок осадконакопления пласта БП$_{16}$ Вынгаяхинского месторождения***

Литолого-фациальная схема, построенная на основе анализа кернового материала (рис. 4, а), уточняется с помощью данных геофизических исследований скважин (рис. 4, б). В результате проводится уточнение пространственных границ обстановок осадконакопления, а также прогнозируются зоны распространения обстановок осадконакопления, не выявленные бурением.



Условные обозначения:
1 — скважины с керном; 2 — эксплуатационные скважины не освещенные керновым материалом;
3 — контур залежи; 4-6 — линии профилей; 7-8 — обстановки осадконакопления:
7 — пояс подводных валов; 8 — пояс лоскутных песков; 9 — пояс илов

Рис. 4. ***Литолого-фациальная характеристика пласта БП$_{16}$ Вынгаяхинского месторождения:*** *а) литолого-фациальная схема, построенная на основании кернового материала; б) седиментационная карта, построенная на основании выделения ЭМФ с учетом кернового материала*

Построение седиментационной модели показало, что формирование пласта БП$_{16}$ Вынгаяхинского месторождения происходило в прибрежно-морских условиях, в зоне мелководного и глубоководного шельфа. Коллектор сформирован в поясе подводных валов, флюидоупорами являются отложения, образовавшиеся в поясе илов.

Применение электрофациального анализа при построении седиментационных моделей позволяет прогнозировать обстановки осадконакопления, не выявленные бурением, уточнить модель формирования пласта, что повышает эффективность разведки и разработки залежей углеводородов.

Построение седиментационной модели может существенно помочь в решении важных промысловых задач: выбор оптимального способа разработки залежей с наиболее эффективным извлечением углеводородов, так как выявление обстановок осадконакопления позволяет определить фациальную неоднородность пласта, уточнить пространственное положение коллектора в зонах, где отсутствует бурение; осуществить подсчет запасов, а также извлечение трудноизвлекаемых запасов.

Список литературы

1. Еремеев Н. В., Еремеев В. В. Литология, фации и коллекторские свойства верхнеберриасских – нижневаланжинских отложений севера Западной Сибири и прогноз коллекторов нефти и газа // Бюллетень московского общества испытателей природы. отд. геол. 2010. – Т. 85, Вып. 3. – С. 29-44.
2. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 286 с.
3. Шишлов С. Б. Структурно-генетический анализ осадочных формаций. – СПб.: С.-Петерб. Горн. Ин-т., 2010. – 276 с.
4. Белозеров В. Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений // Известия Томского политехнического университета. 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 116-123.
5. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

Сведения об авторе

Хасанова Ксения Альфитовна, *аспирант кафедры «Историческая и динамическая геология», Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, e-mail: pinkyroller@mail.ru*

Khasanova K. A.*, post-graduate student of the chair «Historical and dynamic geology», National Mineral Resources University, Saint Petersburg, e-mail: pinkyroller@mail.ru*

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ ТЕЧЕНИЙ В ПЕРФОРАЦИОННЫХ КАНАЛАХ И В СКВАЖИНЕ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ

INFLUENCE OF FLOWS IN THE PERFORATION CHANNELS AND IN THE WELL ON THE SYSTEM PRODUCTIVITY

О. Б. Бочаров, Д. Ю. Кушнир
O. B. Bocharov, D. Yu. Kushnir

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет; компания «Бейкер Хьюз БВ», г. Новосибирск

Ключевые слова: ***численный алгоритм, фильтрация в пористых средах, скважинная добыча нефти, трубная гидравлика, продуктивность перфорационных систем***
Key words: ***numerical algorithm, filtration in porous medium, well oil production, pipe hydraulics, perforation system efficiency***

Одна из важнейших проблем нефтегазовой отрасли — установление эффективной связи между продуктивным пластом и стволом скважины. С этой целью обычно используют перфорацию обсадки скважины и прискважинной зоны [1]. Производительность системы перфорационных каналов и скважины в целом зависит от множества факторов, связанных со свойствами коллектора, типом используемой системы перфорирования, условиями эксплуатации и др. Значительное влияние на производительность системы в целом оказывает степень загрязнения каналов и скважины после проведения перфорационных работ и во время эксплуатации. Обломки зарядов и частицы породы могут оказывать дополнительное гидродинамическое сопротивление течению флюида и приводить к местным падениям давления. Для априорной оценки влияния режимов течения в каналах и скважине необходимо иметь численный алгоритм, который позволяет рассчитывать решение задачи совместного течения в пласте, перфорационных каналах и скважине. Исследования продуктивности систем перфорационных каналов проводились как приближенными методами, так и с использованием различных пакетов вычислительной гидродинамики [2–4]. Однако анализ в условиях учета совместного течения в пласте, перфорационных каналах и скважине в публикациях не описан.

В данной работе представлен экономичный численный алгоритм, обобщающий алгоритм [5] и учитывающий совместные течения в пласте, перфорационных каналах и скважине. С использованием разработанного алгоритма проведен анализ влияния течений в каналах и в скважине на продуктивность системы в целом.

Математическая формулировка задачи. Для описания полной совместной модели необходимы уравнения движения в пласте, перфорационных каналах и скважине, а также условия сопряжения между ними. Задача о фильтрации в пористой среде рассматривается в полной трехмерной постановке, а в каналах и скважине течение описывается в одномерном приближении трубной гидравлики.

Фильтрационное течение в пласте. Для описания течения в пористой среде используется модель фильтрации, основанная на законе Дарси [6]. Перфорационный канал реализован как сингулярный линейный сток, сосредоточенный внутри расчетных блоков. Уравнение сохранения массы в пористой среде с учетом массообмена с каналами принимает следующий вид:

$$\frac{\partial(\rho m)}{\partial t} + div(\rho \vec{v}_f) + \sum_{j=1}^{N_t} \rho q_{tj}\delta_{tj} = 0, \quad q_{tj} = C_{tj}(p_f - p_{tj}),$$

где ρ — плотность жидкости, m — пористость среды, t — время, $\vec{v}_f$ — скорость фильтрации в пористой среде, q_{tj} — приток жидкости на единицу длины j-го перфорационного канала в единицу времени, δ_{tj} — дельта-функция Дирака с носителем, сосредоточенным на оси j-го перфорационного канала, N_t — количество перфорационных каналов в рассматриваемой области, C_{tj} — коэффициент приемистости j-го канала, p_f — поровое давление, p_{tj} — давление в j-м канале.

Если пренебречь изменением плотности и вязкости флюида с изменением давления и предположить, что среда не деформируема ($\rho = const$, $\mu = const$, $m = const$), то задача сводится к стационарной. Подставив закон Дарси

$$\vec{v}_f = -\frac{K_f}{\mu}\left(\nabla p_f + \gamma z\right),$$

где K_f — тензор проницаемости пористой среды, μ — вязкость жидкости, γ — удельный вес флюида, в закон сохранения массы, получим уравнение

$$div\left(\frac{K_f}{\mu}\left(\nabla p_f + \gamma z\right)\right) - \sum_{j=1}^{N_t} q_{tj}\delta_{tj} = 0.$$

Уравнение решается в цилиндрической области

$$\Omega = \{r_b \le r \le r_e,\ 0 \le \varphi \le 2\pi, 0 \le z \le H\},$$

где ось r направлена перпендикулярно оси скважины, совпадающей с координатной линией z; φ — угловая координата в плоскости, перпендикулярной оси скважины; r_b — радиус скважины; r_e — радиус влияния скважины; H — суммарная толщина пласта. На границе расчетной области заданы следующие граничные условия:

$$\left.\frac{\partial p_f}{\partial r}\right|_{r=r_b} = 0\,,\ \ p_f\big|_{r=r_e} = p_e(z)\,.$$

На подошве и кровле пласта, при $z = 0$, $z = H$ соответственно, заданы условия непротекания:

$$v_z \equiv -\frac{K_f}{\mu}\frac{\partial}{\partial z}(p_f + \gamma z)\bigg|_{z=0} = 0\ ,\ v_z\big|_{z=H} = 0\,.$$

Вдоль угловой координаты φ выполнены условия периодичности: $p_f\,|_{\varphi=0} = p_f\,|_{\varphi=2\pi}$. Предполагается, что давление вдали от скважины при $r = r_e$, распределено по гидростатическому закону: $p_e(z) = \gamma(H - z)$.

Модель течения в перфорационных каналах и скважине. Для расчета характеристик течения в перфорационных каналах и скважине используется одномерное приближение трубной гидравлики [7], а именно, для определения скорости и давления в каждом перфорационном канале и скважине предлагается решать следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial(v_t\omega_t\rho)}{\partial l} = F, \\ \dfrac{\partial}{\partial l}\left[\omega_t(p_t + \alpha\rho v_t{}^2)\right] = -f_t + p_t\dfrac{\partial\omega_t}{\partial l}, \end{cases} \qquad F = \begin{cases} \rho q_{tj}, & \text{в канале}, \\ \sum\limits_{j=1}^{N_t} \rho q_{hj}\delta_{htj} & \text{в скважине}. \end{cases}$$

Здесь v_t — осредненная по сечению скорость течения в трубе, $\omega_t(l)$ — площадь поперечного сечения трубы, l — линейная координата вдоль оси трубы, p_t — осредненное по сечению давление в трубе, f_t — удельная сила сопротивления на единицу длины трубы, α — коэффициент учета турбулентно-конвективного переноса (при ламинарном течении в гладких трубах $\alpha = 1$), δ_{htj} — дельта-функция Дирака, сосредоточенная в точке соединения *j*-го перфорационного канала и скважины. Величины q_{tj}, q_{hj} определяются из условия сохранения массы в местах контакта пористой среды с каналами и скважины с каналами.

На конце канала, в точке соединения со скважиной, задается равенство давлений $p_t\,|_{l=0} = p_h\,|_{z=z_t}$. На другом конце канала, находящемся в пласте, задается приток жидкости через носик канала из пористой среды при условии равенства давлений между каналом и пластом в этой точке $p_t\,|_{l=L_t} = p_f(r_t, \varphi_t, z_t)$. Здесь (r_t, φ_t, z_t) — координаты носика канала.

В скважине на концах интервала $[z_1, z_2]$, содержащего интервал $[0, H]$, задается либо расход, либо давление. Условия на разных концах могут быть различны.

Сила сопротивления f_t в общем случае зависит от числа Рейнольдса $\mathrm{Re} = v_t d_t \rho/\mu$, ($d_t$ — диаметр трубы) и относительной шероховатости стенок трубы Δ/d_t и записывается в виде

$$f_t = \lambda\left(\mathrm{Re}, \Delta/d_t\right)\rho v_t^2\,\omega_t/(2d_t)\,,$$

где λ — коэффициент гидравлического трения, зависящий от режима течения в трубе.

Режимы течений. Предполагается, что в пористой среде имеет место ламинарный режим фильтрации в соответствии с законом Дарси. В каналах и скважине может реализовываться как ламинарный режим течения, так и турбулентный, в зависимости от чисел Рейнольдса. Различие между ламинарным и турбулентным режимами задается зависимостью $\lambda\left(\mathrm{Re}, \Delta / d_t\right)$. Для ламинарного течения, в случае не загрязненного частицами канала, удельная сила трения вдоль канала вычисляется по формуле, соответствующей течению Пуазейля в канале круглого сечения, $f_t = 8\pi\mu v_t$, $\lambda = 64 / \mathrm{Re}$.

Если канал существенно загрязнен, забит частицами, то, проводя аналогию с трением в пористой среде, можно ввести проницаемость канала k_t. Тогда удельная сила трения имеет вид $f_t = \omega_t \mu v_t / k_t$, $k_t = 2d_t^2 / (\lambda\, \mathrm{Re})$. Значение $k_t = d_t^2 / 32$ соответствует течению Пуазейля в «чистом» канале.

Для ламинарно-турбулентного и турбулентного режимов течения в канале, которые возникают при $\mathrm{Re} \ge \mathrm{Re}^*$ $(600 \le \mathrm{Re}^* \le 1500)$, при вычислении коэффициента гидравлического трения используется формула Альтшуля

$$\lambda = 0{,}11(\Delta / d_t + 68 / \mathrm{Re})^{0{,}25},$$

которая хорошо описывает экспериментальные данные [8]. Эквивалентная шероховатость Δ, например, для бетонных и цементных каналов варьируется в пределах от 0,3 до 9 мм [8].

Численный алгоритм. Как видно из постановки, задача достаточно объемная. Без учета течения в каналах и скважине численный алгоритм подробно описан в [5]. В указанной работе приводятся результаты моделирования фильтрационного течения в пласте с использованием модели постоянного давления в перфорационных каналах. В данной работе используется усовершенствованный алгоритм для расчета совместных течений в пласте, перфорационных каналах и скважине. Здесь мы не будем описывать детали численной реализации, а лишь выделим общие идеи построения алгоритма.

Мы рассматриваем стационарные режимы, поэтому для определения давления и расхода в каналах и скважине получаются системы нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений, связанных по правым частям и краевым условиям. При получении алгебраических уравнений мы использовали интегро-интерполяционный метод и противопотоковые аппроксимации, принятые в гидродинамике [9]. Линеаризация проводилась в ходе расчетов по методу простой итерации. Последовательное решение задач для пласта, каналов и скважины составляло шаг глобального итерационного процесса.

Отметим, что для ламинарного режима без учета конвективных членов модель течения в каналах и скважине сильно упрощается, и решение этих подзадач может быть включено в итерационный алгоритм решения фильтрационной задачи в пласте. Это позволяет существенно сэкономить вычислительные ресурсы.

Влияние течений в перфорационном канале и в скважине на продуктивность системы перфорационных каналов. Для исследования влияния течения в канале на коэффициент продуктивности рассмотрим модельную задачу с одним каналом, расположенным достаточно далеко от кровли и подошвы пласта. Это позволит исключить влияние интерференции каналов и размеров области.

Параметры базового варианта: радиус скважины $r_b = 8{,}9$ см, радиус влияния скважины $r_e = 254$ см, рабочий перепад давления $\Delta p = p_e - p_h = 0{,}1$ МПа, проницаемость пласта $k_f = 100$ мД, вязкость пластового флюида $\mu = 1$ сп, плотность пластового флюида $\rho = 1000$ кг/м^3. Рассматривается один перфорационный канал, расстояние до подошвы и до кровли пласта одинаковое и равно 122 см, длина перфорационного канала $L_t = 51$ см, диаметр перфорационного канала $d_t = 1{,}3$ см. Зона внедрения бурового раствора и зона уплотнения вокруг каналов не учитываются.

Влияние режимов течения в канале. Для оценки влияния течения в канале будем варьировать проницаемость канала k_t. Значению $k_t = d_t^2 / 32$ соответствует течение Пуазейля. При стремлении проницаемости канала к бесконечности получаем в пределе модель с постоянным давлением в канале. Для имитации загрязнения канала (канал может быть забит частицами: гравийная набивка, песок, проппант, остатки зарядного устройства) варьируем $k_t \div 100 - 1000$ Дарси [6].

Основным технологическим показателем при анализе перфорационных систем является коэффициент продуктивности Pr, равный отношению притока продукта через перфорационные каналы Q к притоку в необсаженную часть скважины Q_0, рассчитываемому по формуле Дюпюи [6].

На рис. 1 приведены расчетные зависимости коэффициента продуктивности от проницаемости канала. Сравниваются три подхода. Первый — без учета течения в канале, второй — с учетом течения в канале с конвективным переносом $(\alpha = 1)$, третий — с учетом течения в канале, но без конвективного переноса $(\alpha = 0)$. Точки 4, 5, 6 показывают, что, если проницаемость канала на 3 порядка больше, чем проницаемость пористой среды, то коэффициент продуктивности почти в 2 раза меньше по сравнению с чистым каналов, если же проницаемость канала 1000 Д — на 10 %. Из сравнения кривых 2 и 3 можно сделать вывод, что при ламинарном режиме течений учет конвективных членов не влияет на продуктивность.

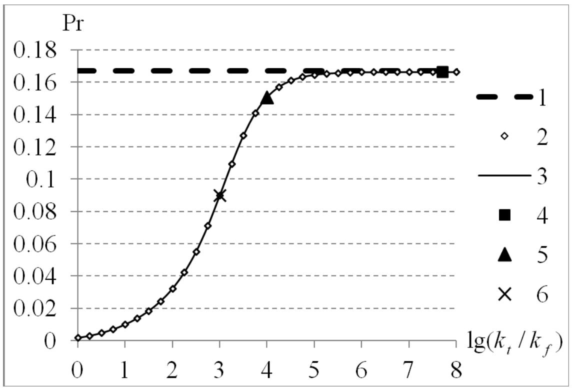
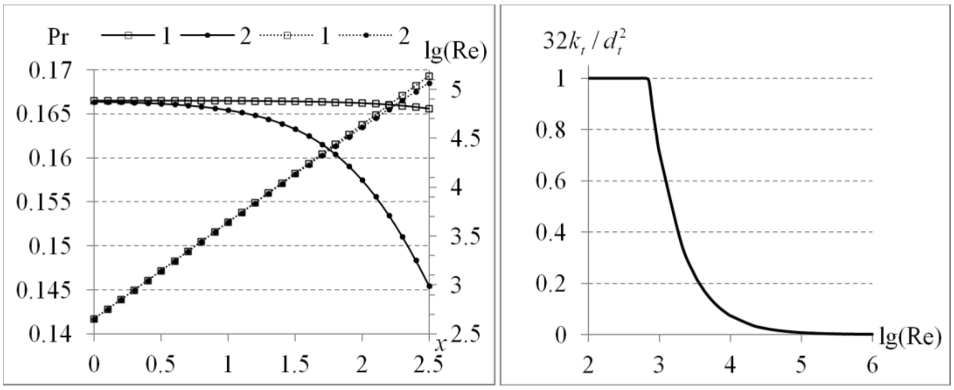


Рис. 1. ***Коэффициент продуктивности канала*** Pr ***в зависимости от проницаемости*** k_t***:***
1 — без учета течения в канале; 2 — с учетом течения в канале с конвективным переносом, α =1; 3 — с учетом течения в канале без конвективного переноса, α = 0; 4 – $k_t = 10^{6,71}$ Д; 5 – $k_t = 10^{3}$ Д; 6 – $k_t = 10^{2}$ Д

В расчетах, приведенных на рис. 1 числа Рейнольдса в канале не превышают 1 000. При увеличении чисел Рейнольдса возникает турбулентный режим течения в канале. В частности, турбулентный режим течения может возникнуть при увеличении рабочего перепада давления Δp . На рис. 2 приведены расчитанные зависимости коэффициента продуктивности (левая шкала, сплошные линии), проницаемости канала и числа Рейнольдса от перепада давления (правая шкала, точечные линии) в логарифмической шкале. При этом k_t рассчитывается с использованием формулы Альтшуля ($\Delta = 0{,}5$ см, $d_t = 1{,}3$ см, $x = \lg(\Delta p / \Delta p_0)$, $\Delta p_0 = 0{,}1$ МПа).



а) б)

Рис. 2. ***Зависимости коэффициентов:***
а) продуктивности и числа Рейнольдса в середине канала от перепада давления
(1 — без учета конвективного переноса, α = 0; 2 — с учетом конвективного переноса, α =1);
б) коэффициента сопротивления (проницаемости) канала от числа Рейнольдса ($Re^* = 700$)

С увеличением перепада давления растет среднее число Рейнольдса в канале. При этом падает проницаемость, то есть пропускная способность канала (см. рис. 2 б), что приводит к снижению продуктивности. При увеличении давления на два порядка коэффициент продуктивности канала падает примерно на 12 % (см. рис. 2 а).

Расчеты с $k_t = const$ представлены на рис. 3 ($k_t = 10^{7{,}71} k_f$ соответствует течению Пуазейля с $k_t = d_t^2 / 32$). Видно, что с увеличением проницаемости канала влияние конвективных членов усиливается (расхождение кривых становится существеннее). Для того чтобы конвективный перенос в канале повлиял на коэффициент продуктивности, необходимо увеличить числа Рейнольдса в канале. Зависимость числа Рейнольдса в канале от рабочего перепада давления указана на правой шкале (см. рис. 2 а). По графикам на рис. 3 и 2 а (левая шкала) можно заключить, что влияние конвективного переноса становится заметным лишь при $x = \lg(\Delta p / \Delta p_0) \geq 1$ или $\mathrm{Re} \geq 5 \cdot 10^3$.

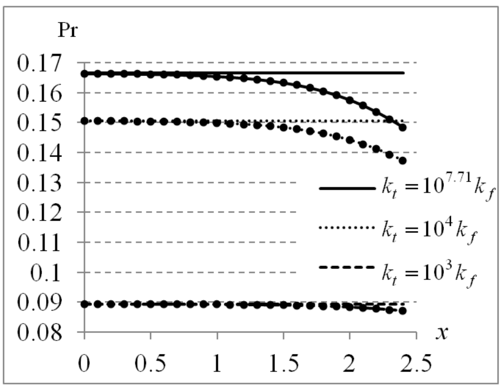


Рис. 3.
Зависимость коэффициента продуктивности от перепада давления при различных k_t:
линии с (●) — расчеты с учетом конвективного переноса, α =1;
линии без (●) — расчеты без учета конвективного переноса, α = 0;
$x = \lg(\Delta p / \Delta p_0)$

При варьировании эквивалентной шероховатости каналов Δ от $0{,}03$ до $0{,}9$ см коэффициент продуктивности практически не менялся для всех просчитанных значений Δp .

Влияние течения в скважине. Анализ влияния течения в скважине на продуктивность работы системы перфорационных каналов проведен для случая ламинарного течения в скважине без учета конвективного переноса, так как представленные выше численные эксперименты с течением в канале показали, что его влияние менее существенно по сравнению со степенью загрязнения канала.

В качестве модельной рассмотрена задача в слоистом пласте, состоящем из 9 слоев различной толщины и проницаемости. Использованы данные о пласте из работы [10]. Суммарная мощность пласта равна $30{,}8$ м. В каждом слое находится спиральная перфорационная система с фазовым углом 60^0 (угол между проекциями осей соседних каналов на плоскость, перпендикулярную оси скважины) и плотностью 18 выстрелов на метр вдоль оси скважины. Длина и диаметр каналов равны соответственно $65{,}7$ и $2{,}1$ см. В каналах рассматривается ламинарный режим течения. В скважине на подошве пласта задано условие непротекания $v_h|_{z=0} = 0$, а на кровле некоторое давление $p_h|_{z=H} = p_w$.

На рис. 4 показана зависимость продуктивности от коэффициента проницаемости канала при различных значениях проницаемости в скважине. Проницаемость скважины k_h варьируется от 100 до 10^9 Д, последнее значение соответствует течению Пуазейля с проницаемостью $k_h = d_h^2/32$. Падение значения k_h до 100 Д соответствует тому, что в скважине может образоваться малопроницаемая пробка, при этом коэффициент продуктивности системы существенно падает (до 10 раз), примерно во столько же раз падает и дебит скважины.

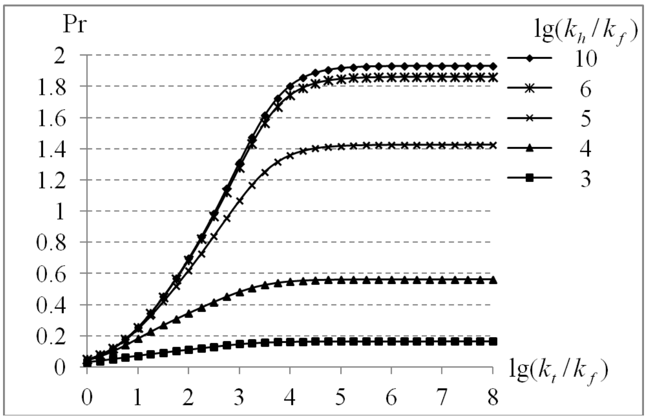


Рис. 4. ***Зависимость коэффициента продуктивности системы перфорационных каналов от проницаемости канала*** k_t ***и скважины*** k_h

Замечание. Систематические расчеты для различных параметров задачи, в частности, показали, что варьирование плотности и вязкости флюида в пределах 500–2 000 кг/м^3 и 0,5–40 сп изменяет коэффициент продуктивности в пределах 1 %, что сравнимо с точностью вычислений.

На основании проведенных численных экспериментов можно сделать определенные выводы.

- Чистота каналов и скважины существенно влияет на коэффициент продуктивности.

- Учет конвективного переноса в модели течения в канале-скважине при ламинарном режиме почти не влияет на изменения коэффициента продуктивности — разница при учете и без учета конвективного переноса менее 1 %.
- Если отношение коэффициентов проницаемости канала-скважины и пористой среды составляет 5 порядков и более, то течением в канале-скважине можно пренебречь.

Список литературы

1. Булатов А. И., Макаренко П. П., Будников В. Ф., Басарыгин Ю. М. Теория и практика заканчивания скважин: Под ред. А. И. Булатова. В 5 т. Т. 5. – М.: Недра, 1998.
2. Karakas M., Tariq S.M. Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions // SPE Production Engineering. February, 1991. Vol. 6, № 1. p.73-82.
3. Sun D., Li B., Gladkikh M., Satti R., Evans R. Comparison of Skin Factors for Perforated Completions Calculated with Computational Fluid Dynamics Software and a Semi-Analytical Model // SPE 143663-MS presented at the SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk. June, 2011. p.1-15.
4. Сохошко С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач: Дис. … докт. техн. наук. Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 211 с.
5. Рудяк В. Я, Бочаров О. Б., Кушнир Д. Ю. Эффективный алгоритм расчета притока флюида в скважину через систему перфорационных каналов // Вычислительные технологии, 2013. т. 18, – № 2. – С. 72-83.
6. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.
7. Попов Д. Н. Динамика и регулирование гидро- и пневмосистем. – М.: Машиностроение, 1977.
8. Курганов А. М., Федоров Н. Ф.Справочник по гидравлическим расчетам систем водоснабжения и канализации. – Л.: Стройиздат, 1973. – 408 с.
9. Андерсон Д., Таннехил Дж., Плетчер Р. Вычислительная гидродинамика и теплообмен. – М.: Мир, 1990.
10. Sinor A., Powers J., Ripp C., Lovin S., McEntire M. Unique Field Research Facility Designed to Accelerate New Technology Development and Enhance Tool Reliability // AADE 01-NC-HO-36 presented at the AADE 2001 National Drilling Conference, Houston, TX, March, 2001. P. 27-29.

Сведения об авторах

Бочаров Олег Борисович, *к. ф.-м. н., доцент, научный сотрудник Новосибирского технологического центра компании «Бейкер Хьюз Б.В.», г. Новосибирск, тел. 89231804288, e-mail: Oleg.Bocharov@bakerhughes.com*

Кушнир Дмитрий Юрьевич, *аспирант, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, тел. 89237096087, e-mail: kushnir.dmitriy@gmail.com*

Bocharov O. B.*, Candidate of Sciences in Physics and Mathematics, associate professor, scientific worker of the Novosibirsk Technology Center of the company «Baker Hughes B.V.», phone: 89231804288, e-mail: Oleg.Bocharov@bakerhughes.com*

Kushnir D. Yu*., postgraduate of Novosibirsk National Research State University, phone: 89237096087, e-mail: kushnir.dmitriy@gmail.com*

УДК 620: 622.24.05

ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРОЧНЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

ELECTROLYTIC TECHNOLOGIES OF DRILL TOOL COMPONENTS STRENGTHENING

Н. Н. Закиров
N. N. Zakirov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***опора долота, износ, композиционные покрытия, технология упрочнения***
Key word: ***drill bit support, wear, composite coating, strengthening technology***

Повышение технико-экономических показателей бурения нефтегазовых скважин в значительной степени можно обеспечить сокращением больших потерь времени на смену изношенного породоразрушающего инструмента, работоспособность которого определяется долговечностью отдельных его узлов и вооружения шарошек. Недостаточная надежность бурильного инструмента приводит к авариям, связанным с большими экономическими потерями на простои и ремонт при строительстве скважин.

Анализ результатов исследований по данной проблеме позволил определить основные перспективные направления, главными из которых являются повышение долговечности работы опорного узла шарошечных долот за счет повышения прочностных и антифрикционных свойств сопрягающихся поверхностей опоры долота.

Опора долота является наиболее важным узлом в конструкции шарошечных долот. Она обеспечивает действие кинематических схем долота и создает условия для эффективной работы вооружения. Одним из главных требований к надежности опор шарошечных долот, согласно результатам исследований, является то, что стойкость опоры долота всегда должна быть выше стойкости его вооружения. Это объясняется тем, что износ вооружения долота в худшем случае приводит к остановке процесса бурения, тогда как преждевременный износ опоры часто вызывает аварийную ситуацию и большие затраты на ее ликвидацию.

Известно, что опора долота — это многорядный неразъемный подшипник, где от работоспособности каждого подшипника зависит долговечность долота в целом. Условия нагружения подшипников опоры долота, как и условия трения, существенно различаются. Это приводит к непрерывному износу опорных поверхностей. Основным видом износа как в герметизированных, так и в открытых опорах является усталостное выкрашивание под влиянием циклических контактных напряжений, действующих со стороны нагруженной части опоры [1].

Таким образом, разработка и внедрение современных, новейших упрочняющих технологий и материалов при разработке породоразрушающего инструмента, конкурентоспособного зарубежным аналогам, является актуальной задачей в поле зрения науки и практики отечественного нефтяного машиностроения.

Среди разнообразных методов упрочнения рабочих поверхностей опоры долота наиболее широко используют цементацию, цианирование, наплавку твердым сплавом. Использование таких технологий, как цементация, цианирование, карбонитрирование, нанесение ионно-плазменных покрытий, может привести к существенному повышению эксплуатационных показателей буровых долот.

Наряду с этим в последние десятилетия успешно развивается технология электроосаждения композиционных гальванических покрытий (КГП) различного целевого назначения. Включение дисперсных упрочняющих частиц в металлическую матрицу изменяет ее физико-механические свойства и износостойкость. Широкие потенциальные возможности таких покрытий для повышения надежности деталей машин в различных отраслях машиностроения изложены в монографиях И. Н. Бородина и Р. С. Сайфуллина [2, 3].

Чтобы оценить возможность использования композиционных покрытий для повышения надежности деталей бурового оборудования, обратимся к свойствам этих покрытий. Наиболее интересными представляются некоторые физико-механические свойства и износостойкость.

С точки зрения износостойкости наибольший интерес представляют композиционные покрытия с хромовой матрицей. Однако дисперсная фаза плохо включается в такие покрытия, и в силу невысокой технологичности процесса наибольшее применение находят покрытия с использованием никеля [2].

Наибольшее количество КГП получают на основе никеля благодаря технологичности процесса, хорошей осаждаемости никеля с дисперсными частицами и высоким физико-механическим свойствам покрытий. Наличие в электролитах никелирования взвешенных частиц по-разному влияет на износостойкость КГП. Весьма эффективно уменьшают износ дисперсные частицы Al_2O_3 (кубическая структура). В общем случае дисперсная фаза уменьшает удельный износ никелевых КГП в 2,5–5 раз по сравнению с его значением для гальванических покрытий.

Износостойкость никелевых КГП, полученных по оптимальной технологии электроосаждения, выше износостойкости закаленных углеродистых, конструкционных и легированных сталей.

Свойства покрытий указывают на возможность их широкого применения для повышения надежности деталей машин. Это хорошо подтверждается рядом примеров практического их использования.

Широкое распространение получили одно- и многослойные КГП на основе никеля для упрочнения лопаток турбин, винтов самолетов и др. Разработаны твердые износостойкие покрытия для рабочих узлов двигателя внутреннего сгорания. КГП на основе никеля применяют также для получения износостойких покрытий. Широкое применение получили самосмазочные покрытия. Такие покрытия наносятся на поршневые кольца, шатуны, вкладыши, стенки цилиндров и т. д. Особенно широко применяют самосмазывающие покрытия на основе никеля. Покрытия на основе никеля с дисульфидом молибдена не только уменьшают коэффициент трения и износ, но и надежно защищают поверхность деталей от воздействия агрессивной среды.

Приведенные примеры показывают, что буровая техника и инструменты имеют много общих деталей, работающих в сходных условиях, поэтому можно утверждать о наличии условий применения таких покрытий для повышения надежности и долговечности деталей буровой техники. Но некоторые примеры показывают, что свойства покрытий с разнородной дисперсной фазой могут превосходить свойства однокомпонентных покрытий. Сравним свойства хотя бы нескольких композиционных покрытий [2] (таблица).

Физико-механические свойства композиционных покрытий

Вид КГП	Микротвердость, МПа	Удельный износ, $W \cdot 10^{-5}$ мм^3/Н·м
$Ni – HfB_2$	4 600	1,8
$Ni – HfB_2 – MoS_2$	4 000	0,8
$Ni – WC$	4 000	2,0
$Ni – WC – MoS_2$	3 900	1,7

Приведенный пример показывает целесообразность более подробного рассмотрения вопроса о получении композиционных покрытий с разнородной дисперсной фазой.

Таким образом, можно полагать, что имеется достаточно широкая номенклатура деталей нефтепромыслового и бурового оборудования, которую целесообразно упрочнять композиционными покрытиями.

Вопросам осаждения композиционных гальванических покрытий (КГП) посвящено значительное количество работ. Однако более системно к исследованию механизма осаждения дисперсной фазы из электролитов-суспензий (ЭС) подошли И. Н. Бородин и Л. И. Лозицкий [4]. Что касается получения покрытий с разнородной дисперсной фазой, то идея их получения заимствована из технологии получения металлокерамических материалов методом порошковой металлургии.

Первые упоминания о получении покрытий с разнородной дисперсной фазой находим в работе [5]. Композиционные гальванические покрытия на основе меди содержали $BaSO_4$ и $SrSO_4$, или $BaSO_4$ и слюду, или графит и $BaSO_4$, или MgS_2 и $BaSO_4$, или графит и $SrSO_4$, или MoS_2 и $SrSO_4$. В работе [6] приводятся сведения о кинетике соосаждения инертных частиц SiC и TiO_2 из сульфаматного электролита никелирования. С целью снижения скорости окисления никеля покрытия получали с разнородной дисперсной фазой SiO_2 и MgO в количествах 0,1 и 0,8 % масс. Скорость окисления никеля при этом уменьшалась в 1,5–2 раза, а термостойкость возрастала до 800 ^{0}C.

Авторами в работе [7] подобран состав электролита и условия осаждения композиционных электролитических покрытий, содержащих 8–15 % Р и 1,5–6 % дисперсных частиц В, С, Si, Al_2O_3. Эти покрытия обладают внутренним напряжением, равным 300–500 кгс/см^2 и микротвердостью после термообработки при 400–500 ºС, равной 800–900 кгс/мм^2.

Довольно обширные сведения о возможности осаждения композиционных гальванических покрытий с разнородной дисперсной фазой приведены в работе [2]. В монографии показано, что поликомпозиционные покрытия на основе никеля, железа и хрома могут быть получены с карбидами вольфрама, гафния, оксидами алюминия и циркония, боридами гафния и циркония.

В качестве твердых смазок могут быть использованы дисульфид молибдена или гексогональный нитрид бора, как в случае осаждения хромовых покрытий. Износостойкость покрытий с разнородной дисперсной фазой в 1,5–2,0 раза выше износостойкости ряда КГП. Здесь же показана возможность соосаждения меди с графитом и молибденитом или с молибденитом и диселенидом ниобия. Показано, что износостойкость таких покрытий и в вакууме, и на воздухе выше износостойкости самосмазывающихся покрытий с дисульфидом молибдена.

Исследование температурного режима работы узлов трения представлено автором в работах [8, 9]. Установлено, что нанесение на внутреннюю поверхность шарошки твердосмазочного поликомпозиционного гальванического покрытия $Cu\text{-}Al_2O_3\text{-}MoS_2$ снижает температуру в подшипниках скольжения путем отвода тепла в тело шарошки. Нанесение медного оксидно-сульфидного гальванического покрытия увеличивает коэффициент теплопроводности и теплоотдачи внутренних поверхностей трения шарошки, что, в свою очередь, снижает температуру в периферийном подшипнике скольжения и опорной поверхности концевого подшипника.

В исследовании автора [10, 11] показана принципиальная возможность получения композиционных покрытий с разнородной дисперсной фазой заданного состава. Разработанная физико-математическая модель кинетики осаждения композиционных покрытий по механизму конвективной диффузии, конвективно-миграционному механизму и механизму смешанной кинетики позволяет рассчитать оптимальный состав композиционного покрытия по основным технологическим параметрам процесса осаждения, а также вычислить оптимальные технологические режимы осаждения покрытий по заданному составу [12].

Представленные в работах автора исследования в области разработки и внедрения современных упрочняющих технологий и материалов, а также исследования других авторов показали перспективность дальнейших исследований, позволяющих наиболее полно реализовать возможности электролитического соосаждения ионов металла и дисперсных частиц различных по природе порошков с целью разработки новых технологий упрочнения деталей бурового оборудования и инструмента.

Список литературы

1. Закиров Н. Н. Исследование деталей бурового долота 215,9 МС-ГНУ-R45 / Н. Н. Закиров, И. Н. Бородин, И.М. Борко // Тез. докл. Международ. науч. техн. конф. «Новые материалы и технологии в машиностроении». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – С. 46-48.
2. Бородин И. Н. Упрочнение деталей композиционными покрытиями. – М.: Машиностроение, 1982. – 140 с.
3. Сайфуллин Р. С. Неорганические композиционные материалы. – М.: Химия,1983. – 300 с.
4. Бородин И. Н. Порошковая гальванотехника. – М.: Машиностроение, 1990. – 236 с.
5. Пат. США 3672970, T.W. Tomaszewski, L.C. Tomaszewski. 27.06. 1972.
6. Пат. США 3687824 T.W. Tomaszewski, L.C. Tomaszewski. 29.08. 1972.

7. Микайлене Е. С. Композиционные электролитические покрытия на основе никеля / Е. С. Микайлене, Ф. П. Фролова // Тр. АН Лит. ССР, Вильнюс, 1982. – № 6/133. – С. 10-14.
8. Закиров Н. Н. Температурный режим работы узлов трения / Н. Н. Закиров, И. Н. Бородин // Изв. Вузов Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – № 3. – С. 106-111.
9. Закиров Н. Н. Температурный режим работы узлов трения бурового долота // Бурение и нефть, 2004. – № 9. – С. 12-14.
10. Закиров Н. Н. Композиционные гальванические покрытия для бурильного инструмента. – М.: Недра, 2002. – 122 с.
11. Закиров Н. Н. Композиционные антифрикционные покрытия для буровых долот. – М.: Бурение и нефть. – № 11, 2003. – С. 22-23.
12. Закиров Н. Н. Композиционные гальванические покрытия для бурильного инструмента. – М.: Недра, 2002. – 122 с.

Сведения об авторе
Закиров Николай Николаевич, *д. т. н., профессор, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)738598*
Zakirov N. N*., Doctor of Technical Sciences, professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)738598*

УДК 553.98.04(075.8)

КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОДЛЕНИЮ РЕНТАБЕЛЬНОГО ПЕРИОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

PACKAGE OF MEASURES AIMED AT EXTENSION OF THE GAS DEPOSITS OPERATION COMMERCIAL PERIOD

А. А. Ефремов
A. A. Efremov

ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Тюмень

Ключевые слова: ***завершающая стадия разработки, регулирование обводнения газовых залежей, геолого-технические мероприятия, продление срока эксплуатации скважин***
Key words: ***the final phase of the development, regulation of flooding gas deposits, geological and technical measures, extending the life of wells***

В настоящее время значительная доля газовых залежей крупнейших месторождений России находится на завершающей стадии разработки или приближается к ней. В связи с этим работы по изысканию способов продления рентабельного периода их эксплуатации становятся все более актуальными.

Для сеноманских газовых залежей на завершающей стадии разработки первоочередной задачей является контроль процесса обводнения газонасыщенных интервалов, а также применение различных технических решений, позволяющих обеспечить вынос пластовой воды и мехпримесей из газовых скважин в условиях низкого пластового давления и, соответственно, продление срока их эксплуатации.

С целью осуществления контроля и анализа течения внутрипластовых массообменных процессов помимо мониторинга продвижения газо-водяного контакта необходимо анализировать эффективность дренирования запасов газа и, как следствие, корректировать режим эксплуатации залежи. Кроме того, на основе экспериментальных данных для пластовых условий, аналогичных сеноманской залежи Ямбургского месторождения, на различных участках залежи в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллектора в обводненной части газонасыщенных интервалов теряется некоторое количество пластового газа в защемленном состоянии, что также необходимо учитывать.

Разработка газовых залежей при водонапорном режиме обычно сопровождается неравномерным продвижением воды по площади и разрезу. Это приводит к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин, защемлению за фронтом вытеснения значительных количеств газа, ухудшению технико-экономических показателей разработки и снижению конечных коэффициентов газоотдачи.

Обводнение газовых залежей в условиях проявления упруго-водонапорного режима — естественный процесс. Необходимым условием обеспечения рациональной разработки является регулирование продвижения пластовых вод. Известны следующие способы регулирования обводнения газовых залежей [1]:

- отбор части внедряющейся в залежь воды с помощью скважин, расположенных вблизи начального контура газоносности;
- закачка с поверхности в обводнившиеся зоны (или участки залежи вблизи контура газоносности у основания языка обводнения в наиболее узкой его части) газообразных или жидких агентов, создающих добавочные сопротивления продвижению воды (снижающие фазовую проницаемость для воды);
- перераспределение дебитов газовых скважин, закрытие отдельных эксплуатационных скважин на водоопасных направлениях и бурение дополнительных скважин в слабодренируемых зонах;
- применение комбинированной системы вскрытия и отработки продуктивных пластов на многопластовых месторождениях.

Эти способы имеют определенные недостатки.

- Для отвлечения части внедряющейся в залежь воды необходимо бурить «разгрузочные» скважины и отбирать ее значительные объемы.
- При комбинированной системе вскрытия и отработки продуктивных пластов необходимо иметь значительное число резервных скважин для регулирования отбора газа из отдельных пропластков.
- Одним лишь распределением отбора газа по разрезу не всегда удается обеспечить равномерное обводнение эксплуатационных пропластков.
- На стадии проектирования разработки газовых залежей основные направления активного продвижения пластовых вод обычно неизвестны. Это затрудняет эффективное применение комбинированной системы вскрытия и отработки пластов и размещение «разгрузочных» скважин.
- Для создания дополнительных сопротивлений продвижению воды в залежь необходимо закачивать с поверхности жидкие или газообразные агенты. Данным способом достигается снижение фазовой проницаемости для воды преимущественно в призабойных зонах скважин, то есть он имеет локальное значение. Вода вскоре обходит эти места и прорывается к соседним эксплуатационным скважинам.
- Перераспределение отборов газа из эксплуатационных скважин с целью регулирования продвижения вод в большинстве случаев является запоздалым мероприятием.

Для регулирования обводнения газовых залежей эффективно использовать остаточный газ, защемляемый водой в пористой среде. Согласно проведенным экспериментам [1], защемление газа в пористой среде сопровождается существенным снижением фазовой проницаемости для воды — от 4,2 до 11,7 раз по сравнению с абсолютной проницаемостью. При последующем снижении давления в заводненных объемах пласта, что характерно для водонапорного режима, фазовая проницаемость для воды, замеренная для условий однофазного движения ее в пористой среде (при наличии только неподвижного расширившегося газа и мгновенного ухода из заводненной зоны подвижного газа), дополнительно уменьшается от 1,6 до 3,9 раз (по сравнению с абсолютной проницаемостью). Если учесть, что в заводненной зоне движется смесь воды и части ранее защемленного газа, то фазовая проницаемость для воды снижается более существенно. Таким образом, в результате защемления и последующего расширения остаточного газа фазовая проницаемость для воды уменьшается более чем в 10–30 раз по сравнению с абсолютной проницаемостью.

Следовательно, если в зонах интенсивного вторжения воды в залежь создать условия, способствующие расширению и частичному движению защемленного газа, то это приведет к замедлению продвижения по ним фронта воды и в конечном счете к выравниванию контура газоносности. Это достигается за счет понижения давления (по сравнению с давлением защемления газа водой) в зонах опережающего обводнения газовой залежи, например, путем отбора воды из обводнившихся эксплуатационных скважин (или даже резким увеличением отборов газа из соседних газовых скважин). Опытные данные по снижению давления в заводненных моделях пласта при отсутствии и наличии притока законтурной воды показывают, что только в начальный период необходимо извлекать значительные объемы воды. Затем по мере расширения и движения защемленного газа приток воды резко снижается. При этом не нужно стремиться извлечь всю поступающую в пласт воду, а только отбирать такие объемы воды, чтобы обеспечить ее равномерное продвижение по всему фронту.

Отличительная особенность предлагаемого способа регулирования продвижения воды в газовые залежи состоит в том, что он основан на использовании характерных особенностей проявления водонапорного режима, то есть внутренних характеристик самого регулируемого процесса. Данный способ в определенной степени свободен от недостатков других методов. Фазовая проницаемость для воды уменьшается во всей области снижения давления (в зоне возмущения — при отборе воды из обводнившихся скважин).

Вопросы накопления и удаления жидкости из скважин наиболее актуальны на поздней стадии эксплуатации месторождений, когда в результате уменьшения пластовой энергии дебиты газа снижаются, и приходится принимать меры по предотвращению выхода скважин из числа действующих. С этой целью используют различные методы снижения удельных потерь давления в подъемных трубах. Как показала практика, наиболее эффективны методы эвакуации жидкости на поверхность.

Традиционные представления о работе газовых скважин при наличии в потоке жидкости основаны на гидродинамике двухфазных смесей. Согласно положениям этой теории основным фактором, определяющим однонаправленное восходящее движение фаз в вертикальных трубах, является скорость газожидкостного потока. Вынос жидкости или ее накопление на забое и в стволе скважины определяются величиной этой скорости [2].

В зависимости от характера действия этих методов на газожидкостный поток их подразделяют на механические и физико-химические, причем те и другие по режиму работы применяют как для периодического, так и для непрерывного удаления жидкости.

Периодическое удаление жидкости из газовых скважин осуществляется при помощи продувок в атмосферу, остановкой скважин для поглощения жидкости пластом, продувкой через сифонные трубки, вспениванием жидкости за счет ввода в скважину пенообразователя, применением плунжерного лифта.

Непрерывное удаление жидкости достигается эксплуатацией скважин при скоростях газа, обеспечивающих вынос воды с забоя, непрерывной продувкой через сифонные или фонтанные трубки, плунжерным лифтом, забойным эжектором, откачкой жидкости скважинными насосами, вспениванием жидкости за счет ввода в скважину пенообразователя при помощи устройств непрерывного действия, диспергированием жидкости.

В промысловых условиях наиболее широкое применение нашли физико-химические методы периодического и непрерывного удаления жидкости, использование установок плунжерного лифта различных модификаций, методы эксплуатации скважины при скоростях газа, обеспечивающих вынос жидкости с забоя. Существуют также разработки по удалению жидкости с забоев скважин при помощи реверсных насадок.

Выбор метода удаления жидкости с забоев газовых скважин носит индивидуальный характер и связан с геолого-промысловой характеристикой месторождения, стадией его разработки, конструкцией скважины, количеством поступающей воды и принятой схемой обустройства.

Как уже отмечалось, по мере истощения залежи происходит рост скорости газового потока, необходимой для постоянного выноса жидкости из скважины. В связи с этим необходимо постоянно увеличивать отборы газа либо периодически уменьшать диаметр НКТ.

Увеличение отборов газа возможно за счет снижения устьевого давления, но это приводит к ухудшению работы УКПГ, снижает сроки действия низкотемпературной сепарации, уменьшает бескомпрессорный период эксплуатации. Следует отметить, что применение этого метода возможно до тех пор, пока давление на устье скважины не станет равным давлению в магистральном газопроводе.

Замена колонны насосно-компрессорных труб связана с проведением капитального ремонта и глушения скважин, что в условиях падающей добычи неизбежно приводит к ухудшению фильтрационных характеристик пласта, засорению призабойной зоны и резкому снижению добывных возможностей. Кроме того, в ряде случаев применение колонны меньшего диаметра не дает положительных результатов.

Это объясняется тем, что уменьшение диаметра не снижает потерь давления при движении газожидкостной смеси и в зависимости от количества поступающей жидкости может даже привести к уменьшению скорости потока и самопроизвольной остановке скважины.

Довольно широкое применение почти во всех газодобывающих районах страны в настоящее время нашли физико-химические методы выноса жидкости с забоя скважины на поверхность. Введение в жидкость, находящуюся на забое, даже небольших концентраций пенообразующих веществ существенно снижает поверхностное натяжение на границе газ — жидкость. Благодаря этому при барботаже газа через жидкость, содержащую пенообразующее вещество, в скважине образуется столб пены. Поскольку пены имеют большой диапазон изменения плотности, даже небольшая скорость восходящего потока газа (0,2–0,5 м/с) обеспечивает вынос всей пенистой массы на поверхность.

Одним из основных направлений исследования в газодобыче является поиск способов ограничения притока пластовых вод в газовые скважины. Это связано с тем, что наряду с большим количеством обводненных скважин некоторые виды ремонтных работ (например, изоляция обводненных пропластков, борьба с заколонной циркуляцией воды сверху, отключение верхних обводненных пластов при переводе на эксплуатацию нижних горизонтов) практически не имеют технического решения.

Увеличение числа случаев обводнения продуктивных пластов свидетельствует о недостаточной эффективности существующих технологий проведения ремонтно-изоляционных работ и водоизолирующих составов.

Необходимость проведения капитального ремонта эксплуатационных скважин сопряжена с большими затратами материальных и трудовых ресурсов, а также снижением общего объема добываемого природного газа по месторождению.

При разработке Уренгойского и Ямбургского НГКМ основные причины осложнений, возникающих при добыче газа, связаны с естественными процессами, влияющими на изменение состояния пласта-коллектора и ведущими к его разрушению. Падение пластового давления ведет к увеличению эффективного сжимающего давления, напряжений в приствольной зоне продуктивного пласта, к изменению порометрических характеристик продуктивного интервала, к росту перепадов давления между водоносным и продуктивным пластами.

На месторождениях Западной Сибири распространено обводнение скважин по отдельным (наиболее проницаемым) пропласткам продуктивного пласта из-за крайне неравномерной выработки послойно-неоднородных участков, характерных для большинства месторождений данного региона. Прорыв воды в скважины и их обводнение в подавляющем большинстве случаев происходит задолго до предполагаемого завершения отбора газа из пласта.

Из неселективных методов изоляции водопритоков в настоящее время применяется всего лишь два: установка в скважине мостов, обычно цементных, и создание искусственных водоизоляционных экранов из материалов, не обладающих селективными качествами. Однако целью любых изоляционных работ, за исключением полной изоляции продуктивного горизонта, является избирательная закупорка обводненных интервалов.

Больше всего исследований проведено по разработке водоизолирующих составов, которые с учетом природы химических реагентов можно систематизировать по четырем группам:

- неорганические водоизолирующие реагенты;
- органические полимерные материалы;
- элементоорганические соединения;
- органоминеральные композиции.

Применение селективных водоизолирующих агентов для газовых скважин различных типов дает крайне неоднозначные результаты. Типы составов имеют ряд ограничений по условиям применения. Ввиду недостаточной проработки технологии проведения работ эффективность избирательной изоляции водоносных интервалов, как правило, невысока. Общепризнанная оценка областей и условий применения способов селективной изоляции водопритоков, основанных на закачке в пласт селективных водоизолирующих материалов, также отсутствует.

На месторождениях Медвежье, Уренгойское, Вынгапуровское наиболее широко был использован способ установки цементных мостов в стволе скважины с последующим дострелиknown достреливанием новых интервалов перфорации. Этот способ оказался малоэффективным и несовершенным. При использовании этого способа через некоторое время конус подошвенной воды подтягивался к новым интервалам перфорации, поэтому возникала необходимость повторять процессы установки новых мостов. При использовании указанного способа во всех скважинах дострелиались новые фильтры и вовлекались в эксплуатацию верхние горизонты продуктивного пласта.

С целью снижения отрицательных последствий изоляционных работ (многократная установка цементных мостов, бесконтрольная закупорка поровых каналов необводненной части пласта-коллектора цементным раствором) научными и проектными организациями был представлен целый ряд научных разработок, апробировавшихся с разной степенью успешности на месторождениях севера Западной Сибири. К ним относятся [2]:

- создание выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания в эксплуатационной колонне максимально возможного давления для оттеснения статического уровня подошвенной воды в пласт и подготовки скважины к проведению работ по изоляции;
- предварительная закачка буферной жидкости с вязкостью, меньшей вязкости пластовой воды, для продавливания газа, находящегося в скважине, с последующим вытеснением ее блокирующим агентом, поступающим в продуктивный пласт (что позволяет вытеснить пластовую воду только в водоносный горизонт и с большей эффектвностью провести его изоляцию);
- установка пакера над водопроявляющим пропластком, осуществление последовательной закачки воздуха через НКТ и одновременного закачивания сырой нефти или стабильного газового конденсата в газонасыщенную часть пласта через затрубное пространство.

Все перечисленные способы имеют ряд ограничений, и возможность их применения должна определяться индивидуально по каждой конкретной скважине.

Способы изоляции притока подошвенных вод в основном сводятся к задавливанию тампонирующего материала в обводненные интервалы или в предполагаемые каналы в заколонном пространстве через эксплуатационный фильтр или специально созданные для этого перфорационные отверстия. Одновременно с этим разные авторы рекомендуют перед закачкой тампонирующего материала осуществлять закачку в пласт разных технологических составов (глинистых растворов, пенных систем, гелеобразующих составов и т. д.) с целью заполнения пласта для образования однородного изоляционного экрана в приствольной зоне, а также для изоляции проникновения тампонажного раствора в продуктивный пласт. Однако по данной технологии изоляция коллектора продуктивного пласта происходит по всему интервалу, то есть происходит проникновение изолирующего материала и в продуктивную, и в водоносную части пласта. При этом в призабойной зоне в интервале продуктивного и водоносного пластов создается изолирующий экран.

Одной из основных сложностей при проведении водоизоляционных работ является некачественная изоляция притока подошвенной воды в условиях отсутствия четкого разделения водоносного и продуктивного горизонтов и возможности обхода жидкостью изолированных интервалов по мощности пласта в процессе эксплуатации скважины.

В условиях высокопроницаемых коллекторов, характеризующихся аномально низкими пластовыми давлениями, обычно применяемые технологии малоэффективны из-за сильного загрязнения продуктивных пластов твердой фазой рабочих жидкостей.

В связи с этим необходимо отметить технологию проведения ремонтно-изоляционных работ с использованием жидкого стекла с гелеобразующими и отверждающими жидкостями [3].

Так как их взаимодействие протекает довольно быстро, то предусмотрены их раздельная закачка и продавка в изолируемую зону пласта. Полученная таким образом изоляция водопритока долговременна и не разрушается даже при кислотных обработках, что выгодно отличает ее от других технологий.

Данная технология изоляции притока пластовых вод в скважину нашла широкое применение при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах, характеризующихся аномально низкими пластовыми давлениями, на месторождениях Западной Сибири.

Объектами для проведения ремонтно-изоляционных работ являются обводненные скважины, которые обычными средствами невозможно пустить в работу.

Представленная технология рекомендуется к применению при условии соблюдения следующих требований:

- изолирующий состав должен свободно продавливаться в низкопроницаемый обводненный продуктивный пласт и прочно скреплять песок при последующем твердении с образованием водонепроницаемого конгломерата;
- изолирующий материал (связка) должен обладать хорошей адгезией к влажной горной породе продуктивного пласта;
- необходимо предусматривать заполнение каверн и каналов, образовавшихся в результате выноса песка из пласта;
- технология не должна приводить к осложнениям при освоении скважин после ремонта;
- применяемые вспомогательные технологические жидкости должны легко удаляться из продуктивной зоны пласта при освоении скважины;
- применяемые материалы не должны загрязнять пластовые воды токсичными веществами.

Практический интерес представляет также эффективно реализованный на Оренбургском месторождении способ восстановления обводненных скважин закачкой сухого газа под высоким давлением. Механизм освоения следующий. В разрезе скважины, предположим, имеется два суперколлектора. По одному из них она обводнилась. При подаче газа высокого давления вода из скважины оттеснялась в обводненный (и частично необводненный) суперколлектор. После снижения забойного давления ниже давления в необводненном суперколлекторе скважина зафонтанировала за счет естественного газлифта. Из обводненного пропластка стала поступать пластовая вода, а из необводненного — газ. Таким образом введен в эксплуатацию ряд обводненных скважин Оренбургского месторождения [4].

Подводя итог, можно утверждать, что с целью регулирования процесса обводнения залежи целесообразно искусственное инициирование зон пониженного давления (по сравнению с давлением защемления газа водой) в зонах опережающего обводнения газовой залежи, что за счет энергии высвобождающегося защемленного пластового газа позволяет многократно понизить фазовую проницаемость коллектора по воде. Однако необходимо отметить, что в настоящее время на поздней стадии разработки газовой залежи почти невозможно подобрать экономически оправданные способы доизвлечения остаточных низконапорных запасов газа. В части продления срока эксплуатации добывающих скважин в условиях интенсивного обводнения не подвергается сомнению необходимость проведения общепринятого комплекса геолого-технических мероприятий, но, безусловно, требуется апробация и внедрение на основе ее результатов новых технических решений.

Список литературы

1. Закиров С. Н., Коротаев Ю. П. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. – М.: Недра, 1976. – 240 с.
2. Гасумов Р. А., Нерсесов С. В. и др. Технология изоляции притока пластовых вод в газовых и газоконденсатных скважинах: Обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: 000 «ИРЦ Газпром», 2005. – 108 с.
3. Гасумов Р. А., Мазанов С. В. и др. Удаление жидкости из газовых и газоконденсатных скважин в процессе их эксплуатации и ремонта: теория и опыт: Обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 88 с.
4. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998.– 628 с.

Сведения об авторе

Ефремов Александр Анатольевич, *аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, геолог 1 категории, ООО «Газпром добыча Ямбург», Управление геологии, разработки и лицензирования месторождений, тел. 8(3494)966830, e-mail: A.Efremov@ygd.gazprom.ru*

Efremov A. A., *postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, geologist of category I of the company «Gasprom dobycha Yamburg, Ltd.», Department of fields geology, development and licensing, phone: 83494966830, e-mail: A.Efremov@ygd.gazprom.ru*

УДК 622.279.7

ОСОБЕННОСТИ ЛИКВИДАЦИИ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

PECULIARITIES OF EXPLORATORY WELLS LIQUIDATION IN THE CONDITIONS OF THE EXTREME NORTH

И. А. Кустышев
I. A. Kustyshev

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Ключевые слова: ***поисково-разведочная скважина, ликвидация, эксплуатационная колонна, ликвидационный цементный мост, незамерзающая жидкость, устьевое оборудование***
Key words: ***prospecting well, producing string, cement bridging, well abandonment, non-freezing liquid, well-head equipment***

Основные запасы природного газа в Российской Федерации сосредоточены в Западной Сибири. Здесь долгие годы проводились геолого-разведочные работы по изысканию подземных кладовых ценнейшего углеводородного сырья: нефти, газа и газового конденсата. Пробуренные в разные годы и исполнившие свое назначение поисково-разведочные скважины консервировались. В настоящее время эти скважины представляют угрозу экологии окружающей территории и нуждаются в ликвидации. При этом необходимо устранить риски возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций, предупредить загрязнение окружающей среды, что связано с проведением работ по ликвидации скважин в условиях удаленности территории [1].

Географически район, в котором проводятся работы по ликвидации скважин, находится в пределах заполярной части Западно-Сибирской равнины, относящейся к регионам Крайнего Севера. Территория представляет собой пологоволнистую тундровую равнину, наклоненную в северо-восточном направлении и в значительной степени переработанную эрозионными и криогенными процессами. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 0 до 5 м. Нередко по территории работ протекает небольшая судоходная река, но чаще — ее многочисленные несудоходные притоки, которые сильно меандрируют (изменяют русла), образуя озера, протоки и старицы. Глубина рек от 4 до 8 м. Питание рек и озер дождевое и снеговое, доля грунтового питания незначительна ввиду наличия многолетнемерзлых пород (ММП). Мощность ММП достигает 400 м. Сезонное протаивание ММП начинается в конце мая — начале июня и заканчивается в середине сентября — начале октября. Средняя глубина протаивания мерзлоты составляет 0,8–1,5 м. Характерно наличие сквозных и несквозных таликов под руслами рек, озер и ручьев. Из специфических форм мерзлотного рельефа часто встречаются бугры пучения, гряды, воронки и поля протаивания. Растительный мир очень скуден. Сухие водораздельные участки заняты карликовыми березами, кустарниками, мхами [2].

Климат района резко-континентальный, среднегодовая температура воздуха — + 6,9 ^{0}С. Средняя температура зимних месяцев от –25 до –28 ^{0}С. Абсолютный минимум –57 ^{0}С. Средняя температура летних месяцев от +6 до +9 ^{0}С, максимальная +31 ^{0}С. Годовое количество осадков составляет 350–400 мм, причем основная их доля приходится на летне-осенний период времени. Плотность населения на территории проведения работ крайне низкая, крупные населенные пункты отсутствуют, дорог почти нет.

Особенностью ликвидации ранее пробуренных поисково-разведочных скважин является их постепенная, растянутая во времени ликвидация в зависимости от степени опасности, выявленной в процессе технического освидетельствования этих скважин, проводимого ежегодно в летний период очень короткого полярного лета.

Скважины, подлежащие ликвидации, закончены строительством и находятся в консервации. По данным геофизических исследований (АКЦ), обсадные колонны зацементированы до устья. В эксплуатационных колоннах обычно установлены консервационные цементные мосты, но встречаются скважины, в которых по причине аварии их нижняя часть ликвидирована [3, 4].

Все поисково-разведочные скважины, подлежащие ликвидации, имеют свои индивидуальные особенности, и в первую очередь различные диаметры эксплуатационных колонн, начиная от 140 мм и заканчивая 219 мм, а также разную глубину их спуска. Поэтому их ликвидация должна проводиться по индивидуальным техническим проектам. В исключительных случаях, если скважины имеют идентичные геолого-технические условия, допускается осуществлять работы по общему групповому проекту [5]. При этом следует выбирать такие скважины, в которых геолого-технические параметры были бы схожими или приближались бы к общему знаменателю. Одним словом, нужно искать то, что может объединить скважины с разными условиями в единое целое.

Нами выбрана одна скважина, так называемая «средняя» скважина, условия которой в приближении могут подойти к группе скважин. Такой скважиной стала скважина с максимальным диаметром эксплуатационной колонны и с наибольшей глубиной спуска, при этом разница в глубинах спуска эксплуатационных колонн не превысила 400 м, что допустимо по требованиям нормативных документов Ростехнадзора [6, 7].

Конструкция «средней» скважины представляет собой (рисунок): кондуктор диаметром 426 мм, спущенный до глубины 400 м и зацементированный до устья; первую техническую колонну диаметром 299 мм, спущенную до глубины 1 230 м и зацементированную до устья; вторую техническую колонну диаметром 245/219 мм, спущенную до глубины 3 443 м и зацементированную до устья; составную эксплуатационную колонну диаметром 168/146/140 мм, спущенную до глубины 3 598 м и зацементированную до устья. Устье обвязано колонной головкой ГК4х700, на которой размещена фонтанная арматура АФК6М-50х700.

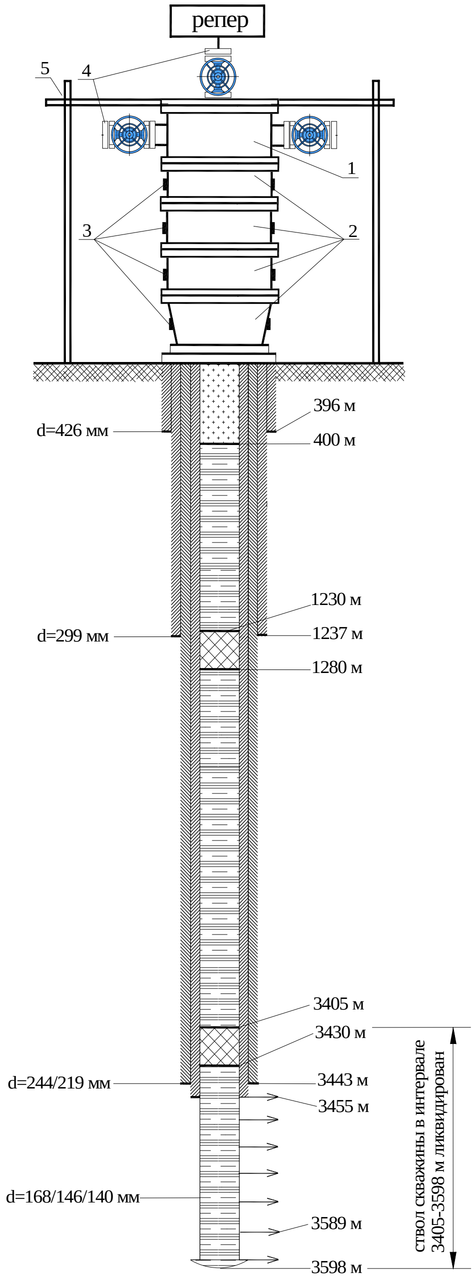


Рисунок. ***Конструкция «средней» скважины, подлежащей ликвидации:***
1— трубная головка фонтанной арматуры;
2 — многосекционная колонная головка;
3 — заглушка; 4 — глухой фланец;
5 — ограждение устья скважины

Скважина заполнена раствором хлорида кальция ($CaCl_2$), оставшимся после проведения работ по техническому освидетельствованию. Внутрискважинное оборудование и насосно-компрессрные трубы (НКТ) отсутствуют. Консервационные цементные мосты установлены в башмаках первой и второй технических колонн (1 230–1 280 м; 3 405–3 430 м). В интервале ММП скважина заполнена газоконденсатом (дизтопливом). Внутреннее избыточное давление на устье скважин отсутствует.

При выводе этой скважины из консервации необходимо проведение работ по ее техническому освидетельствованию геофизическими методами, по расконсервации и последующей ликвидации. Причем все работы можно проводить только в зимний период после того, как промерзнет поверхностный слой тундры, и установятся «зимники». Первоначально будет проведено растепление скважины с использованием комплекса оборудования для промывки скважин (КОПС). Затем будет демонтировано устьевое оборудование и разбурены все цементные мосты до забоя скважины. После этого будут установлены ликвидационные цементные мосты, а интервал залегания ММП заполнят незамерзающей жидкостью и в заключение будет оборудовано устье. В завершение будут проведены работы по рекультивации всей территории площадки, на которой находится скважина.

Причем работы на этих скважинах будут проводиться по индивидуальным планам, разработанным исполнителем работ, утвержденным главным инженером предприятия и согласованным с местными органами Ростехнадзора. При этом основанием для принятия окончательного решения на ликвидацию конкретной скважины являются результаты технического освидетельствования состояния скважины и оценки надежности используемой части ее крепи в процессе дальнейшей эксплуатации с оформлением необходимых документов: справки содержащей сведения об истории бурения, выкопировки из структурной карты, сведений о проекте на строительство скважины, подлежащей ликвидации и т. д.

В процессе ликвидации в скважину повторно спускаются НКТ до глубины установки верхнего цементного моста, проводится циркуляция раствора до выравнивания его плотности по всей глубине ствола (не менее 2 циклов). Скважина заполняется «свежеприготовленным» технологическим раствором. При необходимости проводится технологический отстой в течение 10–12 часов со стравливанием газовых шапок и доливом в затрубное пространство технологического раствора с последующей циркуляцией жидкости глушения в течение 2 циклов.

Затем разбуривается верхний цементный мост, и только после этого спускается НКТ до глубины установки нижнего цементного моста. Вновь проводится циркуляция жидкости глушения. Скважина заполняется «свежеприготовленным» раствором. При необходимости проводится очередной технологический отстой в течение 10–12 часов со стравливанием газовых шапок и доливом в затрубное пространство с последующей циркуляцией жидкости глушения в течение 2 циклов. После этого нижний цементный мост проверяется на прочность и герметичность. В случае его герметичности дальнейшие работы по его разбуриванию и достижения забоя проводить не обязательно.

Далее готовится свежий тампонажный раствор для установки нижнего ликвидационного цементного моста. Лучше всего его устанавливать в виде продолжения нижнего консервационного цементного моста, расположенного в интервале башмака второй технической колонны и признанного герметичным.

После окончания закачивания тампонажного состава в скважину проводится срезка «головы» цементного моста, НКТ приподнимается над мостом, и скважина оставляется на период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). В обязательном порядке необходимо проверить правильность установки нижнего ликвидационного цементного моста путем его гидравлической опрессовки на давление, не превышающее давления опрессовки эксплуатационной колонны, и разгрузкой колонны НКТ на величину 2–3 т.

Аналогичным образом устанавливается средний ликвидационный мост в башмаке первой технической колонны, а затем — верхний ликвидационный мост в башмаке кондуктора с соответствующей проверкой правильности их установки гидравлической опрессовкой и разгрузкой колонны НКТ на величину 2–3 т.

В интервале залегания ММП жидкость глушения, находящаяся там, заменяется на незамерзающую жидкость (обычно на дизельное топливо как наиболее доступное в труднодоступной местности производства работ), и из скважины извлекается НКТ.

Далее проводится демонтаж противовыбросового оборудования (ПВО), и с устья убирается передвижной подъемный агрегат, а вместо него устанавливается необходимое устьевое оборудование, и монтируются задавочные и временная факельная линии. В эксплуатационной колонне на глубине 3–10 м устанавливается глухая пробка, что позволяет без больших затрат перекрыть ствол ликвидируемой скважины. Пространство над глухой пробкой заполняется тампонажным раствором. Причем тампонажным раствором заполняются и внутренние полости колонной и трубной головок. На боковые отводы и верхний фланец трубной головки устанавливаются глухие фланцы [8].

На устье устанавливается репер с металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, наименование месторождения и предприятия-недропользователя, дату ликвидации скважины.

Следует помнить, что ликвидируемая скважина относится к опасному производственному объекту. На нем необходимо предусмотреть мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, а также оценить степень риска возможных аварий.

Так как ликвидируемая скважина находится в удаленной местности, то она не категорируется по гражданской обороне. Здесь нет объектов, подпадающих под действия защиты от опасностей, возникающих при проведении военных действий или вследствие этих действий, но есть объекты, связанные с технологическими процессами, способными поражать людей, наносить материальный ущерб, разрушительно действовать на окружающую среду в случае возникновения аварии.

Традиционно риск при ликвидации скважин рассматривается с точки зрения опасности потери контроля над скважиной и, соответственно, связывается с опасностью выброса пластового флюида в окружающую среду. В случае неконтролируемых выбросов пластовых флюидов появляется реальная угроза возникновения крупномасштабных аварий и осложнений, которые, в свою очередь, могут привести к чрезвычайным ситуациям на объекте.

Наиболее опасными последствиями аварии могут быть:

- открытое фонтанирование скважины;
- разрушение устья скважины под действием избыточного давления, что может привести к поражению людей и технологических объектов в радиусе действия разрушения.

В связи с тем, что при ликвидации скважин применение токсичных веществ чаще всего не предусматривается, такой показатель опасности, как выброс токсичных веществ, в этом случае не рассматривается.

В большинстве случаев основными факторами, влияющими на частоту возникновения аварий и их масштабов, являются нарушение режимов технологии производства, правил эксплуатации оборудования, машин и механизмов, низкая трудовая и технологическая дисциплина, несоблюдение мер безопасности, отсутствие должного надзора за состоянием оборудования.

Возникновение аварий, связанных с залповым выбросом опасного вещества и приводящих к возникновению чрезвычайной ситуации, обусловлено потерей герметичности или разрушением ПВО, участков задавочных и факельной линий и в нашем случае маловероятно.

Аварийная ситуация при истечении пластовых флюидов из скважины обычно отождествляется с неуправляемым выбросом в природную среду, в котором можно выделить три элемента:

- природное скопление в глубинном пласте,
- канал (участок ствола, обсадные или бурильные трубы),
- выходной участок (выходное сечение колонны или отвода, устьевое оборудование, кратер).

Продолжительность открытого фонтанирования зависит от геолого-технологических условий и эффективности мер по ликвидации аварии.

Анализ риска аварий проводится с целью идентификации опасности и оценки степени риска для отдельных лиц или группы людей, имущества или окружающей природной среды. Специфика работ по ликвидации скважин заключается в том, что работы проводятся в ранее пробуренных скважинах со спущенными и зацементированными обсадными колоннами, снижающими или исключающими вероятность возникновения осложнений и аварий, связанных с геологическим разрезом, а также аварий, связанных с техническими причинами (сломом и оставлением элементов бурильной колонны на забое, прихватами).

Однако несмотря на то, что все работы проводятся в эксплуатационной колонне (обсаженном стволе), вероятность возникновения аварийной ситуации сохраняется и связана с наличием давления в продуктивном горизонте и снижением или потерей прочности и герметичности эксплуатационной колонны из-за коррозионного воздействия пластовых вод на крепь скважины.

Указанные причины способны привести к тяжелым последствиям, а именно к нефтегазопроявлениям и открытому газовому фонтану при проведении работ по закачиванию технологических жидкостей в скважину. Тем не менее анализ частоты и тяжести возникновения чрезвычайных ситуаций по месторождениям ОАО «Газпром» показал, что аварий, связанных с открытым газовым фонтаном при проведении работ по ликвидации скважин, не зафиксировано, поэтому работы по ликвидации скважин по частоте возникновения отказов относятся к категории «Д» — «Практически невероятный отказ», а по тяжести последствий — «Отказ с пренебрежительно малыми последствиями».

Выводы и рекомендации. Полнота и качество описанной в статье технологии ликвидации поисково-разведочных скважин, пробуренных достаточно длительное время тому назад, обеспечивает осуществление безаварийной работы в условиях удаленности и бездорожья Крайнего Севера.

Список литературы

1. Кустышев И. А. Повышение качества изоляционных работ при консервации и ликвидации газовых скважин / Дис. … канд. техн. наук: 25.00.15. – Защищена 2004. – Тюмень, 2004.
2. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал / Под общ. ред. Ю. К. Васильчука, Г. В. Крылова, Е. Е. Подборного.– Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз»; С-Пб.: Недра, 2006.
3. Кустышев А. В., Кустышев И. А. Консервация и ликвидация скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Вектор Бук, 2007. – 167 с.
4. Повышение качества изоляционных работ при консервации и ликвидации газовых скважин в условиях Крайнего Севера / Кустышев А. В., Щербич Н. Е., Кузнецов Р. Ю., Чижова Т. И., Ваганов Ю. В. // Обз. информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 83 с.
5. СТО Газпром 2.3-3-120-2007 Руководство по разработке проекта на консервацию, расконсервацию и ликвидацию скважин. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 90 с.
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» – М.: Ростехнадзор, 2013.
7. РД 08-492-02 Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов. – М.: ГУП «Нтц по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2002. – 31 с.
8. Пат. 2225500 РФ. Способ ликвидации скважин / А. В. Кустышев, И. А. Кустышев, Г. И. Облеков и др.– № 2002112404; Заяв. 08.05.02; Опубл. 10.03.04; Бюл № 7.

Сведения об авторе

Кустышев Игорь Александрович, *к. т. н., главный специалист ООО «ТюменНИИгипрогаз», доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел. 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru*

Kustyshev I. A.*, Candidate of Technical Science, chief specialist of LLC «TyumenNIIgiprogaz», associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru*

УДК 622.245

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВОВ БИОПОЛИМЕРНЫХ ИНГИБИРОВАННЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

PERFECTION OF COMPOSITIONS OF BIOPOLYMER INHIBITED SOLUTIONS FOR PRODUCTIVE FORMATIONS DRILLING-IN

В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. В. Сирин
V. P. Ovchinnikov, I. G. Yakovlev, A. V. Sirin

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***формиат натрия, биополимерный раствор, вскрытие продуктивных пластов***
Key words: ***well completion, sodium formiate, biopolymer drilling mud***

В последние годы значительная часть эксплуатируемых месторождений нефти и газа в традиционных районах нефтегазодобычи уже исчерпывает свои ресурсы. Поэтому активно проводится бурение новых скважин на трудноизвлекаемые запасы нефти и газа, а также вкладываются значительные финансовые ресурсы в формирование новых регионов нефтегазодобычи. Таковыми в ближайшей перспективе должны стать месторождения Красноярского края и Восточной Сибири.

Не секрет, что результат бурения — получение стабильного высокого дебита скважины — в большей степени зависит от горно-геологических условий залегания и хороших коллекторских свойств продуктивных пластов. Также известно, что в процессе вскрытия и разобщения вследствие различных физико-химических, физико-механических и других процессов возможно снижение продуктивности скважин в несколько раз. Поэтому исследования в области обеспечения качества вскрытия продуктивных пластов на малоизученных месторождениях Красноярского края являются актуальными.

Исследователи полагают, что существуют следующие основные виды загрязнения пласта: реакция глин, содержащихся в нем, с водой, поступающей из бурового раствора, с последующим набуханием глин; кольматация пор пласта твердыми частицами глинистого раствора. Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной 6,5 $см^2$, находится до 3 000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению. Таким образом, наиболее подходящими для вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающими высокое качество вскрытия являются биополимерные ингибированные промывочные жидкости. А совершенствование их рецептуры возможно подбором нескольких различных по составу и происхождению ингибирующих гидратацию глинистых сланцев реагентов.

Строительство скважин на Западно-Сузунском месторождении, расположенном в Красноярском крае, характеризуется достаточно сложными геолого-техническими условиями из-за преобладания карбонатно-галогенных образований и наличия зон контактово-метосоматических горных пород, что определяет воздействие на породы растворов высокой химической активности. С этим связано то, что наиболее распространенное осложнение — это поглощения в процессе строительства скважин буровых и тампонажных растворов. Интенсивность данных поглощений варьируется в весьма широких пределах. Таким образом, проблема разработки оптимальной рецептуры бурового раствора стоит достаточно остро. Однако стоит рассматривать повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов в более широком смысле. Результаты исследований позволят повысить качество вскрытия продуктивных пластов, обеспечить устойчивость стенок скважин, снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций, связанных с сужением ствола скважины и его зашламовыванием.

Рассмотрим типовую конструкцию скважин Тагульского месторождения, которая включает:

- направление диаметром 426 мм (глубина спуска до 150 м);
- кондуктор диаметром 324 мм (глубина спуска до 800 м);
- техническую колонну диаметром 245 мм (глубина спуска от 2 000 до 2 700 м);
- эксплуатационную колонну диаметром 178, 168 или 146 мм (глубина спуска от 2 700 до 3 950 м). В эксплуатационные скважины спущены лифтовые колонны диаметром 73, 89 или 114 мм. Все обсадные колонны зацементированы до устья.

Как правило, бурение направления производится на глинистом растворе (0–150 м) с высокой вязкостью (100–150 с) с целью частичного перекрытия интервала ММП. Бурение под кондуктор (150–800 м) начинается с высоковязкого глинистого раствора, а затем, когда заканчиваются ММП и начинаются глинистые пласты, возникает необходимость резкого снижения вязкости и применения реагентов для предотвращения наработки глинистой фазы и реагентов, предотвращающих образование сальников.

Практика бурения под техническую колонну и эксплуатационную колонну показала, что целесообразно использовать растворы, ингибированные солями либо полимерами типа ПАА. Преимущества минерализованных растворов — наличие ингибиторов глин (формиат натрия), стабильные параметры данной системы, которые легко поддерживать минимальной обработкой (интервал «шоколадных» глин на этом растворе продержался 34 дня — длительные геофизические работы в скв. Р 34 Сузунского лицензионного участка). Следует обращать внимание на используемые компоновки и в некоторых случаях использовать понизители фильтрации для ликвидации фильтрации в песчаные пласты в сочетании с кольматантами разнофракционного состава, например, как в скв. Р-85 Русского месторождения. Применение минерализованного формиатом натрия раствора особенно важно при бурении под техническую колонну, где иногда идет очень активная наработка глинистой фазы. Как показала практика бурения, глинистая фаза в растворе, обработанном формиатом натрия, почти не диспергируется, и ее активность снижается. Применение полигликоля как ингибитора глин без хорошей системы очистки не дает должного результата. Опыт бурения под эксплуатационную колонну на данной группе месторождений показал существенное влияние на свойства бурового раствора углекислотной агрессии. Для решения данной проблемы в интервале 1 200–2 700 м рекомендуется вводить в рецептуру раствора негашеную известь для нейтрализации ионов углекислоты. Применение ПАА в качестве ингибиторов при вскрытии продуктивных пластов приводит к значительному снижению проницаемости в призабойной зоне за счет проникновения полимеров и адсорбции их внутрипорового пространства. Таким образом, универсальным ингибитором гидратации различных по катагенезу глинистых пород может являться раствор с содержанием формиата натрия.

Для оценки эффективности перечисленных рекомендаций было предложено проведение исследований на ингибирующую способность различных составов биополимерного раствора. Согласно признанной методике оценки ингибирующей способности к гидратации глинистых сланцев проводились тесты на линейное расширение образцов пород — тест на набухаемость. В качестве модели образца горной породы были сформированы образцы из измельченного кернового материала с Западно-Сузунского ЛУ (таблица).

Ведомость отбора керна

Лицензионный участок	№ скв.	Интервалы отбора керна		Вынос керна	Место взятия от верха, м	Пласт
		от	до			
Западно-Сузунский	301	2 748,3	2 754,3	6,0	3,28	кровля $Нх_1$

Изначально при выборе наилучшего ингибитора глин был поставлен эксперимент на тестере набухаемости (линейной) по трем видам добавок к биополимерному раствору: 1) соль муравьиной кислоты — формиат натрия; 2) формиат натрия + ингибитор Glycdimne; 3) формиат натрия + ингибитор Polyaminver.

С целью дальнейшего снижения эффекта набухания глин к биополимерному минерализованному формиатом натрия раствору по отдельности были применены ингибирующие добавки Glycdimne и Polyaminver. В результате приготовлено 3 раствора для проведения исследований на линейную набухаемость: биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м^3, биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м^3 + 20 кг/м^3 Glycdimne, биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м^3+ 20 кг/м^3 Polyaminver.

На рисунке представлен график зависимости набухаемости образца породы из интервала 2 748,3–2 754,3 м со скв. 301 Западно-Сузунского ЛУ — это кровля объекта Нх1. Cell 1 — биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м^3, Cell 2 — биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м^3 + 20 кг/м^3 Glycdimne, Cell 3 — биополимерный минерализованный формиатом натрия 1100 кг/м^3 + 20 кг/м^3 Polyaminver.

Из графика видно, что наихудшими ингибирующими способностями обладал раствор с комбинированным механизмом ингибирования от применения формиата натрия и Polyaminver, наилучшими в первые 22 часа — раствор с комбинированным механизмом ингибирования от применения формиата натрия и Glycdimne, однако после 22 часов действие Glycdimne прекратилось, и показатель набухаемости стал лучше у раствора, содержащего чистый формиат натрия.

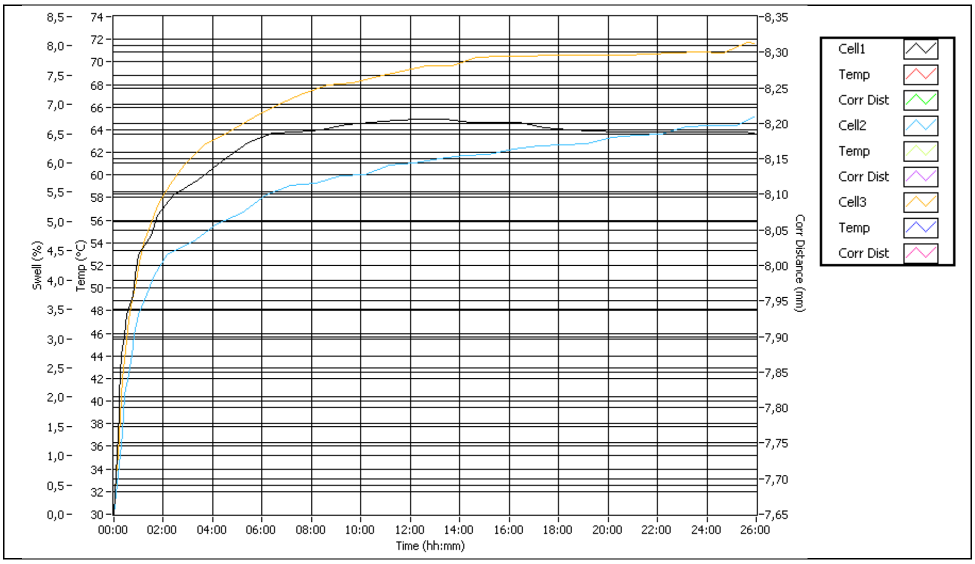


Рисунок. ***График зависимости набухаемости (Swelling) образца породы из интервала 2 748,3–2 754,3 м со скв. 301 Западно-Сузунского ЛУ от воздействия промывочных жидкостей во времени***

Таким образом, для данного пласта наилучшим ингибитором гидратации глинистых сланцев является формиат натрия, сочетание его с другими ингибиторами не приносит положительного эффекта, а в случае с Polyaminver, являющимся полимером акрилового ряда, получилось снижение ингибирующей способности раствора.

Известно, что линейное расширение зависит не только от физико-химического взаимодействия глинистого материала и бурового раствора, но и от внешних факторов — температуры, времени контакта, что определяется технологией бурения, например, температура при бурении может меняться в зависимости от режима промывки, частоты вращения, нагрузки и типа породоразрушающего инструмента, а время контакта — от конструкции скважины, скорости проходки и технологии заканчивания. Ранее проведенные тесты различных рецептур и систем растворов в других интервалах нижнехетской свиты также подтвердил и высокую эффективность применения формиата натрия как ингибирующей добавки. Отказ от использования дополнительных ингибиторов позволит снизить себестоимость приготовления и применения буровых растворов. Результаты данной работы можно использовать при проектировании технологии вскрытия и рецептур буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов. Биполимерный буровой раствор, ингибированный формиатом натрия, рекомендовано использовать на всем интервале вскрытия продуктивных пластов при бурении под эксплуатационную колонну на Западно-Сузунском месторождении.

Список литературы

1. Овчинников В. П., Яковлев И. Г. Совершенствование составов и технологии приготовления ИЭР на основе минерального масла // Бурение и нефть. – 2013. – № 3.
2. Яковлев И. Г. Безглинистые буровые растворы с пониженной плотностью и показателями фильтрации // Oil&GazEurasia. – 2007. – № 1. – С. 18-19.
3. Овчинников В. П., Яковлев И. Г., Рожкова О. В. Комплексный эмульгатор для создания инвертного эмульсионного раствора на основе минерального масла для вскрытия продуктивных пластов. Заявка на патент РФ. Приоритет № 2013134914 от 23.07.2013 г.
4. Овчинников В. П., Яковлев И. Г. Инвертный эмульсионный раствор на основе минерального масла для вскрытия продуктивных пластов. Заявка на патент РФ. Приоритет № 2013111252 от 12.03.2013 г.

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, *д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru*

Яковлев Игорь Григорьевич, *к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru*

Сирин Антон Владимирович, *аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)39962, e-mail: anton-sirin@yandex.ru*

Ovchinnikov V. P., *Doctor of Technical Sciences, professor, head of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru*

Yakovlev I. G., *Candidate of Technical Sciences, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru*

Sirin A. V., *postgraduate, Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)39962, e-mail: anton-sirin@yandex.ru*

УДК 622.276.6

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE ZONE OF LOW PERMEABILITY TERRIGENOUS FORMATIONS IN MULTILAYER OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSITS

Е. В. Паникаровский
E. V. Panikarovsky

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***скважина, обработка призабойной зоны пласта, гибкая труба, кислотный раствор, пакер, песок, освоение***
Key words: ***well, bottomhole zone treatment, coiled tubing, acid solution, packer, sand, completion***

В условиях низких пластовых давлений одним из направлений повышения продуктивности скважин является интенсификация притока. Для уменьшения загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) капитальный ремонт скважин (КРС) следует проводить с помощью колтюбинговых установок. При этом с целью повышения эффективности интенсификации притока углеводородов следует разрабатывать новые технологии проведения ремонтных работ, причем индивидуально для каждой отдельно взятой скважины.

При проведении любых ремонтных работ в скважинах используются технологические жидкости, эти жидкости могут отличаться составом, плотностью, могут быть ограничены в применении высокой пластовой температурой. Использование технологических жидкостей, фильтрат которых не вступает во взаимодействие с минералами, составляющими породу ПЗП, является одним из путей снижения отрицательного воздействия последствий КРС.

При проведении КРС на скважинах следует использовать нефильтрующиеся растворы или технологические жидкости, не приводящие к снижению проницаемости пластов, например, такие как полимерные растворы (ПР) или растворы на углеводородной основе (РУО) [1].

При использовании технологических жидкостей на углеводородной основе исключаются такие негативные моменты, как: набухание глинистых минералов пласта, блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями в порах породы-коллектора; образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами; увеличение толщины пристенных слоев жидкости на поверхности зерен породы; коррозия оборудования.

Обычно для проведения кислотной обработки используют соляную кислоту (HCl) или ее смесь с плавиковой кислотой (HF), так называемую глинокислоту, которые закачиваются по насосно-компрессорным трубам (НКТ) и продавливаются в пласт. Отрицательной стороной данной технологии является то, что вода, входящая в состав кислотного раствора, отрицательно влияет на глиносодержащие минералы породы-коллектора, в результате чего слабосцементированный пласт может начать разрушаться.

В случае использования для кислотной обработки обратной нефтекислотной эмульсии (ОНКЭ) отрицательного влияния воды на глиносодержащие минералы породы-коллектора можно избежать. ОНКЭ представляет собой смесь нефти и кислоты с поверхностно-активным веществом (ПАВ), чаще всего неонолом АФ-9-12, в соотношении фаз нефть/водная фаза — 80/20, получается стойкая к расслоению эмульсия [2].

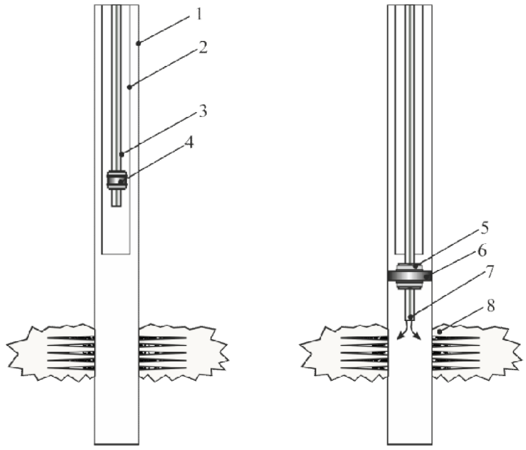
Для увеличения дебитов ремонтируемых скважин следует использовать составы на основе обратной газированной нефтекислотной эмульсии (ОГНКЭ). Эту эмульсию можно приготовить в пластовых условиях со степенью аэрации от 0,8 до 3,0 с газовой фазой, в качестве которой можно использовать азот, углекислый или природный газ. При обработке ПЗП с использованием ОГНКЭ будет происходить проникновение состава на большую глубину с минимальным повреждением глинистой составляющей цемента породы-коллектора.

В условиях низких давлений для сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта за счет уменьшения его загрязнения и увеличения добычи при проведении КРС следует использовать колтюбинговые установки, оснащенные гибкой трубой (ГТ). Ремонтные работы с использованием колтюбинговой установки отличаются меньшей продолжительностью и большей эффективностью выполнения КРС, чем при использовании подъемных агрегатов [3, 4].

Колтюбинговая установка может использоваться при выполнении следующих операций по интенсификации притока: проведение кислотных обработок, поинтервальные кислотные обработки отдельных пластов с использованием систем надувных пакеров или раздельно спущенных надувных пакеров, а также с использованием технологии отсыпки забоя скважин через лифтовую колонну песчаным материалом с перекрытием интервалов перфорации с последующим его вымыванием из скважины.

Кислотная обработка в одном пласте проводится в последовательности, представленной на рис. 1. На ГТ монтируется промывочная насадка типа «перо» и надувной пакер, проводится спуск ГТ в незаглушенную скважину через лифтовую колонну до обрабатываемого пласта, запакеровывается надувной пакер с перекрытием внутренней полости эксплуатационной колонны.

Рис.1. ***Схема кислотной обработки одного пласта:***
а) при спуске;
б) при кислотной обработке
1 — эксплуатационная колонна;
2 — лифтовая колонна;
3 — ГТ; 4 — надувной пакер в транспортном положении;
5 — надувной пакер в рабочем положении;
6 — уплотнительный элемент надувного пакера;
7 — промывочная насадка;
8 — обрабатываемый продуктивный пласт



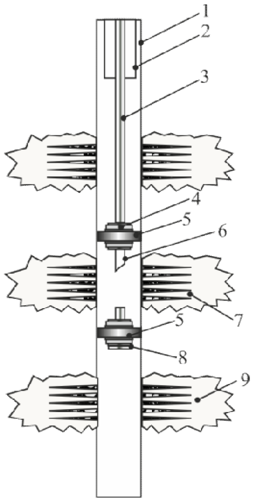
Проводится приготовление ОГНКЭ с помощью эжектора. Через ГТ закачивается расчетное количество эмульсии, продавливается в пласт газом и оставляется на реагирование в течение 10–12 ч.

Извлекается ГТ в следующей последовательности. Вначале распакеровывается надувной пакер и начинается подъем ГТ сначала на малой скорости (не более 0,01 м/с). Затем, убедившись в отсутствии прихвата, переходят на допустимую скорость (не более 0,5 м/с). Гибкая труба извлекается из скважины и проводится демонтаж пакера.

Поинтервальная кислотная обработка нескольких продуктивных пластов проводится таким образом (рис. 2) [5]. В незаглушенной скважине с помощью ГТ ниже подошвы обрабатываемого пласта устанавливают нижний надувной пакер-пробку, отсоединяют ГТ от нижнего пакера-пробки и извлекают ее из скважины. Далее к ГТ присоединяют верхний надувной пакер и устанавливают его выше кровли обрабатываемого пласта.

После этого через ГТ проводят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10-12 ч. Затем проводят вызов притока и отработку скважины на факельную линию.

Рис. 2. ***Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов с помощью раздельно спущенных надувных пакеров:***
1 — эксплуатационная колонна;
2 — лифтовая колонна; 3 — ГТ;
4 — надувной пакер;
5 — уплотнительный элемент пакера;
6 — промывочная насадка;
7 — обрабатываемый пласт;
8 — надувной пакер-пробка;
9 — необрабатываемый продуктивный пласт



Далее осуществляют извлечение ГТ. Первоначально распакеровывают верхний надувной пакер и начинают подъем ГТ сначала на малой скорости (не более 0,01 м/с), затем, убедившись в отсутствии прихвата, переходят на допустимую скорость (не более 0,5 м/с). Извлекают ГТ из скважины, проводят демонтаж верхнего пакера и повторяют спускоподъемную операцию по извлечению нижнего пакера-пробки.

Кислотную обработку нескольких продуктивных пластов, находящихся выше нижележащего пласта, можно проводить таким же образом (рис. 3).

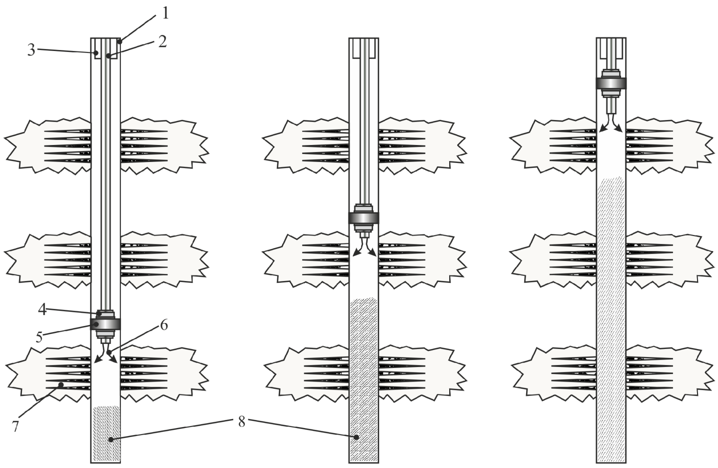


Рис. 3. ***Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов с отсыпкой забоя песком :*** *1 — эксплуатационная колонна; 2 — ГТ; 3 — лифтовая колонна; 4 — надувной пакер; 5 — уплотнительный элемент пакера; 6 — промывочная насадка; 7 — обрабатываемый интервал; 8 — отсыпка песком с перекрытием интервалов перфорации необрабатываемых продуктивных пластов*

Перед проведением кислотной обработки проводят отсыпку забоя скважины песком через лифтовую колонну.

На ГТ монтируют промывочную насадку «перо» и надувной пакер, проводят спуск ГТ в незаглушенную скважину до головы песчаной пробки, проводят запакеровку пакера, который размещается над кровлей обрабатываемого пласта. После этого через ГТ проводят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10–12 ч. Затем проводят вызов притока и отработку скважины на факельную линию.

Для обработки вышележащего продуктивного пласта проводят распакеровку надувного пакера, извлекают его на дневную поверхность. Намывают песчаную пробку до следующего обрабатываемого интервала. После намывания верхней части песчаной пробки проводят спуск надувного пакера до кровли нового обрабатываемого пласта и его запакеровку.

Проводят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10–12 ч. Вышележащие продуктивные пласты обрабатывают в такой же последовательности.

После окончания времени реакции кислоты проводят вызов притока из скважины и ее отработку через факельную линию для удаления продуктов реакции и выхода на рабочий режим.

При проведении интенсификации притока с использованием колтюбинговых установок работы проводятся без глушения скважин, что положительно сказывается на состоянии ПЗП, так как устраняется возможность проникновения фильтратов технологических жидкостей в эту зону.

В настоящее время наблюдается тенденция проведения интенсификационных работ с помощью колтюбинговых установок, поиска новых технологических решений и разработки новых рецептур рабочих составов при проведении КРС. При использовании ОГНКЭ при проведении ремонтных работ за счет большого количества нефтяной фазы происходит гидрофобизация продуктивного пласта, снижается степень проникновения воды в пласт, облегчается освоение скважин, так как наличие газовой фазы обеспечивает лучшее очищение ПЗП от продуктов реакции, а присутствие ПАВ в составе улучшает вынос мелких частиц из скважины.

Список литературы

1. Амиян В. А., Амиян А. В., Казакевич Л. В. и др. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. – М.: Недра,1987. – 229 с.
2. Зейгман Ю. В., Карпов А. А. Применение нефтекислотных эмульсий при разработке месторождений с карбонатными коллекторами // Нефтегазовое дело. 2007. – Том 5. – № 1. – С. 76-80.
3. Молчанов А. Г., Вайншток С. М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибкой трубы. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 304 с.
4. Пат. 2451175 РФ. E 21 B 43/27, E 21 B 43/22. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемого терригенного пласта / Е. В. Паникаровский, А. В. Кустышев, Д. А. Кустышев и др. (РФ). – № 2010151580, заяв. 15.12.10; Опубл. 14.07.12, бюл. № 18.
5. Пат. 2459948 РФ. E 21 B 43/27. Способ поинтервальной обработки призабойной зоны пластов нефтегазовой скважины (варианты) / Д. А. Кустышев, А. В. Кустышев, А. В. Немков и др. (РФ). – № 2011109615, заяв. 14.03.11; опубл. 27.08.12, бюл. № 24.

Сведения об авторе

Паникаровский Евгений Валентинович, *к. т. н, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8 (3452)286697 , e-mail: 273014@gmail.com*

Panikarovsky E. V*., Candidate of Technical Sciences, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8 (3452)286697, e-mail: 273014@gmail.com*

УДК 622.233.62-83

КОЛЕБАНИЯ КОЛОННЫ ТРУБ ОТ НЕСБАЛАНСИРОВАННЫХ МАСС ВРАЩАТЕЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

PIPE STRING VIBRATIONS CAUSED BY TOP DRIVE RIG MASS IMBALANCE

Э. А. Петровский, К. А. Башмур

E. A. Petrovsky, K. A. Bashmur

Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск

Ключевые слова: ***система верхнего привода (СВП), буровая установка, бурильная колонна, колебание, вибрация***

Key words: ***top drive system (TDS), drilling rig, drilling string, vibrations, drill tower***

Как показывает практика, в большинстве случаев машиностроительные и буровые компании оснащают свои установки верхними приводами импортного производства. Но поскольку отечественные буровые установки изначально не проектировались для работы с верхними приводами, то помимо несомненных преимуществ у них появляется и ряд недостатков.

Одним из существенных недостатков использования верхнего привода стала вибрация комплекса «система верхнего привода (СВП) — буровая установка (БУ) — колонна труб — долото» (рис. 1), которая приводит к выходу из строя креплений привода к буровой установке, снижению прочности колонны труб, трубной резьбы и талевого каната (вследствие накопления усталостных повреждений), преждевременному износу долота и другим последствиям, отрицательно влияющим на надежность системы в целом. Усугубляет ситуацию и изношенный фонд буровых установок в РФ.

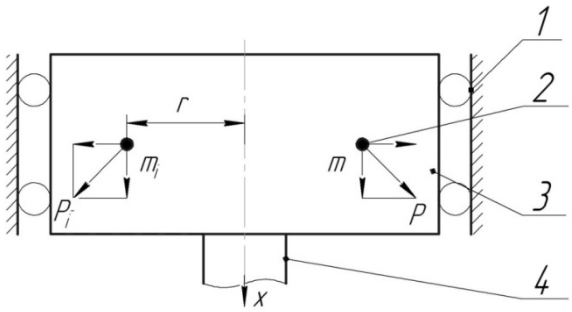


Рис. 1. ***Механическая модель. Несбалансированные массы вала вращателя буровой установки:***
1 — направляющие рельсы;
2 — дебаланс;
3 — коробка привода СВП;
4 — выходной вал (колонна труб);
m_i — эксцентричные массы;
r — эксцентриситет

Гармоническая сила (P·sin wt) с частотой w обусловлена действием центробежных сил от несбалансированных масс вала и рабочего колеса, кинематическими неточностями изготовления, быстрой изнашиваемостью ввиду тяжелых условий нагружения и т. д. Таким образом, колебания имеют локализованный источник, а распространяются на всю систему «СВП — БУ — колонна труб — долото», с одной стороны, через направляющую и крюк на мачту вышки и буровое оборудование, с другой стороны, через выходной вал вращателя на колонну труб. Причем под колонной труб подразумевается как бурильная колонна, так и обсадная колонна, бурение на которой в России приобретает все большее развитие, где верхний привод является необходимым атрибутом [1].

Вынуждающую (гармоническую) силу можно выразить как

$$P(t) = P_{\max}\sin(wt+\phi) = \sum_{i=1}^{N} P_i \sin(wt+\phi) = \sum_{i=1}^{N} m_i r w^2 \sin(wt+\phi)\,. \quad (1)$$

Пользуясь вторым законом Ньютона для несбалансированной колонны, получим

$$\begin{cases} Ma_z = P_z - P_{z\,c} - P_{z\,упр}, \\ Ma_y = P_y - P_{y_c} - P_{y\,упр}, \end{cases} \quad (2)$$

где M — масса привода; z, y — взаимно перпендикулярные плоскости для x; P_c — сила сопротивления; $P_{упр}$ — сила упругости.

Раскроем значения сил

$$\begin{cases} Mz'' = P_{\max}\cos(wt+\phi) - \beta z' - kz, \\ My'' = P_{\max}\sin(wt+\phi) - \beta y' - ky, \end{cases} \quad (3)$$

где β — коэффициент сопротивления (затухания); k — жесткость.

Разделив левую и правую часть на М в (2), получим

$$\begin{cases} \dfrac{d^2z}{dt^2} + 2n\dfrac{dz}{dt} + {k_d}^2 z = p_{\max}\cos(wt+\phi), \\ \dfrac{d^2y}{dt^2} + 2n\dfrac{dy}{dt} + {k_d}^2 y = p_{\max}\sin(wt+\phi), \end{cases} \quad (4)$$

где ${k_d}^2 = \dfrac{k}{M}$ — динамическая жесткость; $n = \dfrac{\beta}{2M}$ — приведенный коэффициент затухания; $p_{\max} = \dfrac{P_{\max}}{M}$ — приведенная сила инерции.

Динамическая жесткость является функцией характеристик жесткости СВП и направляющей. Величина n отражает влияние на частоту собственных колебаний сопротивления движения (трения, среды и ветровых нагрузок). Значения для n определяются на основе натурных исследований собственных колебаний устройства СВП и направляющей.

Уравнение (4) представляет собой систему неоднородных дифференциальных уравнений второго порядка. Положив для простоты начальную фазу равной нулю, решение будем искать в комплексном виде

$$u(\mathrm{t}) = \hat{u}_0 e^{ivt}, \tag{5}$$

где $u = z + iy$; $\hat{u}_0 = u_0 e^{i\varphi}$— комплексная амплитуда колебаний; u_0 — амплитуда колебаний.

Вынуждающая сила при этом

$$\hat{P}(t) = \hat{p}_{max} e^{ivt}. \tag{6}$$

Тогда уравнение (4) можно записать в виде

$$u'' + 2nu' + k_d^2 u = \hat{p}_{max} e^{ivt}. \tag{7}$$

Левая часть уравнения (6) выражает гармонические затухающие колебания, а правая часть — вынужденные колебания частотой w.

Комплексную амплитуду $\hat{u}_0$ найдем, подставив (5) в (7)

$$(-w^2 + 2inv + k_d^2)\hat{u}_0 e^{ivt} = \hat{p}_{max} e^{ivt}. \tag{8}$$

Отсюда

$$\hat{u}_0 = \frac{\hat{p}_{max}}{k_d^2 - w^2 + 2inw}. \tag{9}$$

Найдем амплитуду колебаний u_0 как модуль комплексной амплитуды

$$u_0 = \frac{P_{\max}}{M\sqrt{(k_d{}^2 - w^2)^2 + (2nw)^2}} = \frac{rw^2 \sum_{i=1}^{N} m_i}{M\sqrt{(k_d{}^2 - w^2)^2 + (2nw)^2}}, \tag{10}$$

что совпадает с полученным в [2] выражением для амплитуды вынужденных колебаний, но получено проще — методом комплексных амплитуд.

Фаза колебаний при этом

$$tg\varphi = \frac{Im\hat{u}_0}{Re\hat{u}_0} = \frac{2nw}{w^2 - k_d^2}. \tag{11}$$

Выражение (10) представляет собой амплитудно-частотную характеристику вынужденных колебаний СВП. Как нетрудно заметить, максимум значения амплитуды можно наблюдать при значении частоты $w_u = \dfrac{k_\partial^2}{\sqrt{k_\partial^2 - 2n}}$, а при приближении к ней — с меньшей частотой, равной $w = k_\partial$ (рис. 2). В области высоких частот амплитуда конечна и стремится к $\dfrac{P_{\max}}{M}$ (подвод энергии обеспечивается лишь внешней силой).

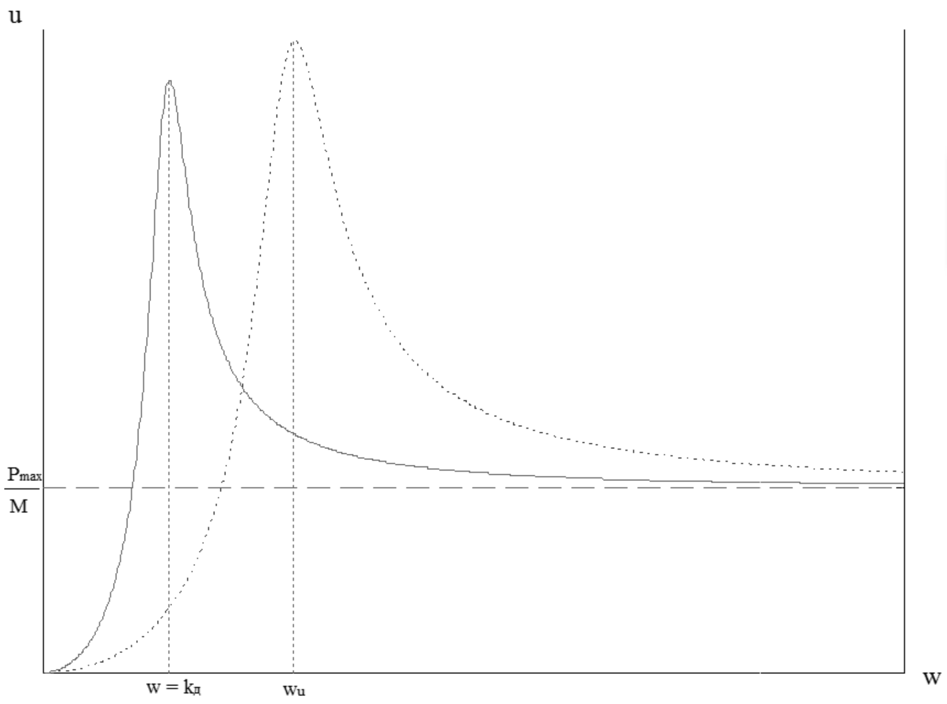


Рис. 2. ***АЧХ вынужденных колебаний СВП***

Методы защиты системы «СВП — БУ — колонна труб — долото» от вибрации в целом такие же, как уже применяющиеся в условиях буровой. К основным из них можно отнести: 1) использование демпферов/виброгасителей совместно с СВП для уменьшения влияний вибраций на устьевое оборудование, в том числе усталостные разрушения; 2) применение компоновок легкосплавных и стальных труб в целях поглощения и отражения вибраций, защиты долота, особенно остро эта проблема стоит с долотами PDC; 3) увеличение жесткости вышеупомянутой системы усилением металлоконструкции вышки или направляющей, в том числе для ухода от резонансных частот; 4) варьирование параметров режимов бурения. Особо стоит отметить способ снижения вибраций, заключающийся в использовании более совершенных конструкций приводов, редукторов, то есть исключение самого локального источника вибраций.

Таким образом, были сделаны следующие выводы:

- на основе механической модели вращателя буровой установки составлено дифференциальное уравнение динамики работы СВП, решением которого являются аналитические зависимости перемещений от времени $u(t)$, характеризующие природу колебаний системы «верхний привод — буровая установка — колонна труб — долото»;
- на базе аналитических зависимостей методом комплексных амплитуд произведен анализ вынужденных колебаний СВП;
- Показаны возможные методы защиты системы от несбалансированных масс привода, наибольшая результативность при этом будет достигаться при использовании современных приводов, редукторов и т. д.

Список литературы
1. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
2. Башмур К. А., Петровский Э. А. Динамика системы верхнего привода буровой установки. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 5. – С.4-7.

Сведения об авторах
Петровский Эдуард Аркадьевич*, д. т. н., профессор, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, тел. 8 (391)2062893, e-mail: bashmur@bk.ru*
Башмур Кирилл Александрович*, аспирант, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, тел. 8 (391)2062861, e-mail: bashmur@bk.ru*
Petrovsky E. A., *Doctor of Technical Sciences, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, phone: 8 (391)2062893, e-mail: bashmur@bk.ru*
Bashmur K. A., *postgraduate of Siberian Federal University, Krasnoyarsk, phone: 8 (391)2062861, e-mail: bashmur@bk.ru*

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

УДК 658.264

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НАЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДОЙ
MATHEMATICAL MODELLING OF GROUND-SURFACE PIPELINES INTERACTING WITH ENVIRONMENT

Ю. Д. Земенков, Б. В. Моисеев, К. Н. Илюхин, Н. В. Налобин
Yu. D. Zemenkov, B. V. Moiseev, K. N. Ilyukhin, N. V. Nalobin

Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***трубопровод, теплоизоляция***
Key words: ***heat pipeline, heat insulation***

В настоящее время на нефтяных и газовых месторождениях монтируют различные трубопроводы (газопроводы, нефтепроводы, водопроводы, теплопроводы) при подземной и надземной прокладке.

При анализе нормативных расчетных и фактических потерь теплоты трубопроводами выявлены значительные расхождения. В связи с этим на основании проведенных исследований авторами была опубликована серия работ по температурным режимам в изоляции трубопроводов различных назначений и разных типов прокладок [1].

При обустройстве нефтяных и газовых объектов зачастую применяют надземную прокладку, которая выполняется по поверхности земли на низких опорах различных конструкций [2]. Из анализа, проведенного авторами, следует, что этот способ является основным для незастроенной территории, а на промышленных площадках и в жилой зоне применяется там, где это допускается планировкой. Его применение уменьшает тепловое воздействие на мерзлый грунт, обеспечивает надежность работы, простоту устройства и удобство эксплуатации трубопроводов.

С учетом сложности различных систем трубопроводов для эффективной их работы и повышения надежности было принято математическое моделирование.

Математическое моделирование как метод исследования в настоящее время получило широкое распространение. Математическая модель, в отличие от реально поставленного эксперимента, имеет следующие преимущества:

- экономит материальные ресурсы, требуемые для постановки и проведения физического эксперимента;
- оценка работоспособности систем с длительными технологическими циклами (недели, месяцы, годы) происходит в существенно более сжатые сроки.

Разработанная авторами математическая модель процесса теплового режима наземного трубопровода была принята по аналогии с [3]. Распределение температур в слое изоляции трубопровода описывается дифференциальным уравнением в частных производных, которое в цилиндрических координатах имеет вид

$$\frac{\partial t_i}{\partial \tau} = a_i \left(\frac{\partial^2 t_i}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial t_i}{\partial r} \right). \qquad (1)$$

В этом случае температура является функцией одной координаты — r,

$$r_{i-1} \le r \le r_i; \quad i = 1, 2, ..., \ N.$$

Тепловой поток на стенке трубы определяется из решения уравнения (1) при следующих граничных условиях:
— на внутренней поверхности трубопровода

$$\lambda_1 \left(\frac{\partial t_1}{\partial r} \right)_{в} = -\alpha_1 (t_m - t_1), \quad r = r_0; \qquad (2)$$

— на стыках различных слоев изоляции

$$\lambda_i \frac{\partial t_i}{\partial r_i} = \lambda_{i+1} \frac{\partial t_{i+1}}{\partial r_{i+1}}, \quad r = r_i (i = 1, 2, ..., N-1); \qquad (3)$$

— на наружной поверхности стенки ($t = t_н$)

$$\lambda_{i+1} \left(\frac{\partial t_{i+1}}{\partial r_{i+1}} \right) = -\alpha_2 (t_m - t_н), \qquad (4)$$

где α_1 — коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке трубопровода, Вт/(м^2 · ^{0}С); r_o — внутренний радиус трубопровода, м; α_i — температуропроводность слоя изоляции, м^2/с; t — температура, ^{0}С; τ — время, с; r_i — текущее значение радиуса трубы, м; α_2 — коэффициент теплоотдачи от поверхности изоляционного слоя к наружному воздуху, Вт/(м^2 · ^{0}С).

Для получения численного решения математическая модель реализована на ПЭВМ в виде прикладных программ. По результатам численного моделирования получены зависимости плотности теплового потока от диаметра трубопровода при наземной прокладке. Расчеты выполнялись для различных диаметров труб с различной толщиной ППУ-изоляции, результаты численного моделирования сводились в таблицу.

Результаты численного моделирования теплопровода в ППУ-изоляции при наземной прокладке

Размеры, мм				$q_l^{нор}$, Вт/м (мин. вата)	Термические сопротивления, (м °С)/Вт			$q_l^{рас}$, Вт/м (ППУ)	$t_{пов}^{из}$, °С
Наружный диаметр и толщина стенки стальной трубы, $d_н$	Внутренний диаметр трубы, $d_в$	Толщина слоя изоляции, $\delta_{из}$	Наружный диаметр изоляции, $d_{из}$		$R_{из}$	$R_н$	$R_{из}+R_н$		
57×3,5	50	34	125	30	3,4716	0,0849	3,5565	20,47	–6,06
76×3,5	69	36	148	36	2,9465	0,0717	3,0182	24,12	–6,07
89×4	82	38	165	40	2,7291	0,0643	2,7934	26,06	–6,12
133×4	125	40	213	50	2,0820	0,0498	2,1318	34,15	–6,10
159×4,5	150	42	243	53	1,8752	0,0437	1,9189	37,94	–6,14
219×6	207	45	309	63	1,5220	0,0343	1,5563	46,78	–6,19
273×7	259	50	373	65	1,3798	0,0284	1,4083	51,69	–6,33
325×8	309	62	449	84	1,4288	0,0236	1,4525	50,12	–6,62
426×9	408	66	558	111	1,1933	0,0190	1,2123	60,05	–6,66
530×8	514	70	670	120	1,0363	0,0158	1,0521	69,19	–6,70
630×9	612	74	778	142	0,9329	0,0136	0,9465	76,92	–6,75
720×10	700	80	880	159	0,8872	0,0121	0,8992	80,96	–6,82
820×10	800	88	996	180	0,8596	0,0107	0,8703	83,65	–6,91
1020×10	1000	110	1240	237	0,8635	0,0086	0,8720	83,49	–7,09

При анализе нормативных и расчетных потерь теплоты теплопроводами выявлены значительные расхождения. У проложенных наземным способом теплопроводов с ППУ-изоляцией поверхность не нагревается даже настолько, чтобы растопить лежащий на них снег (рис.1).

Рис. 1. ***Наземная прокладка теплопроводов в ППУ-изоляции***

На рис. 2 приводятся зависимости теплового потока от диаметра трубопровода при наземной прокладке без изоляции, с изоляцией из минеральной ваты и ППУ-изоляцией.

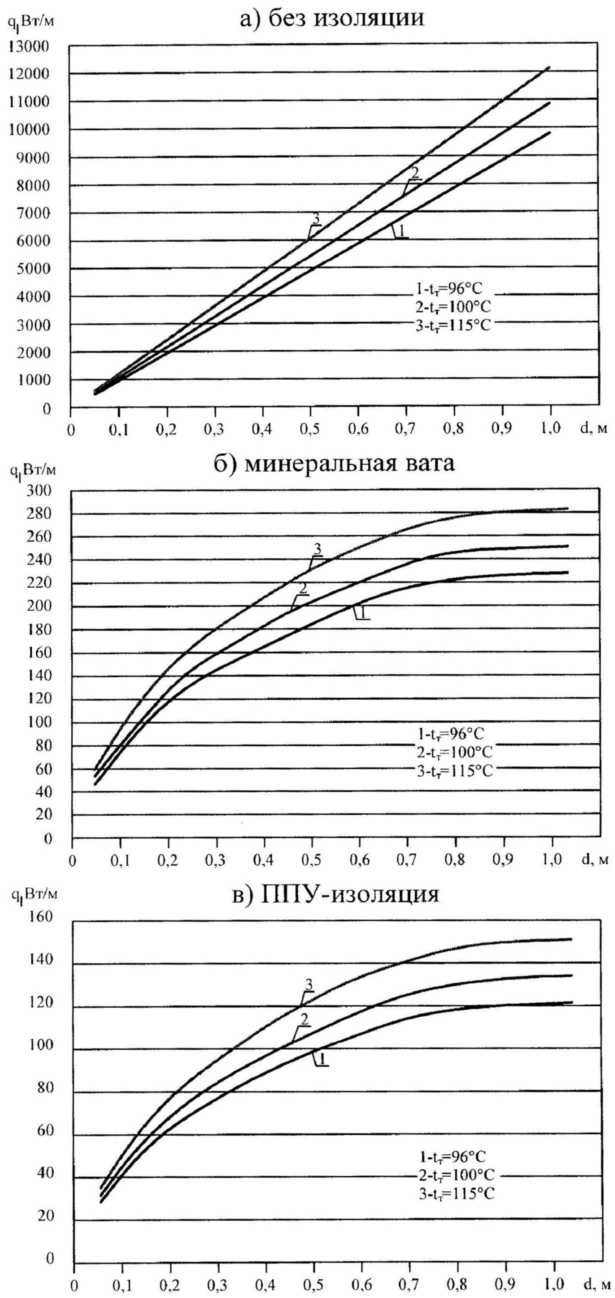


Рис. 2. ***Зависимость плотности теплового потока от диаметра трубопровода при наземной прокладке***

На основании полученных зависимостей (см. рис. 2) и нижеследующих формул авторами была разработана номограмма для определения толщины изоляционного слоя трубопроводов (рис. 3).

$$q_l^{нор} = \frac{t_m - t_0}{R_l^{из}}; \;\; R_l^{из} = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \ln\frac{D_н^{из}}{D_{тр}};$$

$$\frac{D_н^{из}}{D_{тр}} = e^{2\pi\lambda_{из} R_l^{из}}; \;\; 2\pi\lambda_{из} R_l^{из} = x; \;\; \delta_{из} = \frac{e^x - 1}{2} D_{тр}, м$$

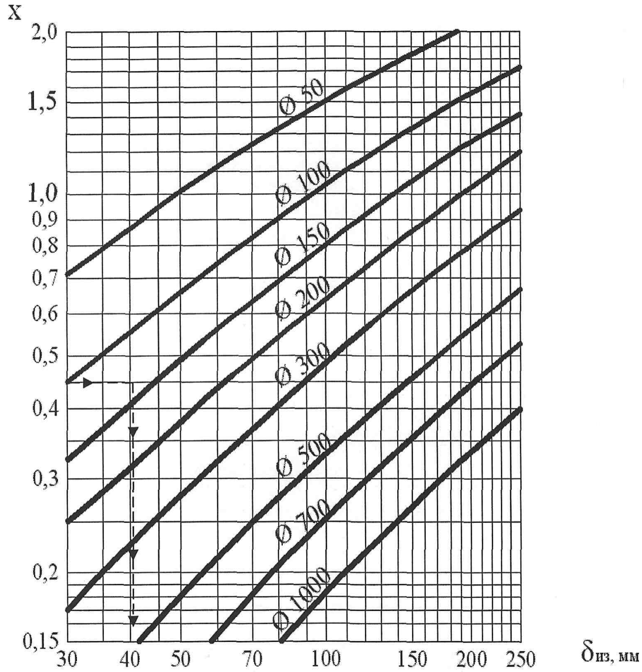


Рис. 3. ***Определение толщины основного слоя изоляционной конструкции трубопроводов***

Таким образом, исследования и выполненные расчеты по наземной прокладке трубопроводов позволили авторам дать рекомендации, направленные на снижение энергопотребления и увеличение надежности трубопроводов.

В работе авторами проводились исследования на примере теплопотерь наземными теплопроводами с изоляцией из ППУ и минеральной ваты. В результате получили, что $R_{из}^{ППУ} >> R_{из}^{м.в.}$ в 3 раза, чем изоляции из минеральной ваты. Исследования показали, что линейная плотность теплового потока трубопровода с тепловой изоляцией из минеральной ваты в 4 раза больше, чем тепловой изоляции ППУ, то есть $q_1^{м.в.} >> q_1^{ППУ}$.

Авторами на основании полученных зависимостей разработана номограмма для определения толщины изоляции. Зависимости строились для разной температуры теплоносителя и различных диаметров теплопровода. При определении толщины основного слоя теплоизоляционной конструкции необходимо правильно принять значения температуры теплоносителя и температуры окружающей среды в зависимости от целей исследования или расчета [4, 5, 6].

Список литературы

1. Моисеев Б. В., Илюхин К. Н., Налобин Н. В. Повышение надежности и эффективности системы теплоснабжения // Известия вузов. Строительство. – 2004. – № 5. – С. 81-85.

2. Илюхин К. Н., Налобин Н. В. Повышение энергоэффективности и снижение теплопотерь в системах теплоснабжения нефтегазовых объектов на севере Западной Сибири. – Спб.: Недра, 2007. – 114 с.

3. Земенков Ю. Д., Моисеев Б. В., Илюхин К. Н., Налобин Н. В. Математическая модель температурного режима трубопроводов в вечномерзлых грунтах // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень, 2012, № 4. – С. 96-99.

4. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: Госстрой, 2004. – 29 с.

5. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети. – М.: 2004. – 39 с.

6. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. – М.: Госстрой России, 2000. – 62 с.

Сведения об авторах

Земенков Юрий Дмитриевич, *д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Транспорт углеводородных ресурсов», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)417025*

Моисеев Борис Вениаминович, *д. т. н., профессор, Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень*

Илюхин Константин Николаевич, *к. т. н., доцент, Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень*

Налобин Никита Владимирович, *к. т. н., Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень*

Zemenkov Yu. D.*, Doctor of Technical Sciences, professor, head of the chair «Hydrocarbon resources transport», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 7(3452)417025*

Moiseev B. V., *Doctor of Technical Sciences, professor, Tyumen State Architectural and Building University*

Ilyukhin K. N.*, Candidate of Technical Sciences, associate professor, Tyumen State Architectural and Building University*

Nalobin N. V., *Candidate of Technical Sciences, Tyumen State Architectural and Building University*

УДК 622.691.4:624.139.2

ДЕФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА ОТ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ ГРУНТА

GAS PIPELINE DEFORMATION CAUSED BY FROSTY HEAVING OF SOIL

А. С. Кузьбожев, И. Н. Бирилло, И. В. Шишкин

A. S. Kuzbozhev, I. N. Birillo, I. V. Shishkin

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Ключевые слова: ***мерзлые грунты, пучение, напряжения и деформации***

Key words: ***frozen soil, heaving, tension and deformation***

Морозное пучение грунта — увеличение объема влажного грунта при замерзании в нем воды, приводящее к подъему слоя промерзающего грунта.

При замерзании даже всей поровой воды в грунте увеличение его объема не превышает 3–4 % (закрытая система). В то же время в натуре объем грунта при его промерзании увеличивается на 10–50 и даже 100 %. Такое увеличение объема грунта при промерзании (пучении) происходит вследствие притока (миграции) воды к фронту промерзания из нижележащих слоев (открытая система).

Увеличение объема при промерзании пучинистых грунтов за счет перехода воды в лед создает давление на примыкающий к фронту промерзания талый грунт. Под действием этого давления грунт начинает перемещаться, однако возникающее давление не может продавить глубоко залегающие нижние плотные слои грунта, поэтому происходит выдавливание грунта вверх, а вместе с ним и находящихся в нем инженерных сооружений.

Промерзание грунта и движение фронта промерзания вглубь начинается при отрицательной температуре наружного воздуха. До тех пор, пока фронт промерзания будет расположен выше верха трубы, силы пучения, действующие на трубу, направлены вниз. Под действием сил пучения газопровод будет перемещаться вниз, то есть будет иметь место осадка трубы. Как показывают экспериментальные исследования [1], такие перемещения незначительны, и в практических расчетах их можно не учитывать. Когда фронт промерзания грунта переместится ниже верхней образующей трубы, на газопровод будут действовать силы пучения направленные вверх, возрастая с перемещением фронта промерзания грунта вниз. Когда фронт промерзания грунта переместится ниже нижней образующей трубы, нормальные силы пучения, действующие на всю нижнюю полуокружность трубы, определятся зависимостью [1]

$$q_{п.\max} = D_н [b + H_м \gamma_{гр} tg^2 (45^\circ + \varphi_{гр}/2) + 2c_{гр} tg(45^\circ + \varphi_{гр}/2)], \quad (1)$$

где $D_н$ — наружный диаметр газопровода; b — прочность грунта на разрыв при 0 ^{0}C, принимаемая для практических расчетов равной: для супеси b = 0,03 МПа, для суглинка и глины b = 0,04 МПа; $H_м$ — расстояние от поверхности грунта до фронта промерзания; $\gamma_{гр}$ — расчетное значение удельного веса талого грунта; $\varphi_{гр}$ — расчетное значение угла внутреннего трения талого грунта; $c_{гр}$ — расчетное значение сцепления талого грунта.

В процессе промерзания пучинистого грунта нормальные силы пучения стремятся переместить газопровод вверх. Очевидно, что равномерное поднятие грунта, вызванное морозным пучением, не повлияет на напряженно деформированное состояние стенки трубопровода на этом участке, однако в природных условиях, и особенно в процессе выполнения строительно-монтажных работ, вследствие неоднородности состава грунтов, распределения влаги, плотности, условий промерзания и ряда других факторов морозное пучение всегда бывает неравномерным. Неравномерные силы морозного пучения вызывают неравномерное деформирование инженерных сооружений, что может представлять опасность для их функционирования.

Расчетная схема силового взаимодействия газопровода с промерзающими грунтами приведена на рис. 1. Участок на пучинистых грунтах рассматриваем как жестко защемленную балку длиной ℓ. При этом максимальное перемещение $y_{\max}$ сечений газопровода ограничено значением свободного пучения грунта

$$y_{\max} \leq \bar{f} h_м, \quad (2)$$

где $\bar{f}$ — значение относительного пучения грунта на участке прокладки газопровода; $h_м$ — толщина мерзлого грунта под газопроводом.

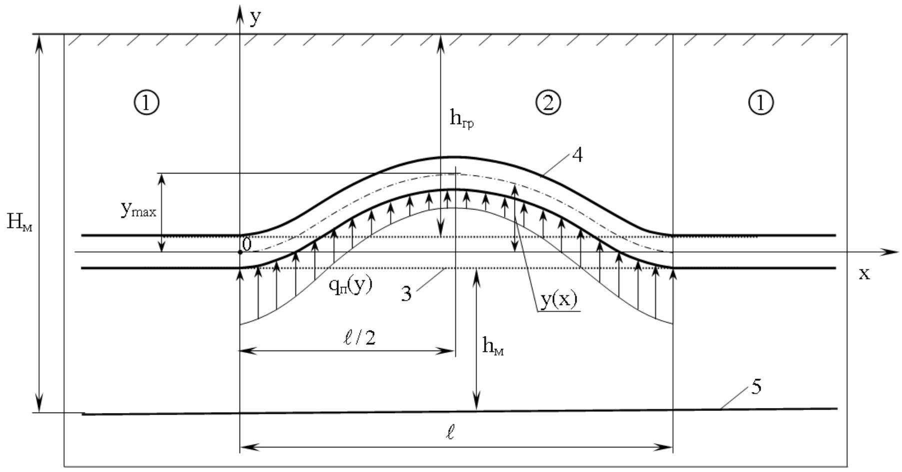


Рис. 1. ***Расчетная схема силового взаимодействия подземного газопровода с пучинистым грунтом:*** *1 — непучинистый грунт; 2 — пучинистый грунт; 3 — начальное положение газопровода; 4 — участок деформировавшегося газопровода; 5 — фронт промерзания грунта*

Максимальный изгибающий момент на границе участка с пучинистыми грунтами может быть определен по следующим формулам

$$M_{\max} = M(0) = M(\ell) = \frac{q_{n.\max}\ell^2}{12}, \qquad \text{при} \quad \frac{q_{n.\max}\ell^4}{384EI} \le \bar{f}h_м; \tag{3}$$

$$M_{\max} = M(0) = M(\ell) = \sqrt{2q_{n.\max}\,\bar{f}h_м EI}, \qquad \text{при} \quad \frac{q_{n.\max}\ell^4}{384EI} > \bar{f}h_м, \tag{4}$$

где ℓ — длина участка газопровода с пучинистыми грунтами; EI — изгибная жесткость участка газопровода.

В процессе деформирования участка газопровода происходит изменение погонной нагрузки сил морозного пучения в соответствии с зависимостью

$$q_n(y) = q_{n.\max}\left(1 - \frac{y}{\bar{f}h_м}\right), \tag{5}$$

где y — перемещение газопровода вверх от его первоначального положения в контрольном сечении.

В мерзлом грунте газопровод не имеет возможности продольного перемещения. В этом случае суммарные продольные напряжения определяют по следующей формуле:

$$\sigma_{пр}^{max} = 0{,}3\sigma_{кц} - \alpha_t E\Delta t \pm \frac{M_{max}}{W}, \tag{6}$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения в стенках труб от расчетного значения внутреннего давления; α_t — коэффициент линейного расширения металла труб; E — модуль упругости материала труб; Δt — температурный перепад; W — момент сопротивления сечения трубы.

Опасность напряженного состояния определяют исходя из требований нормативных документов [2, 3].

Результаты расчетов, выполненных для участка МГ Бованенково — Ухта из труб с толщиной стенки 26,4 мм, проложенного в чрезмерно пучинистом ($\bar{f} = 0{,}15$) глинистом грунте ($\gamma_{гр}$ = 1 810 кг/м^3, $\varphi_{гр}$ = 10°, $c_{гр}$ = 0,14 кгс/см^2) с заглублением верха трубы от дневной поверхности на 1,0 м, показали следующее.

Максимальная интенсивность поперечной нагрузки $q_{п.max}$, обусловленная нормальными силами пучения при промерзании грунта на 0,1–0,7 м ниже нижней образующей трубы, весьма значительна и составляет от 193 до 215 кН/м, что в 12,4–13,9 раз больше, чем интенсивность поперечной нагрузки от выталкивающей силы воды на полностью погруженный в воду трубопровод.

Морозное пучение грунта вызывает деформирование газопровода и рост напряжений в стенках труб. До тех пор, пока деформации участка газопровода от пучения грунта не превысят его деформаций, с увеличением протяженности участка в стенках труб происходит рост значений механических напряжений.

После того как деформации участка газопровода от пучения грунта достигнут деформаций грунта, происходит стабилизация напряженно-деформированного состояния, то есть увеличение протяженности участка без изменения толщины мерзлого слоя под трубой не будет вызывать рост механических напряжений (рис. 2).

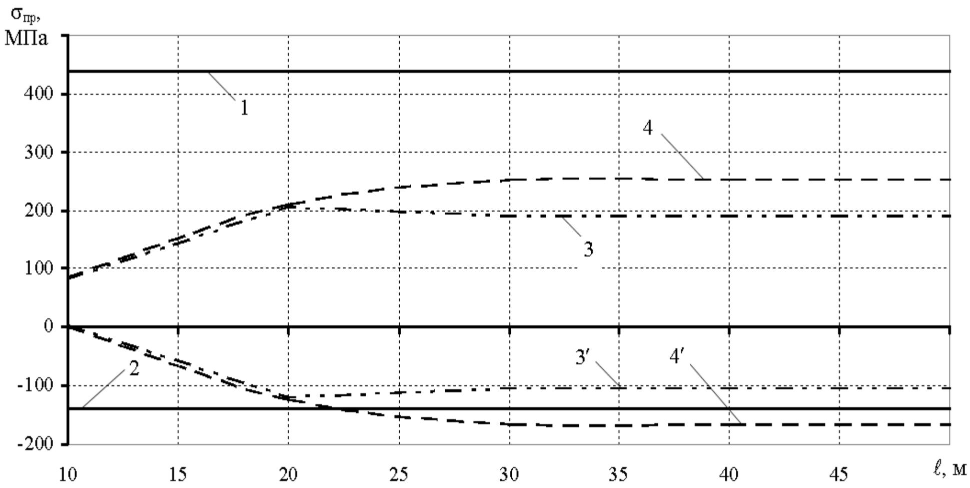


Рис. 2. ***Изменение максимальных продольных напряжений при морозном выпучивании участка магистрального газопровода 1420 × 26,4 мм:***
1 — уровень допустимых растягивающих продольных напряжений;
2 — уровень допустимых сжимающих продольных напряжений;
3, 3′ — значения максимальных продольных растягивающих и сжимающих напряжений при $h_м$ = 0,1 м; 4, 4′ — значения максимальных продольных растягивающих и сжимающих напряжений при $h_м$ = 0,2 м

Допустимый уровень напряженного состояния в стенках газопровода на участке пучинистого грунта достигается при его промерзании под трубой на 0,15 м. При этом длина участка должна быть не менее 24 м, а опасный уровень напряжений наблюдается в сжатых зонах газопровода.

Без проведения мероприятий, направленных на снижение негативного влияния пучинистых грунтов на газопровод, возможно разрушение газопровода в процессе его эксплуатации на границе пучинистого и непучинистого грунта.

Список литературы

1. Айнбиндер А. Б., Камерштейн А. Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 341 с.

2. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы // Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.

3. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы. – М.: ООО ИРЦ Газпром, 2008.

Сведения об авторах

Кузьбожев Александр Сергеевич, *д. т. н., начальник отдела, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, тел. 8(8216)741095, e-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru*

Бирилло Игорь Николаевич, *к. т. н. начальник лаборатории, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, тел. 8(8216)752580, e-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru*

Шишкин Иван Владимирович, *инженер, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, тел. 8(8216)741095, e-mail: i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru*

Kuzbozhev A. S., *Doctor of Technical Sciences, head of department of Ukhta Branch Office of «Gazprom VNIIGAZ, LLC», phone: 8(8216)741095, e-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru*

Birillo I. N., *Candidate of Technical Sciences. head of laboratory, Ukhta Branch Office of «Gazprom VNIIGAZ, LLC», phone: 8(8216)752580, e-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru*

Shishkin I. V., *engineer of Ukhta Branch Office of «Gazprom VNIIGAZ, LLC», phone: 8(8216)741095, e-mail: i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru*

УДК 622.692.4:621.643

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ДИАМЕТРА ПРОДИАГНОСТИРОВАННОГО НЕФТЕПРОВОДА НОРМАЛЬНЫМ ЗАКОНОМ

PRESENTATION OF THE DIAGNOSED OIL PIPELINE DIAMETER BY NORMAL LAW

В. И. Кучерявый, Д. С. Крайнев
V. I. Kucheryavy, D. S. Krainev

Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Ключевые слова: ***нефтепровод, наружный диаметр, математическое ожидание, дисперсия, надежность, остаточный ресурс***
Key words: ***oil pipeline, external diameter, mathematical expectation, dispersion, reliability, residual resource***

Для расчета и прогнозирования показателей надежности магистральных нефтепроводов длительного срока службы необходимо располагать вероятностными характеристиками прочности, нагрузок и размеров. Целью данной статьи является установление вероятностного закона распределения внешнего диаметра продиагностированного нефтепровода, подверженного равномерному коррозионному износу, а также оценка прочностной надежности и остаточного ресурса.

Для этого на продиагностированном участке Уса — Ухта со сроком службы 30 лет, было замерено 50 значений внешнего диаметра. Измерения проводились косвенным образом через толщину стенки с помощью ультразвукового толщиномера УТ 1280. Предварительный статистический анализ данных показал, что внешний диаметр однотипных труб $\tilde{d}$ представляет собой случайную величину, имеющую близкое к нормальному распределение. По ограниченной выборке на основании правила «трех стандартов» приближенно определены:

среднее $\bar{d}_* = (d_{\max} - d_{\min})/2$ и стандартное отклонение $S_* = (d_{\max*} - d_{\min*})/6$,

где $d_{\max*}, d_{\min*}$ — соответственно максимальное и минимальное значения диаметра в выборке ограниченного размера $n_* = 50$ значений.

Для установления точного вида вероятностного закона распределения диаметра $\tilde{d}$, а также истинных значений математического ожидания и дисперсии, которые бы удовлетворяли свойствам асимптотической несмещенности, состоятельности и эффективности, используем процедуру метода статистических испытаний. Для генерирования вектора случайных значений $\tilde{d}$ по нормальному закону с объемом выборки n = 3 000 значений используем следующую процедуру [1]:

$$\{d_i\}_n = \bar{d}_* + \{Z_i\}_n \cdot S_*, \qquad (1)$$

$$Z_i = \sqrt{-2\pi \ln r_i} \cdot \cos(2\pi \cdot r_{i+1}), Z_i = \sqrt{-2\pi \ln r_i} \cdot \sin(2\pi \cdot r_{i+1}),$$

где $\{Z_i\}_n$ — последовательность нормированных нормальных чисел (среднее — ноль, дисперсия — единица); r_i — случайное число из последовательности равномерно распределенных чисел на интервале от 0 до 1.

Смоделированную по (1) непрерывную случайную величину $\tilde{d}$ заменим ее дискретным аналогом для дальнейшей статистической обработки. В результате ранжирования данных $\{d_i\}_n$ установили минимальное $\bar{d}_{\min} = 813 \cdot 10^{-3}$ м и максимальное $\bar{d}_{\max} = 819 \cdot 10^{-3}$ м значения диаметра, размах выборки

$$r_* = d_{\max} - d_{\min} = (819 - 816) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 10^{-3} \text{ м},$$

число интервалов k = 8 и ширину частичного интервала $\Delta d = 0{,}75 \cdot 10^{-3}$ *м.* Подсчитав число значений диаметра n_i (частоты), попавших в каждый интервал, получаем статистический ряд, представленный в табл. 1, причем $\sum_{i=1}^{k} n_i = n$, где n — объем смоделированной выборки, в нашем случае n = 3 000 значений.

Таблица 1

Статистическая обработка внешнего диаметра продиагностированного нефтепровода по нормальному закону

№	Границы интервалов (d_i, d_{i+1}) $\cdot 10^{-3}$, м	Середина интервалов $d_i \cdot 10^{-3}$, м	Частота n_i	Частость r_i	Плотность, МПа $^{-1}$: эмпирическая g_i	Плотность, МПа $^{-1}$: теоретическая f_i	$\lvert g_i - f_i \rvert$
1	813,00 – 813,75	813,375	6	0,00200	0,002667	0,003376	0,000709
2	813,75 – 814,50	814,125	95	0,031667	0,042222	0,037495	0,004727
3	814,50 – 815,25	814,875	407	0,135667	0,180889	0,187944	0,007055
4	815,25 – 816,00	815,625	972	0,324000	0,432000	0,425009	0,006901
5	816,00 – 816,75	816,375	950	0,316667	0,422222	0,433870	0,011648
6	816,75 – 817,50	817,125	477	0,159000	0,212000	0,199820	0,012180
7	817,50 – 818,25	817,875	84	0,028000	0,037333	0,041527	0,000419
8	818,25 – 819,00	818,625	9	0,00300	0,00400	0,003894	0,000106

Определяем относительную частоту r_i (частость) и эмпирическую плотность g_i по соотношениям:

$$r_i = n_i / n, g_i = r_i / \Delta d, \sum_{i=1}^{k} r_i = 1. \quad (2)$$

Полученные по соотношениям (2) для первого интервала значения r_1 и g_1 равны

$$r_1 = 6/3000 = 0{,}002, g_1 = 0{,}002/(0{,}75 \cdot 10^{-3}) = 0{,}002667 \, м^{-1}.$$

Остальные значения r_i и g_i сведены в табл. 1.

По этим данным вычисляем числовые характеристики смоделированного статистического распределения диаметра: выборочное среднее $\bar{d}$, выборочную дисперсию $d(\bar{d})$, выборочное стандартное отклонение S_d, коэффициент вариации V_d:

$$\bar{d} = \sum_{i=1}^{k} d_i \cdot r_i, \quad (3)$$

$$d(\bar{d}) = \sum_{i=1}^{k} (d_i - \bar{d})^2 \cdot r_i, \; S_d = \sqrt{d(\bar{d})}, \; V_d = S_d / \bar{d},$$

где d_i — середина интервального значения диаметра (см. табл. 1).

Подставляя значения d_i и r_i из табл. 1 в (3), получаем искомые числовые характеристики диаметра:

$\bar{d}$ = (813,375·0,002 + 814,125·0,031667 + 814,875·0,135667 + 815,625·0,324 + +816,375·0,316667 + 817,125·0,159 + 817,875·0,028 + 818,625·0,003)·10^{-3} = 816,019·10^{-3} *м.*

$d(\bar{d})$ = [(813,375– 816,019)^2·0,002 + (814,125 – 816,019)^2·0,031667 + (814,875 –816,019)^2· ·0,135667 + (815,625 – 816,019)^2·0,324 + (816,375 – 816,019)^2·0,316667 + (817,125 – – 816,019)^2·0,159 + (817,875 – 816,019)^2·0,028 + (818,625 – 816,019)^2·0,003]·10^{-6} = = 0,707·10^{-6} *м*^{2}.

$$S_d = \sqrt{0{,}707 \cdot 10^{-6}} = 0{,}841 \cdot 10^{-3}\ м,\ V_d = 0{,}841 \cdot 10^{-3} / 816{,}019 \cdot 10^{-3} = 0{,}003032$$

Проверим гипотезу о том, что внешний диаметр нефтепровода $\tilde{d}$ подчиняется нормальному закону с теоретической плотностью распределения вероятностей вида g_i и функцией распределения F_i:

$$f_i = (S_d\sqrt{2\pi})^{-1} \cdot \exp\left[-(d_i - \bar{d})^2 / 2 \cdot S_d^2\right], \tag{4}$$

$$F_i = \Phi\left[(d_i - \bar{d}) \cdot S_d^{-1}\right], \tag{5}$$

где $\bar{d}, S_d$ — соответственно выборочное среднее диаметра и стандарт, найденные по (3); $\Phi[Z_*] = (\sqrt{2\pi}) \cdot \int_{-\infty}^{Z} \exp(-x^2/2)dx$ — функция нормированного нормального распределения (среднее — ноль, дисперсия — единица); Z — ее аргумент, причем $\Phi[-Z_*] = 1 - \Phi[Z_*]$.

Подставляя $\bar{d}$ = 816,019·10^{-3} м и S_d = 0,841·10^{-3} м и d_i в (4), получим числовые значения теоретической плотности диаметра f_i, которые сведены в табл. 1.

Определяем меру расхождения эмпирического и теоретического распределений $\tilde{d}$ — критерий согласия χ^2:

$$\chi^2 = n \cdot \Delta d \cdot \sum_{i=1}^{k} (g_i - f_i)^2 \cdot f_i^{-1}. \tag{6}$$

Подставив величины g_i и f_i из табл. 1 в (6), получаем расчетное числовое значение критерия согласия χ^2:

χ^2 = 3000 · 0,75 · [(0,002667 – 0,003376)^2 · 0,003376^{-1} + (0,042222 – 0,037495)^2 · · 0,037495^{-1} + (0,180889 – 0,187944)^2 · 0,187944^{-1} + (0,432000 – 0,425009)^2 · · 0,425009^{-1} + (0,422222-0,433870)^2 · 0,433870^{-1} + (0,212000-0,199820)^2 · 0,199820^{-1} + + (0,037333 – 0,041527)^2 · 0,041527^{-1} + (0,00400 – 0,003894)^2 · 0,003894^{-1}] = 5,857.

Учитывая, что выбранное число интервалов равно *k = 8*, а нормальный закон двухпараметрический *m = 2(d, S$_d$)*, число степеней свободы определяется как $\nu = k - m - 1 = 8 - 2 - 1 = 5$.

По таблице [2] критических точек распределения χ^2 (приложение 5) при уровне значимости $\alpha = 0{,}05$ и числе степеней свободы $\nu = 5$ находим критическую точку правосторонней критической области $\chi_*^2(0{,}05;5) = 11{,}1$. Так как расчетное значение $\chi^2 = 5{,}857$ меньше критического $\chi_*^2 = 11{,}1$, то делаем вывод, что при полученных параметрах диаметр продиагностированного нефтепровода $\tilde{d}$ вследствие коррозионного износа подчиняется нормальному закону с плотностью вида (1). Поскольку полученный выборочный коэффициент вариации V_d меньше предельного 0,3, то усечение плотности распределения (1) не требуется, так исключается вероятность появления отрицательных значений диаметра. График эмпирической функции распределения диаметра $F_*(d)$, построенный по данным табл.1, и график теоретической функции $F(d)$, построенный по формуле (5), показаны на рисунке.

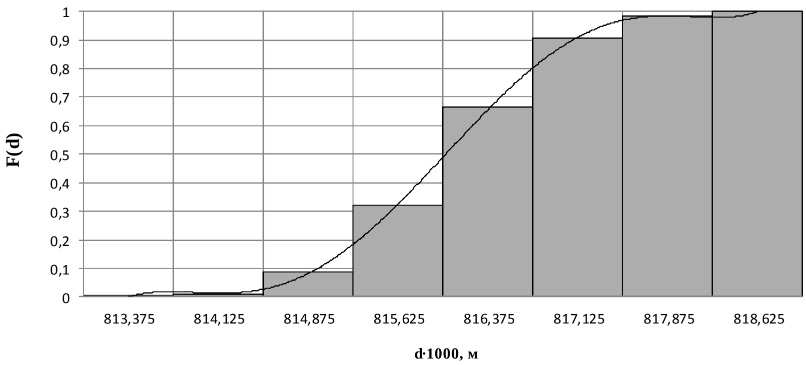


Рисунок. ***График эмпирической и теоретической функций распределения диаметра***

В качестве показателя статической модели надежности продиагностированного участка нефтепровода принимаем вероятность неразрушения *R*. Для этого запишем вероятностное условие прочности по критерию кольцевых напряжений для опасной точки стенки трубы:

$$R = \Pr ob(\tilde{\sigma}_\theta \le \tilde{\sigma}_u) = \Pr ob\left[(\tilde{\sigma}_u - \tilde{\sigma}_\theta = y > 0\right], \tag{7}$$

где $\tilde{\sigma}_\theta, \tilde{\sigma}_u$ — случайные величины, обозначающие соответственно кольцевые нормальные напряжения и предел прочности трубной стали; $\tilde{y}$ — случайная величина, представляющая разностный прочностной параметр в локальной точке стенки трубы.

Из (7) видно, что $\tilde{y}$ — это функция двух случайных аргументов $\tilde{\sigma}_\theta$ и $\tilde{\sigma}_u$. Находим приближенно ее математическое ожидание $\bar{y}$ и дисперсию S_y^2, используя метод линеаризации [2].

$$\bar{y} = \bar{\sigma}_u - \bar{\sigma}_\theta, \tag{8}$$

$$S_y^2 = (\partial\bar{y} / \partial\bar{\sigma}_u)^2 \cdot S_u^2 + (\partial\bar{y} / \partial\bar{\sigma}_\theta)^2 \cdot S_\theta^2 \ . \tag{9}$$

Применив к (8) преобразование (9), получаем выражение дисперсии S_y^2 в развернутом виде:

$$S_y^2 = S_u^2 + S_\theta^2 - 2 \cdot r_{u\theta} \cdot S_u \cdot S_\theta, \tag{10}$$

где $\bar{\sigma}_\theta, \bar{\sigma}_u; S_\theta^2, S_u^2$ — соответственно математические ожидания и дисперсия кольцевых напряжений и предела прочности трубной стали; $r_{u\theta}$ — коэффициент корреляции между пределом прочности и кольцевыми напряжениями.

Предполагая, что в (10) $\bar{\sigma}_\theta$ и $\bar{\sigma}_u$ подчинены нормальному закону, $\tilde{y}$ по (7) будет также нормально распределено, а интеграл от ее плотности распределения $f(y)$ в пределах от 0 до ∞, будет представлять вероятность неразрушения трубопровода *R* [1].

$$R = \Phi[Z], Z = (\overline{\sigma}_u - \overline{\sigma}_\theta) \cdot (S_u^2 + S_\theta^2 - 2 \cdot r_{u\theta} \cdot S_u \cdot S_\theta)^{-1/2}, \quad (11)$$

где $\Phi[Z]$ — функция нормированного нормального распределения, определяемая по (5).

Ранее модель прочность — нагрузка вида (11) приводилась в работах Н. С. Стрелецкого, А. Р. Ржаницына, В. В. Болотина, В. В. Харионовского, но без учета коэффициента корреляции.

В (11) выражение для Z принято называть уравнением связи. Выполняем численную реализацию алгоритма оценки прочностной надежности продиагностированного участка нефтепровода Уса — Ухта, протяженностью 160 км со сроком службы 30 лет на момент обследования, марка стали 17ГС. Известны среднее значение диаметра, толщины стенки, рабочего давления и предела прочности:

$$\overline{d} = 816{,}02 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \ \overline{h} = 7{,}2 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \ \overline{p} = 6{,}7 \text{ МПа},$$

$\overline{\sigma}_u = 510$ МПа. Находим среднее значение кольцевых нормальных напряжений $\overline{\sigma} = \overline{p} \cdot \overline{d} \cdot (2\overline{h})^{-1} = 6{,}7 \cdot 816{,}02 \cdot 10^{-3} \cdot (2 \cdot 7{,}2 \cdot 10^{-3})^{-1} = 379{,}7$ МПа. Среднее значение коэффициента запаса прочности трубы $\overline{k} = \overline{\sigma}_u / \overline{\sigma}_\theta =$ 510/379,7 МПа = 1,34. По средним значениям $\overline{\sigma}_\theta$ и $\overline{\sigma}_u$, задавшись коэффициентом вариации V, находим стандарты кольцевых напряжений и предела прочности: $S_\theta = V \cdot \overline{\sigma}_\theta$, $S_u = V \cdot \overline{\sigma}_u$. Затем по соотношению вида (1) были сгенерированы вектор кольцевых напряжений $\{\sigma_{\theta i}\}_n$ и вектор предела прочности $\{\sigma_{ui}\}_n$ объемом = 3 000 значений, рассчитан выборочный коэффициент корреляции $r_{u\theta}$. Поскольку в данном расчетном случае он оказался меньше 0,02, то в модели (11) его не учитываем. По (11) исследовано изменение надежности R продиагностированного участка нефтепровода в зависимости от разброса напряжения S_θ и прочности S_u. Результаты вычислений представлены в табл. 2.

Таблица 2

Изменение вероятности неразрушения нефтепровода от разброса напряжения и прочности

V	S_u, МПа	S_θ, МПа	Z	R	t_0, годы
0,06	30,6	22,78	3,416	0,999683	9,54
0,08	40,8	30,37	2,562	0,994799	9,39
0,10	51,0	37,97	2,049	0,979805	8,93
0,12	61,2	45,56	1,708	0,956193	8,20
0,14	71,4	53,16	1,464	0,928417	7,34
0,16	81,6	60,75	1,281	0,899919	6,46
0,18	91,8	68,34	1,139	0,872595	5,61
0,20	102,0	75,94	1,025	0,847288	5,59
0,22	112,2	83,53	0,932	0,824254	4,84
0,24	124,4	91,12	0,854	0,803464	3,49
0,26	132,6	98,72	0,788	0,784757	2,91
0,28	142,8	106,3	0,732	0,767931	2,39
0,30	153,0	113,9	0,683	0,752774	1,92

На основании обработки статистических данных по отказам труб, связанных с нарушением прочности и возникновением больших пластических деформаций вследствие коррозионного износа, установлена зависимость, позволяющая прогнозировать остаточный ресурс продиагностированного участка нефтепровода t_0 (годы эксплуатации), в зависимости от показателя прочностной надежности вероятности неразрушения R

$$t_0 = \beta_0 + \beta_1 \cdot R + \beta_2 \cdot R^2, \qquad (12)$$

где $\beta_0, \beta_1, \beta_2$ — постоянные коэффициенты, полученные аппроксимацией ресурсных отказов труб методом наименьших квадратов; R — вероятность неразрушения трубы, найденная по (11).

Для участка магистрального нефтепровода Уса-Ухта и времени постановки его на диагностическое обследование 30 лет коэффициенты модели (11) равны $\beta_0 = -21{,}3$, $\beta_1 = 30{,}85$, $\beta_2 = -3{,}74 \cdot 10^5$, а изменение остаточного ресурса t_0, в зависимости от параметра надежности R, полученное по (12), приведено в табл. 2.

Поскольку магистральные нефтепроводы — это потенциально опасные объекты, требуемый уровень надежности должен быть 0,99 и более. Из этого условия окончательно принимаем значение остаточного ресурса продиагностированных труб по модели (12) и данным табл. 2.

Практическая реализация предложенного алгоритма позволяет повысить эксплуатационную надежность и предельные безопасные сроки службы продиагностированных участков нефтепроводов.

Выводы

- По ограниченному числу замеров методом статистического моделирования установлено, что диаметр длительно эксплуатируемого нефтепровода подчиняется нормальному закону, и найдены асимптотически устойчивые, несмещенные и эффективные числовые характеристики.
- Получена математическая модель для показателя прочностной надежности — вероятности неразрушения, учитывающая корреляцию предела прочности и кольцевых напряжений. По этим данным доказано, что нормативная надежность продиагностированных нефтепроводов должна быть 0,99 и более.
- В результате аппроксимации опытных данных получена зависимость, позволяющая прогнозировать остаточный ресурс продиагностированного нефтепровода в зависимости от величины вероятности неразрушения, что повышает безопасность его эксплуатации.

Список литературы

1. Кучерявый В. И., Мильков С. Н. Оценка прочностной надежности газопровода методом статистического моделирования // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2006. – № 1. – С. 26-30.

2. Гмурман В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике: Высшее образование, 2006. – 404 с.

Сведения об авторах

Кучерявый Василий Иванович, *д. т. н., профессор кафедры «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов», Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, тел. 8(8216)764511*

Крайнев Дмитрий Сергеевич, *аспирант, кафедра «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов», Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, тел. 89125688766, e-mail: dmitriy.krainev@yandex.ru*

Kucheryavy V. I., *Doctor of Technical Sciences, professor of the chair «Designing and operation of trunk gas and oil pipelines», Ukhta State Technical University, phone: 8(8216)764511*

Krainev D. S., *postgraduate of the chair «Designing and operation of trunk gas and oil pipelines», Ukhta State Technical University, phone: 89125688766, e-mail: dmitriy.krainev@yandex.ru*

УДК 621.434

АДИАБАТИЧЕСКОЕ СЖАТИЕ РЕАЛЬНОГО ГАЗА

ADIABATIC COMPRESSION OF REAL GAS

М. В. Лурье
M. V. Lurie

Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, г. Москва

Ключевые слова: ***природный газ, реальный газ, компримирование, нагнетатель, адиабатический процесс, политропический процесс***
Key words: ***natural gas, real gas, compression, injector, adiabatic process, polytropic process***

Принято считать, что компримирование природного газа в центробежных нагнетателях компрессорных станций (КС) имеет политропический характер, причем индекс политропической зависимости отличается от показателя адиабаты. Последнее обстоятельство объясняется, как правило, наличием теплообмена газа с нагнетательным оборудованием и необратимостью происходящих процессов. В настоящей работе утверждается, что это объяснение в общем случае неверно. На самом деле указанное отличие обусловлено проявлением реальных свойств газа. Показано, что если сжатие газа в центробежных нагнетателях КС рассматривать как адиабатический процесс, но учитывать при этом реальные свойства газа, то получаются результаты, очень близкие к наблюдаемым. В то же время влияние необратимости и теплообмена газа с окружающим оборудованием играет гораздо меньшую роль, чем считалось ранее.

Формулировка вопроса. Известно, что при сжатии природного газа центробежными нагнетателями КС температура газа увеличивается. Поскольку сжатие происходит достаточно быстро, то теплообменом газа с окружающим оборудованием можно пренебречь, а сам процесс считать адиабатическим процессом. Будь природный газ совершенным, связь между плотностью $\rho_н$ и температурой $T_н$ газа в линии нагнетания, плотностью $\rho_в$ и температурой $T_в$ в линии всасывания и степенью $\varepsilon_{сж} = p_н/p_в$ сжатия газа выражалась бы классическими соотношениями адиабаты Пуассона

$$\frac{\rho_н}{\rho_в} = \left(\frac{p_н}{p_в}\right)^k, \quad \frac{T_н}{T_в} = \left(\frac{p_н}{p_в}\right)^{\frac{k-1}{k}}, \tag{1}$$

в которых $k = C_p/C_\upsilon$ — показатель адиабаты; C_p, C_υ — теплоемкости газа при постоянном давлении и объеме, причем справедлива формула Майера $C_p - C_\upsilon = R$, где R — газовая постоянная. Однако практика показывает, что при сжатии природного газа в промышленных нагнетателях соотношения (1) не имеют место, поэтому в инженерных расчетах процесс сжатия природного газа в нагнетателях считают политропическим:

$$\frac{\rho_н}{\rho_в} = \left(\frac{p_н}{p_в}\right)^m, \quad \frac{T_н}{T_в} = \left(\frac{p_н}{p_в}\right)^{\frac{m-1}{m}}, \tag{2}$$

где m — показатель (индекс) политропы. Соотношения (2) весьма схожи с соотношениями (1), однако в отличие от показателя k адиабаты в них присутствует другой показатель m, отличающийся от k, как правило, в большую сторону:

$m > k$. Вот почему для практических расчетов в формулу изменения температуры обычно вводят корректирующий коэффициент $\eta_{пол.}$:

$$\frac{T_н}{T_в} = \left(\frac{p_н}{p_в}\right)^{\frac{k\text{-}1}{\eta_{пол.} \cdot k}},$$

причем замечено, что $\eta_{пол.}$ зависит от начальных значений $T_в$ и $p_в$. Для коэффициента $\eta_{пол.}$ существуют различные эмпирические формулы.

Согласно классическим воззрениям, если показатель $m > k$, то процесс сжатия происходит с подводом тепла ($dq^{внеш.} > 0$), если же $m < k$, то процесс сжатия происходит с отбором тепла ($dq^{внеш.} < 0$). Настолько ли справедливо это утверждение, если природный газ, особенно при значительных давлениях, не является совершенным. Поэтому нет оснований считать, что в адиабатическом процессе, происходящем с реальным газом, выполняются соотношения (1). Следовательно, нет оснований считать, что справедливы и известные утверждения о наличии и отсутствии притока или отбора тепла в процессе компримирования газа. Возникает вопрос, какой вид имеет связь начальных и конечных параметров сжатия газа, если газ не рассматривать как совершенный, иными словами, какой вид имеет уравнение адиабаты *реального* газа?

Для ответа на этот вопрос запишем уравнение первого начала термодинамики в *обратимом* термодинамическом процессе в случае отсутствия внешнего притока тепла ($dq^{внеш.} = 0$) и пренебрежения изменением удельной кинетической энергии в следующем виде:

$$\underbrace{d\left(v^2/2\right)}_{0} + de_{внут.} = \underbrace{dq^{внеш.}}_{0} + dA^{внеш.} = 0 \quad \underbrace{-\, p \cdot d\left(\frac{1}{\rho}\right)}_{dA^{внеш.}}$$

или

$$d\underbrace{\left(e_{внут.} + \frac{p}{\rho}\right)}_{J(p,T)} = \frac{dp}{\rho}. \tag{3}$$

Адиабата совершенного газа. Для *совершенного* газа (с уравнением состояния $p = \rho RT$) удельная энтальпия J , стоящая в круглых скобках в левой части уравнения, есть функция только от температуры газа: $J(T) = C_{\upsilon}T + RT + const. = C_pT + const.$, поэтому из выражения (3) имеем:

$$dJ = C_p dT = \frac{dp}{\rho} \quad \text{или} \quad C_p dT = \frac{RT}{p}dp \tag{4}$$

и далее

$$\frac{dT}{T} = \frac{R}{C_p} \cdot \frac{dp}{p} \quad \Rightarrow \quad \frac{dT}{T} = \frac{k\text{-}1}{k} \cdot \frac{dp}{p}.$$

Проинтегрировав это дифференциальное уравнение с начальными условиями $T = T_в$ при $p = p_в$, получим закон увеличения температуры газа в адиабатическом процессе, то есть вторую формулу (2):

$$\frac{T}{T_в}=\left(\frac{p}{p_в}\right)^{\frac{k-1}{k}}. \qquad (5)$$

Адиабата реального газа. Для *реального* газа удельная энтальпия $J=J(T,p)$ зависит не только от температуры, но и от давления, поэтому из основного уравнения (3) получаем:

$$\underbrace{\left(\frac{\partial J}{\partial T}\right)_p}_{C_p} dT+\underbrace{\left(\frac{\partial J}{\partial p}\right)_T}_{-C_p\cdot D_*} dp=\frac{1}{\rho}dp \quad \Rightarrow \quad C_p dT=\left(\frac{1}{\rho}+C_p D_*\right)dp$$

или

$$\frac{dT}{dp}=D_*+\frac{1}{\rho C_p}=\frac{\rho C_p D_*+1}{\rho C_p}, \qquad (6)$$

где $D_*=D_*(p,T)$ — коэффициент Джоуля — Томсона. Сопоставляя уравнение (6) для *реального* газа с аналогичным уравнением (4) для *совершенного* газа, видим, что они отличаются наличием в правой части слагаемого D_*. Поскольку $D_*>0$, то это означает, что при сжатии реального газа имеет место *дополнительное увеличение температуры за счет джоулева нагрева*.

Согласно формулам термодинамики, справедливы следующие равенства [1]:

$$C_p D_*=-\frac{\rho+T(\partial\rho/\partial T)_p}{\rho^2} \quad \Rightarrow \quad \rho C_p D_*+1=-\frac{T}{\rho}\left(\frac{\partial\rho}{\partial T}\right)_p;$$

$$C_p-C_\upsilon=-\frac{T}{\rho^2}\left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_\rho\left(\frac{\partial\rho}{\partial T}\right)_p,$$

поэтому уравнение (6) адиабатического процесса реального газа приобретает вид

$$\frac{dT}{dp}=\frac{C_p-C_\upsilon}{C_p}\cdot\left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_\rho. \qquad (7)$$

Если газ совершенный, то $(\partial T/\partial p)_\rho=T/p$, поэтому уравнение (7) переходит в уравнение (5) адиабаты совершенного газа. Если же газ реальный, то производная $(\partial T/\partial p)_\rho\neq T/p$. Ее вычисление (путем дифференцирования уравнения состояния реального газа по p) дает

$$\left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_\rho=\frac{T}{p}\cdot\frac{1-p/Z\cdot(\partial Z/\partial p)_T}{1+T/Z\cdot(\partial Z/\partial T)_p},$$

поэтому уравнение адиабаты реального газа имеет вид

$$\frac{dT}{dp}=\frac{C_p-C_\upsilon}{C_p}\cdot\frac{T}{p}\cdot\frac{1-p/Z\cdot(\partial Z/\partial p)_T}{1+T/Z\cdot(\partial Z/\partial T)_p}. \qquad (8)$$

Политропическая аппроксимация адиабаты реального газа. Найти аналитическое решение уравнения (8) не удается, это можно сделать лишь численным путем. Однако представляет интерес ответ на вопрос, как подобрать некоторое (*кажущееся*) значение $k_{каж.}$ показателя адиабаты в классической формуле $T = A \cdot p^{(k_{каж.}-1)/k_{каж.}}$ Пуассона, где A — некоторая константа, чтобы зависимость температуры от давления в процессе адиабатического сжатия *реального* газа приближенно описывалась этой формулой, справедливой только для совершенного газа.

Подставив зависимость $T = A \cdot p^{(k_{каж.}-1)/k_{каж.}}$ в уравнение (8), получим

$$\frac{k_{каж.}-1}{k_{каж.}} \cdot Ap^{-\frac{1}{k_{каж.}}} = \frac{C_p - C_\upsilon}{C_p} \cdot Ap^{-\frac{1}{k_{каж.}}} \cdot \frac{1 - p/Z \cdot (\partial Z/\partial p)_T}{1 + T/Z \cdot (\partial Z/\partial T)_p}$$

или

$$k_{каж.} = \frac{C_p}{C_\upsilon} \cdot \frac{1 + T/Z \cdot (\partial Z/\partial T)_p}{1 - p/Z \cdot (\partial Z/\partial p)_T}. \qquad (9)$$

Для совершенного газа $Z \equiv 1$, поэтому дробь, стоящая в правой части уравнения (9) сомножителем при отношении C_p/C_υ, равна 1, следовательно, $k_{каж.} = k_{сов.}$, где $k_{сов.}$ — показатель адиабаты совершенного газа.

Для реального газа показатель $k_{каж.}$, аппроксимирующий адиабатический процесс, может быть как *больше*, так и *меньше* показателя $k_{сов.}$ адиабаты Пуассона. Какой вариант имеет место в конкретном случае, зависит от диапазона рассматриваемых температур и давлений, то есть от значений функций $Z(p,T)$ и $C_p(p,T)$. В таблице приведены значения показателя $k_{каж.}$, рассчитанные согласно уравнению (9) и диаграммам коэффициента $Z(p,T)$ сжимаемости в уравнении состояния метана: $k_{сов.} \approx 1{,}306$, $C_\upsilon = 1700$ Дж/(кг·К); $R = 520$ Дж/(кг·К).

Кажущееся значение $k_{каж.}$ показателя адиабаты Пуассона, аппроксимирующей процесс адиабатического сжатия реального газа (метана)

Давление, МПа	Температура, К					
	280	290	300	310	320	330
0,1	1,306	1,306	1,306	1,306	1,306	1,306
5	1,361	1,356	1,352	1,349	1,345	1,342
7	1,373	1,368	1,364	1,360	1,356	1,352
9	1,374	1,372	1,369	1,365	1,362	1,359
10	1,371	1,371	1,369	1,366	1,363	1,360
15	1,331	1,342	1,349	1,353	1,355	1,356
20	1,286	1,302	1,315	1,325	1,332	1,338
25	1,254	1,279	1,285	1,297	1,308	1,316
30	1,235	1,250	1,264	1,277	1,288	1,297

Из приведенной таблицы следует, что $k_{каж.} > k_{сов.}$ почти во всем интервале температур и давлений, меньших *15 МПа*. Например, если реальный газ сжимают при давлениях $7 \div 9$ *МПа*, то $k_{каж.} \approx 1{,}37$. Однако при сжатии реального газа в интервале давлений $20 \div 25$ *МПа* показатель $k_{каж.} \approx 1{,}28 - 1{,}32$, то есть близок или даже меньше $k_{сов.}$.

Таким образом, учет реальных свойств природного газа, рассматриваемого в рамках модели реального газа, то есть газа с уравнением состояния $p = Z(p,T) \cdot \rho RT$, показывает, что компримирование газа в центробежных нагнетателях КС является процессом, достаточно близким к адиабатическому. В зависимости от диапазона рабочих давлений и температур индекс политропической зависимости, аппроксимирующей адиабатический процесс сжатия реального газа, может быть как больше, так и меньше показателя адиабаты Пуассона совершенного газа. Этот коэффициент может быть рассчитан на основе уравнения состояния транспортируемого газа. Небольшие отклонения рассчитанных коэффициентов от их фактических значений в центробежных нагнетателях КС могут быть связаны с необратимостью происходящих процессов или теплообменом газа с окружающим оборудованием.

Список литературы

1. Кириллин А. В., Сычев В. В., Шейндлин А. Е. Техническая термодинамика. – М.: Энергоатомиздат. – 1983. – 416 с.

Сведения об авторе

Лурье Михаил Владимирович, *д. т. н., профессор кафедры «Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов», Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, г. Москва, тел. 8 (499)2339254), e-mail: lurie254@gubkin.ru*

Lurie M. V*., Doctor of Technical Sciences, professor of the chair «Designing and operation of oil and gas pipelines» Russia State University of Oil and Gas named after Gubkin I. M., phone: 8(499)2339254), e-mail: lurie254@gubkin.ru*

УДК 624.154.1

ПРОГНОЗ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ ОПОР ТРУБОПРОВОДА НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ «ЗАПОЛЯРЬЕ — НПС «ПУРПЕ»

PREDICTION OF THE GROUNDS TEMPERATURE BEHAVIOR OF THE SURFACE LAYING PIPELINE SUPPORT FOUNDATIONS FOR ENSURING THE TROUBLE-FREE OPERATION OF THE PIPELINE SYSTEM «ZAPOLYARIE — NPS PURPE»

В. В. Павлов, Ю. В. Богатенков, М. Ю. Зотов, А. Н. Петелин

V. V. Pavlov, Yu. V. Bogatenkov, M. Yu. Zotov, A. N. Petelin

ОАО «Гипротрубопровод», ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов», г. Москва; ОАО «Сибнефтепровод», г. Тюмень

Ключевые слова: ***прогнозный теплотехнический расчет, термостабилизатор, многолетнемерзлый грунт***

Key words: ***predictable heat engineering calculation, heat stabilizer, permafrost ground***

Строительство и эксплуатация объектов трубопроводного транспорта на территориях распространения многолетнемерзлых грунтов приводит к значительным изменениям геокриологических условий. Развитие негативных геокриологических процессов, влияющих на несущую способность и устойчивость фундаментов, возникает даже при незначительных изменениях теплового баланса в геотехнической системе «атмосфера — сооружение — многолетнемерзлый грунт».

При проектировании и строительстве в районах распространения многолетнемерзлых грунтов в соответствии с действующими нормативными документами [1] необходимо предусматривать комплекс мер, направленных на обеспечение надежной и долговечной эксплуатации возводимых сооружений, а также разрабатывать мероприятия по минимизации негативного техногенного воздействия на окружающую среду.

При строительстве объектов трубопроводного транспорта на территориях распространения многолетнемерзлых грунтов для оценки прогноза динамики температурного режима грунтов оснований на период строительства и эксплуатации сооружения нормативными документами [1, 2] регламентируется проведение теплотехнических расчетов.

Моделирование искусственного замораживания грунтов. Выбор технических решений (мероприятий) по сохранению мерзлого состояния грунтов и обеспечения их расчетного температурного режима производится расчетным путем с учетом технико-экономической целесообразности. Все расчеты теплового взаимодействия произведены на весь прогнозируемый срок трубопроводной системы.

Тепловое взаимодействие сооружений с многолетнемерзлыми породами происходит главным образом за счет кондуктивного механизма переноса тепла (теплопроводности). Фильтрация может играть заметную роль для отдельных гидротехнических сооружений (например, дамб и плотин с мерзлым ядром) и в некоторых других специальных случаях. При необходимости учета теплового влияния переноса влаги в инженерных расчетах обычно вводят соответствующие поправки в решение кондуктивной задачи (например, фильтрационную поправку к коэффициенту теплопроводности). Все методы расчета, нормированные в СНиП, учитывают только кондуктивный механизм переноса тепла.

Кондуктивный перенос тепла описывается эмпирическим законом Фурье [3], который устанавливает пропорциональную зависимость между плотностью теплового потока q и градиентом температуры T:

$$q = -\lambda gradT. \tag{1}$$

Коэффициент пропорциональности λ называется коэффициентом теплопроводности. Знак минус указывает на то, что тепловой поток направлен навстречу градиенту температуры.

Из закона Фурье и закона сохранения энергии получается основное уравнение, описывающее процесс теплопроводности:

$$C\frac{\partial T}{\partial t} = div(\lambda gradT), \tag{2}$$

где *C* — объемная теплоемкость, *t* — время. В случае однородной среды коэффициент теплопроводности как константа выносится из-под знака дивергенции, и после деления на *C* уравнение теплопроводности упрощается:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha\Delta T = \alpha\left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}\right), \tag{3}$$

где $a = \lambda/C$ — коэффициент температуропроводности, который характеризует тепловую инерционность среды и темп протекания процессов переноса тепла, Δ — общепринятое обозначение оператора Лапласа.

Для обеспечения единственности решения уравнения (2) или (3) необходимо задать начальные и граничные условия. Начальные условия задают температурное поле в некоторый момент $t = 0$, который принимается за начальный:

$$T(x, y, z, t)\Big|_{t=0} = 0 = f(x, y, z), \tag{4}$$

где f — заранее известная функция, обычно определяемая по данным изысканий.

Граничные условия описывают теплообмен рассматриваемой системы с внешней средой. В зависимости от температурного режима на границе различают три рода граничных условий. Граничное условие I рода задает температуру на границе расчетной области как известную функцию времени и пространственных координат точек границы:

$$T(x, y, z, t)\Big|_{\Gamma} = f(M, t), \tag{5}$$

где $M(x, y, z)$ обозначает произвольную точку границы Г. Условие I рода описывает идеальный тепловой контакт грунта с внешней средой, когда сопротивлением теплообмену можно пренебречь.

Условием II рода задается значение не самой температуры, а ее производной:

$$-\lambda \frac{\partial T(x,y,z,t)}{\partial n}\Big|_{\Gamma} = q(M, t). \tag{6}$$

Здесь символом $\partial/\partial n$ обозначена производная по нормали, а физический смысл данного условия раскрывается законом Фурье (1): задается плотность теплового потока через границу.

Условие II рода можно применять там, где этот тепловой поток не зависит от температуры окружающего грунта и может быть измерен или вычислен. Гораздо чаще применяется условие II рода с нулевым тепловым потоком: его задают на границах, являющихся плоскостями симметрии или достаточно удаленных от тепловыделяющих сооружений. Как правило, такие условия ставятся на нижней и боковых границах расчетной области. На нижней границе может быть задан тепловой поток за счет геотермического градиента.

Граничное условие III рода является более общим и содержит как саму температуру, так и ее производную:

$$-\lambda \frac{\partial T(x,y,z,t)}{\partial n}\Big|_{\Gamma} = \alpha(M, t)\left[T(x, y, z, t)\Big|_{\Gamma} - f(M, t)\right], \tag{7}$$

где $\alpha(M, t)$ — коэффициент теплообмена; $f(M, t)$ — температура внешней среды вдоль границы, рассматриваемые как известные функции координат и времени.

Соотношение (7) следует из закона Фурье (левая часть есть плотность теплового потока) и эмпирического закона Ньютона, который устанавливает пропорциональность между разностью температур по обе стороны границы и плотностью теплового потока через нее. Коэффициент пропорциональности α называется коэффициентом теплообмена. Таким образом, граничное условие III рода содержит не одну, а две величины, которые задаются как известные функции времени и координат границы.

Условие III рода ставится для большинства зданий и сооружений, а также на дневной поверхности вне зданий. Оно соответствует наиболее распространенной ситуации, когда между внутренностью сооружения (или наружным воздухом), где температура известна, и грунтом есть преграда (теплоизоляция, снег и т. п.), оказывающая сопротивление теплообмену — термическое сопротивление. Если имеется несколько слоев, препятствующих теплопередаче, то их термические сопротивления складываются. Термическое сопротивление каждого слоя вычисляется как частное от деления его толщины на коэффициент теплопроводности. Для снега этот коэффициент вычисляется по известной высоте и плотности снежного покрова. Величина, обратная термическому сопротивлению, есть коэффициент теплообмена α, который и входит в выражение (7).

При фазовых превращениях «лед — вода» теплопроводность и теплоемкость грунта изменяется, поэтому уравнение теплопроводности записывается отдельно для талой и мерзлой зоны, то есть получается система двух уравнений с двумя неизвестными температурами: $T_1(x, y, z, t)$ в талой зоне и $T_2(x, y, z, t)$ — в мерзлой. Положение границы раздела фаз также является неизвестной функцией времени, которая определяется из так называемого условия Стефана, представляющего собой закон сохранения энергии при выделении скрытой теплоты фазового перехода:

$$\frac{Qf dh}{dt} = \lambda_2 \frac{\partial T_2(x,t)}{\partial x}\bigg|_{x=h} - \lambda_1 \frac{\partial T_1(x,t)}{\partial x}\bigg|_{x=h} \tag{8}$$

где Q_f — скрытая теплота фазового перехода на единицу объема грунта; h — текущая координата фазовой границы, рассматриваемая как неизвестная функция времени; индексы 1 и 2 относятся к талой и мерзлой зоне, соответственно. Задача о фазовых переходах в указанной постановке получила название задачи Стефана.

Несмотря на достаточно обширный набор точных и приближенных аналитических методов, многие задачи инженерной геокриологии не удается решить этими методами. Такие задачи решаются численно. Основным методом численного решения является метод конечных разностей.

Уравнение теплопроводности с граничными условиями решается для трехмерной области, которая анализируется при проектировании объекта. Данная область, как правило, включает в себя геолого-литологические слои грунта, проектируемые основания и фундаменты, устройства для охлаждения грунта и другие элементы.

За верхнюю границу области моделирования, как правило, принимают поверхность земли, а нижнюю границу располагают на достаточно большой глубине, чтобы минимизировать ее влияние на тепловые процессы в интересующей проектировщика области.

На верхней границе области моделирования задаются условия теплообмена с окружающей средой, которые определяются температурой воздуха и коэффициентом теплообмена. Учет влияния снегового покрова на теплообмен поверхности грунта осуществляется путем задания изменения во времени толщины снежного покрова и его теплопроводности.

На нижней границе области моделирования задается температура грунта согласно термометрическим данным. На боковой поверхности области моделирования, как правило, задается нулевой тепловой поток. При этом боковые границы области моделирования должны быть расположены достаточно далеко от интересующего проектировщика участка, чтобы они не оказывали влияние на расчет тепловых процессов.

Следует отметить, что область моделирования состоит из неоднородных слоев грунта с различными теплофизическими свойствами — теплоемкостью, теплопроводностью, плотностью и влагосодержанием. В связи с этим для компьютерного моделирования искусственного замораживания грунтов необходимо построение модели, в которой учтено реальное распределение слоев грунта с различными теплофизическими свойствами. Такое распределение слоев грунта строится на основании данных, полученных в результате инженерно-геологических изысканий.

Следует отметить, что большая ответственность лежит на организациях, выполняющих инженерно-геологические изыскания по трассе строительства, так как на основании их данных выполняются прогнозные теплотехнические расчеты и весь проект в целом. Геодезическая съемка местности, определение физико-механических и деформационных свойств многолетнемерзлых грунтов в мерзлом и талом состоянии, замеры температур грунтов, гидрогеологические изыскания играют ключевую роль в назначении тех или иных технических решений. Именно от качества выполненных инженерных изысканий во многом зависит качество всех остальных видов работ: от проектирования до строительства.

Поскольку для решения уравнения теплопроводности необходимо использовать численные методы, область моделирования дискретизируется расчетной сеткой во времени и пространстве, то есть покрывается прямоугольной сеткой, в узлах которой задаются теплофизические характеристики, и определяются искомые температуры.

В результате численного решения уравнения теплопроводности получается распределение температур в моделируемой области для различных моментов времени (рис.1). Полученное тепловое поле используется для анализа тепловых режимов грунтов и изменения их механических свойств. На основании анализа принимается решение по обеспечению несущей способности грунтов.

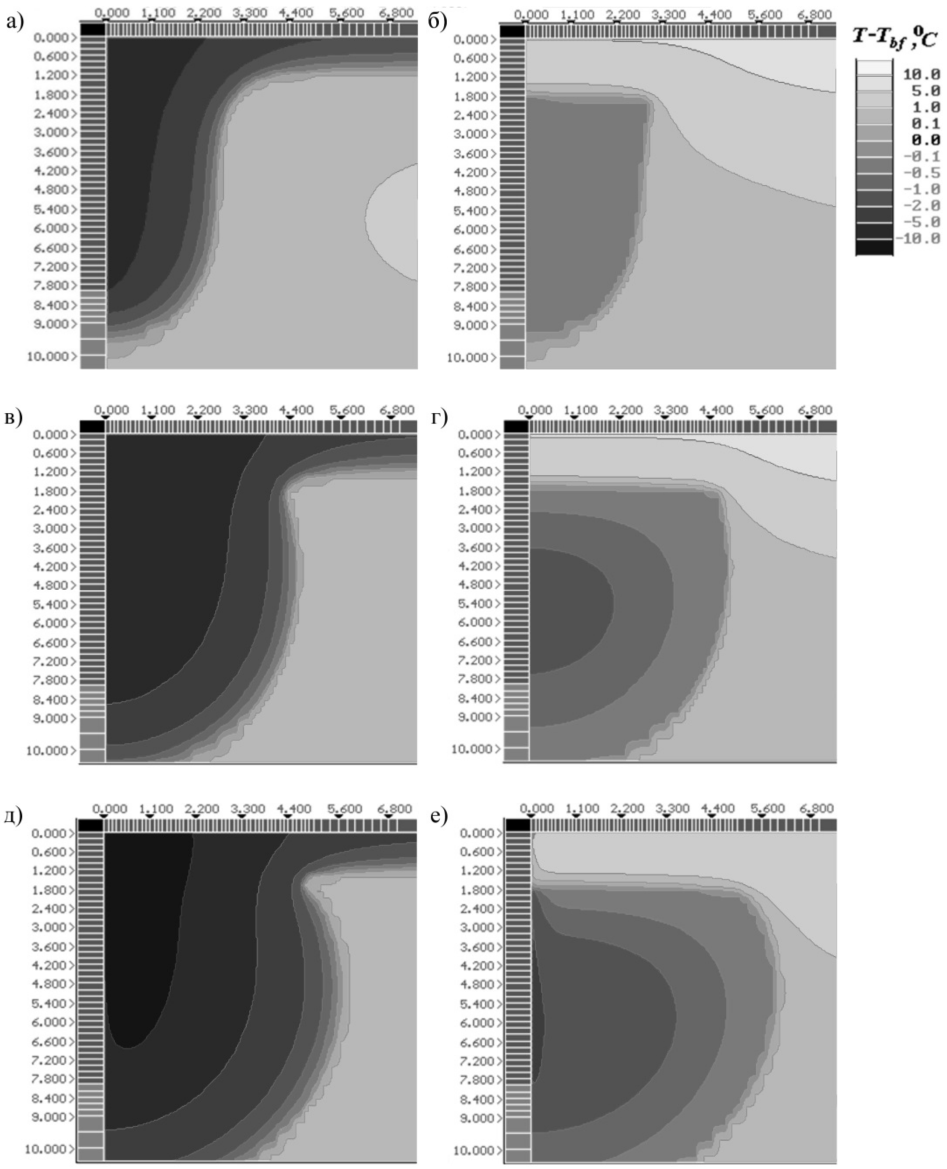


Рис. 1. ***Результаты прогнозного теплотехнического расчета температурного режима грунтов оснований свайных фундаментов опор трубопровода:***
а) конец активного периода 1-го года работы термостабилизаторов; б) конец пассивного периода 1-го года работы термостабилизаторов; в) конец активного периода 1-го года работы термостабилизаторов; г) конец пассивного периода 1-го года работы термостабилизаторов; д) конец активного периода 1-го года работы термостабилизаторов; е) конец пассивного периода 1-го года работы термостабилизаторов

Технические решения по температурной стабилизации грунтов оснований свайных фундаментов опор трубопроводов. Изучение особенностей взаимодействия свайного фундамента опор трубопровода с многолетнемерзлым грунтом позволило разработать надежную систему активной термостабилизации грунтов оснований свайных фундаментовопор для надземной прокладки линейной части магистрального трубопровода «Заполярье – НПС «Пурпе» (рис. 2, 3).

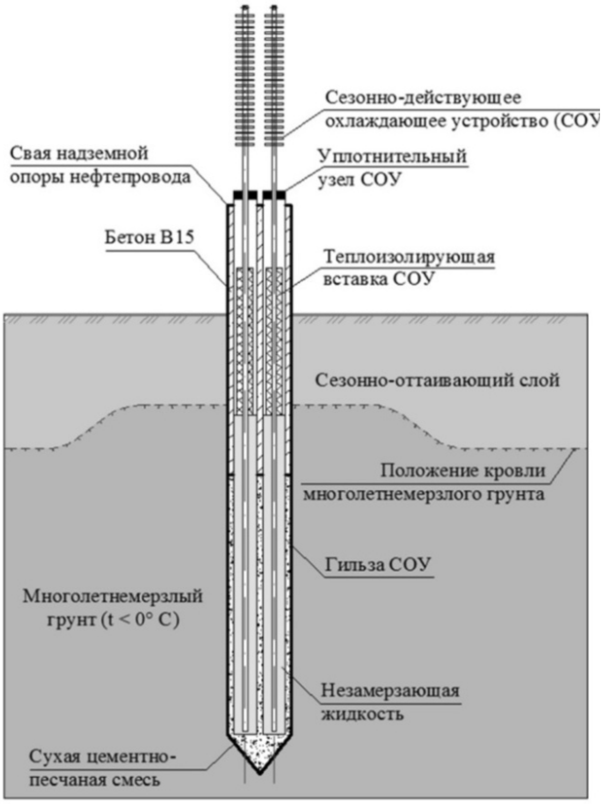


Рис. 2.
Термостабилизация грунтов оснований опор магистрального нефтепровода (на примере бурозабивной сваи)

Принудительное охлаждение или замораживание грунтов было предусмотрено в следующих случаях [4]:

- для обеспечения в установленные проектом сроки требуемого температурного режима грунтов оснований, при котором фундаменты сооружений воспринимают полные проектные нагрузки (температура грунта по боковой поверхности и под торцом свай находится в диапазоне от –0,5 до –1 ^{0}С);
- для перевода суглинистых грунтов, находящихся в пластично-мерзлом состоянии, в твердомерзлое состояние (достижение температуры грунта –1 ^{0}С и ниже);
- для замораживания талых суглинистых грунтов, являющихся основанием зданий и сооружений, с показателем текучести IL более 0,6;
- для минимизации воздействия тепловых источников на расчетный температурный режим грунтов (например, для случая прохождения горячего подземного нефтепровода или размещения подземной горячей емкости вблизи свай, запроектированных по первому принципу).

Во всех случаях применение термостабилизаторов эффективно только при достаточном расчетном обосновании с учетом местных климатических параметров, при которых время выхода на расчетный температурный режим составляет менее одного холодного сезона.

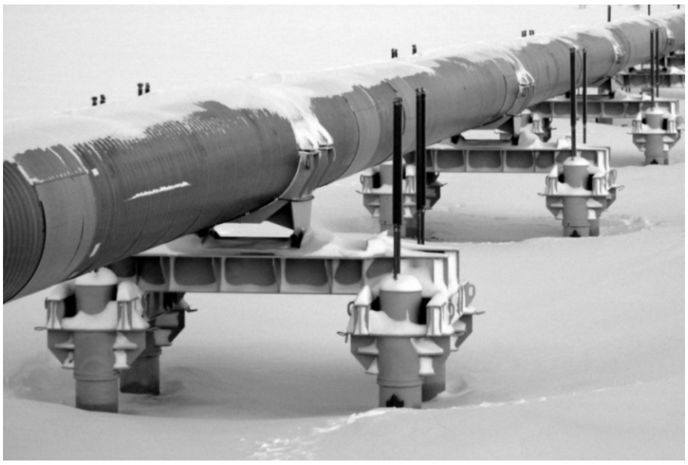


Рис. 3. ***Применение термостабилизированных свайных опор по трассе магистрального нефтепровода «Заполярье – НПС «Пурпе»***

Таким образом, выполнение прогнозных теплотехнических расчетов взаимодействия свайного фундамента опор трубопровода с многолетнемерзлым грунтом является важной частью процесса проектирования, позволяющей принимать обоснованные технические решения, направленные на повышение надежности и долговечности эксплуатируемого объекта.

Комплексный подход к выбору оптимальных проектных решений, частью которого является моделирование теплового взаимодействия в системе сооружение — грунты основания, позволяет оптимизировать затраты без снижения требований к надежности систем.

Применение при моделировании специализированных компьютерных программ (например, таких как TermoStab 67-87, WARM (ТЕПЛО), FROST 3D) позволяет автоматизировать процессы вычислений и сократить сроки разработки и принятия проектных решений.

Список литературы

1. СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».
2. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства».
3. Голубин С. И. Научно-методические основы прогноза взаимодействия подземных газопроводов с засоленными многолетнемерзлыми грунтами полуострова Ямала: Автореф. дис. … кандидата геолого-минералогических наук. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011. – С. 24.
4. Лисин Ю. В., Сощенко А. Е., Павлов В. В., Коргин А. В., Суриков В. И. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы «Заполярье — НПС «Пур-Пе» // Промышленное и гражданское строительство. – 2014. – № 1. – С. 65-68.

Сведения об авторах

Павлов Вячеслав Владимирович*, главный инженер, ОАО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (ОАО «Гипротрубопровод»), г. Москва, e-mail: gtp@gtp.transneft.ru*

Богатенков Юрий Васильевич, *к. т. н., генеральный директор, ОАО «Сибнефтепровод», г. Тюмень, тел. 8(3452)322710, e-mail: BogatenkovYV@tmn.transneft.ru*

Зотов Михаил Юрьевич*, начальник отдела расчетного обоснования, ОАО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (ОАО «Гипротрубопровод»), г. Москва, тел. 8(495)9508751, e-mail: ZotovMY@gtp.transneft.ru*

Петелин Александр Николаевич, *ведущий инженер отдела механо-технологического оборудования объектов трубопроводного транспорта, ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ ТНН»), г. Москва, тел. 8(495) 9508295, e-mail: PetelinAN@niitnn.transneft.ru*

Pavlov V. V*., chief engineer of the OJSC «Institute for designing of trunk pipelines, Giprotruboprovod», Moscow, e-mail:gtp@gtp.transneft.ru*

Bogatenkov Yu. V*., Candidate of Technical Sciences, Director General of OJSC «Sibnefteprovod», Tyumen, phone: (3452)322710, e-mail: BogatenkovYV@tmn.transneft.ru*

***Zotov M. Yu.**, head of the Department for estimation support, OJSC «Institute for designing of trunk pipelines, Giprotruboprovod», Moscow, phone: 8(495)9508751, e-mail: ZotovMY@gtp.transneft.ru*

***Petelin A. N.**, leading engineer of the Department for mechanic-technological equipment of the pipeline transport facilities, LLC «Scientific-Research Institute of oil and oil products transport», Moscow, phone: 8(495)9508295, e-mail: PetelinAN@niitnn.transneft.ru*

Химия и технология переработки нефти и газа

УДК 622.276.6

ВЛИЯНИЕ ГЕЛИРУЮЩИХ АГЕНТОВ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ

INFLUENCE OF GELLING AGENTS ON FILTRATION CHARACTERISTICS OF HYDROCHLORIC ACID

С. М. Антонов, О. В. Андреев, К. В. Киселев
S. M. Antonov, O. V. Andreev, K. V. Kiselev

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***карбонатные породы, гелирующие агенты, реологические свойства, кинетические кривые, фильтрация кислотных составов***

Key words: ***carbonate rocks, gelling agents, flow properties, kinetic curves, acid compositions filtration***

Основной способ интенсификации притока углеводородных флюидов в карбонатных коллекторах — обработка призабойной зоны пласта солянокислотным раствором [1]. Высокая скорость химической реакции соляной кислоты с минералами породы и преимущественное сосредоточение кислотного потока по высокопроницаемым зонам пласта значительно снижают эффективность воздействия [2].

Замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонатами достигается снижением активности иона гидроксония за счет добавки сорастворителей [3]. Однако нагнетание подобных жидкостей не приводит к перераспределению потоков фильтрации состава в гидрофобизированные и низкопроницаемые участки пласта [1].

Отмечается [4], что в ряду ньютоновская → псевдопластическая → дилатантная жидкость потокоотклоняющие свойства раствора усиливаются. Изменить характер течения соляной кислоты возможно при модификации состава растворами ПАВ с различной ионной активностью [4, 5], полимеров и водорастворимых спиртов [1].

Эпизодичны данные по фильтрации гелированных солянокислотных составов в условиях залегания низкотемпературных карбонатных пластов.

Цель работы состоит в проведении фильтрационных исследований солянокислотных растворов, гелированных неионогенным ПАВ, полимером, комплексом неионогенного и амфотерного ПАВ применительно к условиям залегания низкотемпературного карбонатного пласта.

Методика эксперимента. Реологические характеристики солянокислотных растворов (C_{HCl} = 12 % мас.), загеленные неионогенным ПАВ (1–10 % мас.), суспензией полимера (0,5–3 % мас.) и комплексом неионогенного и амфотерного ПАВ (1+3 % мас., 2+4 % мас., 2+7 % мас.), устанавливали на 17-скоростном ротационном вискозиметре, позволяющем измерять реологические показатели в широких интервалах скоростей (0,1–1000 об/мин), температур (12–260 ^{0}C) и давлений (до 13,9 МПа). Для сопоставления реакционной способности растворов модифицированных кислотных растворов использован гравиметрический метод анализа в статическом режиме по методике, описанной в [6].

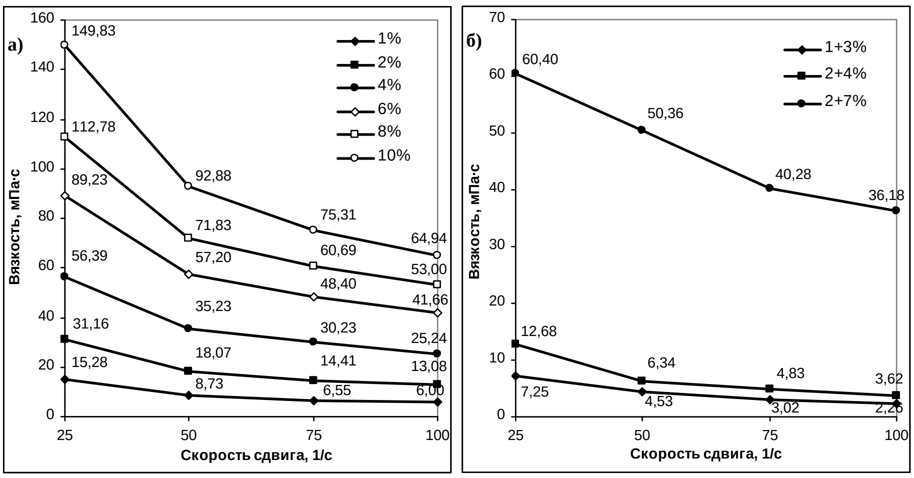
Результаты кинетического растворения образцов карбонатной породы в кислотных составах обработаны с помощью уравнения Аврами — Колмогорова — Ерофеева:

$$\alpha = 1 - \exp(-k\tau^{n}),$$

где α — убыль массы породы, τ — время обработки, k — константа скорости реакции, n — коэффициент при временном параметре.

Фильтрация загеленных кислотных растворов проводилась через модель карбонатного пласта, представляющую собой составную колонку образцов керна, образованного образцами доломита с трещинно-кавернозно-поровой матрицей пород на многопрофильной модульной системе в термобарических условиях, приближенных к пластовым.

Результаты и обсуждение. При модификации соляно-кислотного раствора (C_{HCl} = 12 % мас.) раствором неионогенного ПАВ (НПАВ) наблюдается изменение структурно-механических свойств состава. Мицеллы раствора ПАВ подвержены полиморфному превращению: мономер ↔ сферическая мицелла ↔ цилиндрическая мицелла [7]. Цилиндрическая упаковка мицелл раствора НПАВ приводит к интенсивному гелированию соляной кислоты. Высокие показатели вязкости (149,63–64,94 мПа·с при γ = 25–100 $с^{-1}$) соляно-кислотный раствор приобретает при добавлении 10 % мас. НПАВ (рис. 1 а).



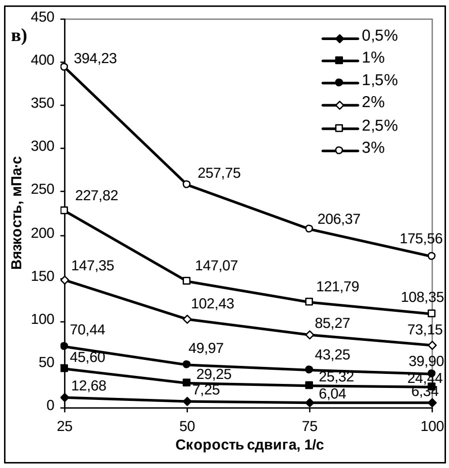


Рис. 1. ***Изменение вязкости солянокислотных растворов, гелированных добавками различной концентрации, от скорости сдвига (t = 12 ^{0}C, P = 10 МПа):***
а) неионогенное ПАВ;
б) комплекс неионогенного и амфотерного ПАВ;
в) суспензия полимера

Комплексирование растворов ПАВ с различной ионной активностью ведет к неаддитивному изменению (усилению, или ослаблению) качественных физико-химических показателей растворов. При добавлении в 12 %-ный раствор соляной кислоты комплекса неионогенного и амфотерного ПАВ наблюдалась низкая способность комплекса к образованию стойкой эмульсии, что связано с избыточным отталкиванием между молекулами ПАВ. Антагонизм молекул ПАВ комплекса привел к ухудшению вязкостных характеристик состава (рис. 1 б), по сравнению с индивидуальным раствором НПАВ.

Отмечается [1] высокая способность к загеливанию соляной кислоты полимерными веществами, что подтверждено данными опытами. При низких концентрациях полимера (до 0,5 % мас.) в составе соляной кислоты характер течения состава подчиняется закону Ньютона. Однако при кратном увеличении концентрации полимера (до 3 % мас.) состав приобретает псевдопластический характер течения (рис. 1 в) с высокими показателями вязкости (147,35–73,5 мПа·с при $\gamma = 25–100\ c^{-1}$).

Соляная кислота активно вступает во взаимодействие с карбонатами с выделением газообразного CO_2. Уменьшение массы реакционной смеси за счет выделения CO_2 показывает, какое количество породы растворилось за определенный промежуток времени.

При растворении доломита в 12 %-ной HCl, загеленной раствором НПАВ (10 % мас.) и полимером (2 % мас.), наблюдается вспенивание реагирующей смеси. Молекулы CO_2 образуют слой на реагирующей поверхности, как и при реакции со стандартным составом, но отрыв молекул затруднен повышенной вязкостью. Малоподвижный слой глобул CO_2 на карбонате создает препятствие для подвода катионов H^+ к реагирующей поверхности, что замедляет скорость химической реакции в 1,9 и 3,2 раза (рис. 2) соответственно (относительно стандартной 12 %-ной HCl). В опытах по растворению образцов карбонатной породы в HCl, загеленной комплексом АПАВ + НПАВ (7 % + 2 % мас.), отмечено незначительное замедление скорости реакции. Низкая агрегативная устойчивость и вязкость состава не приводят к изменению коэффициента массопередачи, реакция протекает на границе раздела фаз эмульсия — HCl.

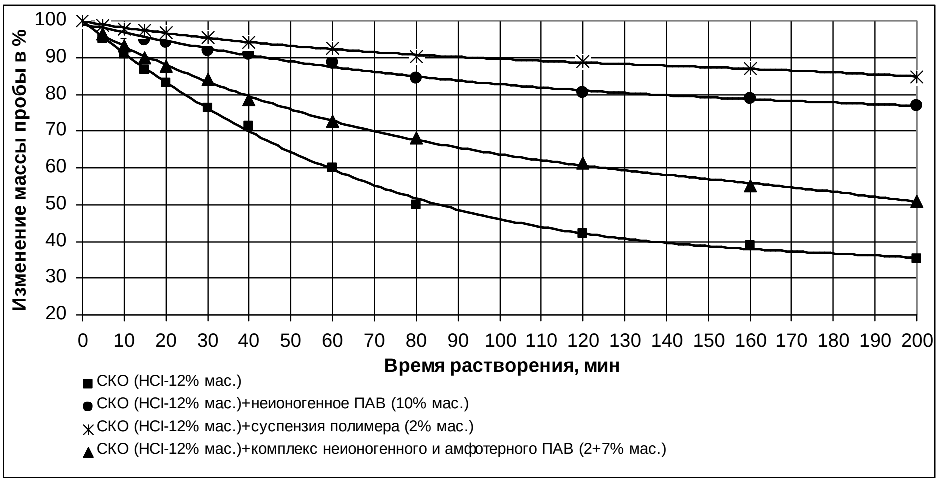


Рис. 2. ***Кинетические зависимости растворения порошкообразной карбонатной породы в кислотных композициях***

Для установления фильтрационных характеристик кислотных составов проведено 4 опыта по фильтрации: 1) стандартного соляно-кислотного раствора (C_{HCl} = 12 % мас.); 2) соляно-кислотного раствора, загеленного НПАВ (10 % мас.);

3) соляно-кислотного раствора, загеленного комплексом АПАВ (7 %) + НПАВ (2 % мас.); 4) соляно-кислотного раствора, загеленного полимером (2 % мас.).

В начале закачки соляной кислоты в керновый образец наблюдается монотонный рост градиента давления, что связано с отрывом карбонатных частиц и кольматацией ими порового пространства модели пласта (рис. 3 а). При поступлении новых порций кислоты частицы растворяются и вымываются раствором, градиент давления снижается. Высокая скорость химической реакции HCl с карбонатными минералами приводит к образованию одного сквозного канала фильтрации. При этом затрачиваемый поровый объем не превышает 1,2 $V_{пор}$ (таблица) до прорыва кислоты, что не позволяет получить необходимое количество сообщающихся по длине каналов фильтрации [8].

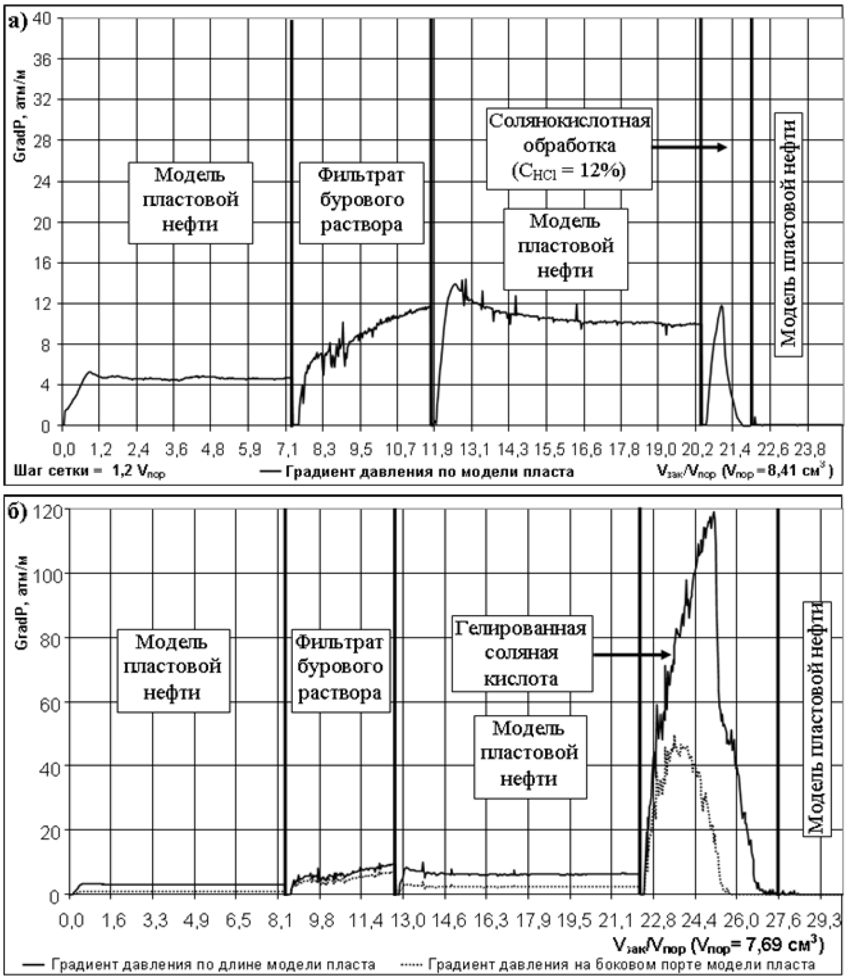


Рис. 3. ***Изменение градиента давления на торцевых концах модели карбонатного пласта при фильтрации:*** *а) стандартного соляно-кислотного раствора (12 % мас.); б) соляно-кислотного раствора (12 % мас.), загеленного полимером (2 % мас.)*

При нагнетании в модель пласта соляно-кислотных растворов, гелированных НПАВ и суспензией полимера, наблюдается значительный рост градиента давления (рис. 3 б), что связано с изменением коэффициента массопередачи. Перераспределение потоков фильтрации за счет повышенной вязкости составов и замедленной скорости реакции приводит к образованию 2–4 высокопроницаемых каналов (рис. 4 а), а затрачиваемые объемы кислотных составов составляют 5,3 и 4,4 $V_{пор}$ соответственно (таблица).

Характеристики взаимодействия гелированных кислотных растворов с керновой моделью карбонатного состава

Номер опыта	Пористость, %	Проницаемость по нефти, мкм$^2\cdot10^{-3}$		Количество поровых объемов до прорыва, $V_{пор}$	Расход закачки флюида, см^3/ч
		до обработки	после обработки		
1	15,10	29,80	>1 000	1,12	15
2	10,68	35,04	>1 000	5,29	15
3	13,85	76,94	>1 000	6,59	15
4	12,46	81,29	>1 000	4,42	15

Фильтрация соляно-кислотного раствора, гелированного комплексом АПАВ + НПАВ (7 % + 2 % мас.) в объеме 6,59 $V_{пор}$, вызвала интенсивное кольматационное повреждение кернового образца продуктами распада вязкой системы. Химическая реакция соляной кислоты с карбонатной породой проходила по торцевой части образца, что привело к образованию объемной каверны (рис. 4 б).

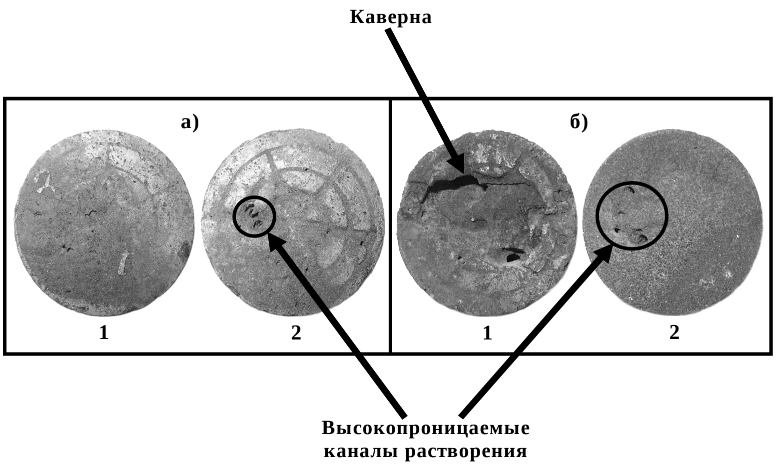


Рис. 4. ***Входной (1) и выходной (2) торцы керна после воздействия:***
а) соляно-кислотного раствора, загеленного НПАВ (10 % мас.); б) соляно-кислотного раствора, загеленного комплексом АПАВ (7 %) и НПАВ (2 % мас.)

Таким образом, при увеличении вязкости кислотного раствора НПАВ ($C_{ПАВ}$ = 10 % мас.) наблюдается образование стойкого геля, что ведет к замедлению реакции с карбонатной породой и перераспределению потоков фильтрации. Комплекс НПАВ и АПАВ не приводит к образованию стойкой эмульсии. При прокачке соляной кислоты, загеленной комплексом, наблюдается наименьшая эффективность обработки. Наиболее перспективным составом для обработки низкотемпературных карбонатных отложений является кислотный гель с концентрацией полимера 2 % мас.

Список литературы

1. Глущенко В. Н., Силин М. А. Нефтепромысловая химия: в 5-ти т.: – Т. 4. Кислотная обработка скважин // Под ред. проф. И. Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.

2. Харламов К. Н. Андреев О. В., Киселев К. В. Изучение химизма взаимодействия кислотных растворов с горной породой низкопродуктивных залежей нефти // Известия вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 1. – С. 19-24.

3. Киселев К. В. Использование взаимных растворителей при кислотных обработках призабойной зоны добывающих скважин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 43-46.

4. Рудый М. И. Загущенные кислотные растворы на основе неионогенных поверхностно-активных веществ // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 2. – С. 48-52.

5. Raghavan S. R., Fritz G., Kaler E. W. Wormlike micelles formed by synergitist self-assembly in mixtures of anionic and cationic surfactants // Langmuir. – 2002. – Vol.18. – P. 3797-3803.

6. Солодовников А. О., Андреев О. В., Киселев К. В. Взаимодействие растворов кислотообразующих реагентов с минералами карбонатных коллекторов // Вестник Тюменского государственного университета. – 2011. – № 5. – С. 149-156.

7. Буканова Е. Ф. Коллоидная химия ПАВ. Мицеллообразование в растворах ПАВ: Учеб. пособие. – М.: МИТХТ им. М. В. Ломоносова, 2006. – 80 с.

8. Солодовников А. О. Образование флюидопроводящих каналов при кислотном воздействии на карбонатные пласты / А. О. Солодовников, А. В. Елышев, О. В. Андреев // Менделеев-2013. Физическая химия.: Тез. докл. VII всерос. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием по химии и наноматериалам г. СПб . 1-5 апреля 2013. – СПб: Соло, 2013. – С. 232-234.

Сведения об авторах

Антонов Сергей Михайлович, *аспирант кафедры «Неорганическая и физическая химия», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 89220049448, e-mail: antonov9891@gmail.com*

Киселев Константин Владимирович, *к. х. н., старший преподаватель, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)687243*

Андреев Олег Валерьевич*, д. х. н., профессор, заведующий кафедрой «Неорганическая и физическая химия», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)453797, e-mail: Andreev@utmn.ru*

Antonov S. M*., postgraduate of the chair «Inorganic and physical chemistry» Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89220049448, e-mail: antonov9891@gmail.com*

Kisellev K. V*., Candidate of Sciences in Chemistry, senior lecturer of Tyumen State University, phone: 8(3452)687243*

Andreev O. V., *Doctor of Chemistry, professor, head of the chair «Inorganic and physical chemistry» Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)453797, e-mail: Andreev@utmn.ru*

УДК 536.6/536.71:533.15:548.5:54-148

РОСТ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ЭМУЛЬСИИ ВОДА/МАСЛО ПО ДАННЫМ МЕТОДА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

GROWTH OF GAS HYDRATES IN THE WATER/OIL EMULSIONS ACCORDING TO METHOD DIFFERENTIAL THERMAL ANALYSIS

А. Г. Заводовский, М. Ш. Мадыгулов, А. Н. Нестеров, А. М. Решетников, В. П. Щипанов

A. G. Zavodovsky, M. Sh. Madygulov, A. N. Nesterov, A. M. Reshetnikov, V. P. Shchipanov

Институт криосферы Земли СО РАН, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***эмульсия вода/масло, газовые гидраты, метод ДТА***

Key words: ***water/oil emulsion, gas hydrates, DTA method***

Добыча нефти в районах с вечной мерзлотой и на морских шельфах осложняется образованием газовых гидратов, представляющих собой льдоподобные соединения из воды и низкомолекулярных природных газов [1].

Образование газовых гидратов происходит при определенных термодинамических условиях из растворенных в нефти легких углеводородов (C_{1-4}) и водонефтяной эмульсии [2, 3]. Последующая агломерация гидратированных капель воды приводит к появлению газогидратных пробок, снижающих пропускную способность технологического оборудования, вплоть до его полной остановки. Возникновение такого рода осложнений наиболее вероятно в процессе консервации технологического оборудования, а также в скважинах с невысокой скоростью газожидкостного потока. В ряде случаев для образования газогидратных пробок достаточно 3 %-ной степени превращения водной фазы в гидрат [4].

Как показывает практика, качество прогноза образования газогидратных пробок и эффективность мер по их удалению во многом определяются достоверностью данных о степени гидратообразования воды в водонефтяных эмульсиях [5]. Однако не все экспериментальные методы позволяют получить эти данные в процессе образования газогидратов на каплях воды, составляющих дисперсную фазу эмульсии вода/масло. Вполне реально это сделать с помощью метода дифференциального термического анализа (ДТА), который успешно зарекомендовал себя при определении степени гидратообразования образцов, синтезированных на основе дисперсного льда [6].

Поскольку существует высокая вероятность образования мелкодисперсных водонефтяных эмульсий с каплями воды менее 10 мкм, становятся актуальными ДТА-исследования процесса образования газовых гидратов в эмульсионных образцах с каплями воды микронных размеров.

Объект исследования. В данной работе в качестве гидратообразующего газа использовали фреон-12 (CCl_2F_2), образующий газовый гидрат структуры КС-II. Для большинства природных газов он является модельным гидратообразующим газом и характеризуется низким давлением гидратообразования. Гидрат фреона-12 получали на каплях воды (гранулах льда) микронных размеров, составляющих дисперсную фазу эмульсии вода/масло.

Приготовление эмульсии вода/масло. Мелкодисперсные эмульсии получали при перемешивании масла Castrol 0EDG и дистиллированной воды с помощью механической мешалки IKA T10 basic в течение 120 с со скоростью 340 об/с. Средний размер капель воды в полученной эмульсии вода/масло определяли по гистограммам распределения капель воды по их размерам (рис. 1) в соответствии с методикой, описанной в работе [7]. Подсчет числа капель воды, попадающих в заданный интервал размеров, проводили по фотографиям, полученным с помощью оптического микроскопа Motic со встроенной цифровой USB-камерой moticam.

Для снижения коагуляционных явлений массовое содержание водной фазы в эмульсии вода/масло во всей серии экспериментов не превышало 20 %. Полученные образцы эмульсии были стабильны при комнатной температуре и атмосферном давлении в течение 2 недель без добавления ПАВ.

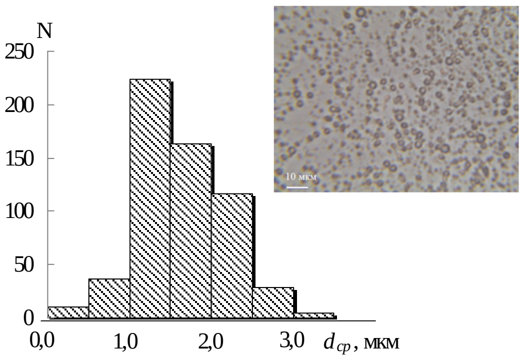


Рис. 1. ***Гистограмма распределения капель воды по их размерам в исходной эмульсии вода/масло. Средний размер капель воды составляет 1,3 мкм***

Экспериментальная установка. Основу экспериментальной установки, схема которой приведена на рис. 2, составляет блок ДТА-измерений. Он состоит из двух ячеек, расположенных в термостатируемой ванне программируемого термостата FP50-HE фирмы Julabo.

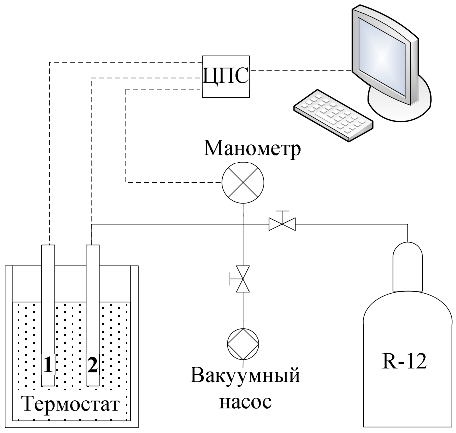


Рис. 2. ***Блок-схема экспериментальной установки:*** *1 – эталонная ячейка, 2 –ячейка с образцом (реактор)*

Ячейки представляют собой стеклянные пробирки диаметром 10 мм и высотой 180 мм, способные работать при давлениях до 400 кПа. В нижней части ячеек расположены термодатчики (импульсные кремниевые диоды КД512А), измеряющие температуру образца $T_{обр}$ и эталона $T_э$ с точностью ± 0,1 K.

В качестве эталона, находящегося в ячейке *1*, используется жидкость Thermal H5S, которая не претерпевает фазовых переходов в изучаемой области температур и давлений. Ячейка *2* является рабочей ячейкой и служит реактором для синтеза гидратов. Напуск газа в реактор осуществляется из баллона с фреоном марки R-12. При необходимости для понижения давления газа используется вакуумный насос 2FY–1B. Скорость откачки и напуска газа регулируется посредством игольчатых вентилей. Давление в рабочей ячейке измеряется цифровым манометром ДМ5002Г УХЛ с приведенной погрешностью измерения давления, не выходящей за пределы 1,5 кПа во всем доступном диапазоне измерений от –100 до +900 кПа. Цифровой преобразователь сигналов (ЦПС) является оригинальным устройством, изготовленным и апробированным в ИКЗ СО РАН.

Методика проведения эксперимента. Исследования динамики роста газового гидрата фреона-12 в эмульсии вода/масло производили на основе анализа тепловых пиков плавления льда, полученных в режиме термоциклирования исследуемого образца гидрата в интервале от +2 до –42 ^{0}C по схеме, представленной на рис. 3.

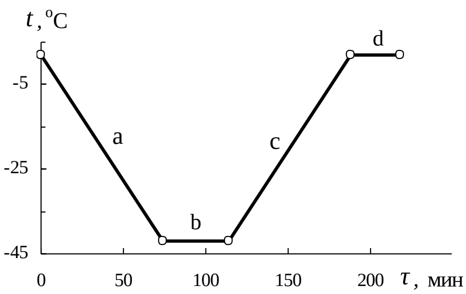


Рис. 3. ***Изменение температуры образца в течение одного цикла:*** *участки a, c — охлаждение, нагрев образца со скоростью 1 ^{0}C/мин; участки b, d — выдерживание образца при температурах –42 ^{0}C и +2 ^{0}C соответственно*

Применение низких температур обеспечивало кристаллизацию всех капель воды в эмульсии вода/масло. Реализуемый в термоцикле участок нагрева образца позволял уверенно регистрировать в эксперименте полноценный пик плавления льда.

Для получения опорного ДТА-сигнала осуществляли нулевой цикл в атмосфере воздуха. Для этого приготовленный образец эмульсии вода/масло подвергали воздействию знакопеременных температур при атмосферном давлении по схеме, представленной на рис. 3. На заключительных этапах цикла регистрировали «нулевой» пик плавления льда.

После окончания нулевого цикла производили дегазацию образца путем его кратковременного вакуумирования. Делали это при температуре реактора +2 ^{0}С непосредственно перед напуском гидратообразующего газа. После заправки реактора фреоном-12 до начального давления P_o и установления в образце температуры +2 ^{0}С запускали программу изменения температуры образца в соответствии с рис. 3.

В процессе термоциклирования методом ДТА регистрировали пик плавления непрореагировавшего льда. После окончания цикла определяли величину уменьшения давления газа за цикл ΔP и осуществляли напуск фреона-12 до исходного давления P_o. Затем цикл повторяли заново. ДТА-эксперимент заканчивали после уменьшения площади пика плавления льда до нуля.

Результаты и их обсуждение. В процессе термоциклирования исследуемого образца эмульсии вода/масло сначала в атмосфере воздуха при атмосферном давлении, а затем в атмосфере фреона-12 при давлении P_o = 210 кПа методом ДТА получена последовательность характерных пиков плавления льда (рис. 4).

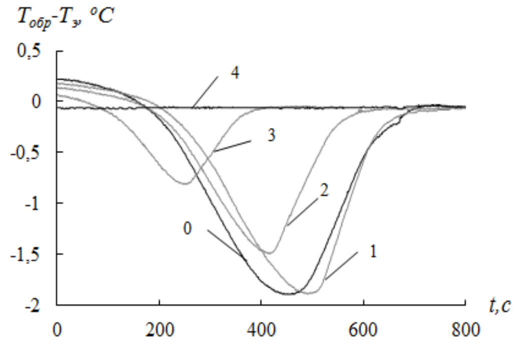


Рис. 4. ***Регистрируемые ДТА-пики плавления непрореагировавшего льда в атмосфере фреона-12 соответственно в 1, 2, 3, 4-ом термоцикле:*** *0 — пик плавления льда в атмосфере воздуха; $T_{обр}$, $T_э$ — температура образца и эталона соответственно*

Согласно представленным данным визуально отслеживается тенденция уменьшения площади пика плавления льда с увеличением числа циклов, что косвенно свидетельствует об увеличении количества гидрата в образце.

Учитывая, что в ДТА-экспериментах площадь пика плавления льда пропорциональна его массе [8], выполним оценку степени гидратообразования исследуемого образца эмульсии вода/масло по формуле

$$P_h = (S_o - S_n)/S_o \cdot 100\%, \quad (1)$$

где S_n — площадь пика плавления непрореагировавшего льда в n-ом цикле (n= 1,2,3…), S_o — площадь пика плавления льда, полученного для исходного образца эмульсии вода/масло в атмосфере воздуха (в нулевом цикле).

Анализ результатов расчета P_h свидетельствует о росте количества гидрата с увеличением числа циклов (рис. 5).

При этом обращает на себя внимание факт низкой скорости превращения воды в газогидрат в течение первого цикла и активного роста гидрата в последующих циклах. Наблюдаемый неравномерный рост гидрата является следствием ряда причин. При этом есть вероятность, что незначительный рост газогидрата в течение первого цикла связан со случайным характером образования зародышей гидрата в изолированных каплях воды [9] и снижением скорости диффузионных процессов в результате поглощения фреона-12 маслом Castrol 0EDG. Соответственно, дальнейший рост гидрата свидетельствует о завершении процесса поглощения и определяющей роли диффузии газа в масле, которая обеспечивает доступ молекул к фронту гидратообразования [10]. Однако при этом не следует исключать влияние на скорость гидратообразования поверхности раздела «гидрат — масло», наличие диффузии газа в гидрате и т. д.

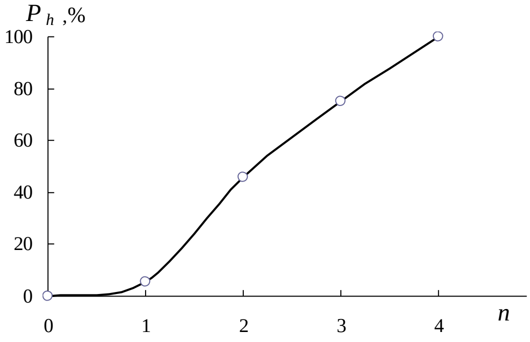


Рис. 5. ***Рост степени гидратообразования образца эмульсии вода/масло с увеличением числа циклов замораживание/оттаивание***

Для того чтобы понять основные причины неравномерности роста гидрата, выполним оценочные расчеты общего количества газа, поглощенного образцом за цикл. Для этого воспользуемся соотношением, полученным из уравнения Менделеева — Клапейрона в предположении идеальности используемого газа:

$$\Delta m_1 = \frac{MV\Delta P}{RT}, \qquad (2)$$

где ΔP — изменение давления газа за цикл, V — объем газа в реакторе, M = 120,9 $\cdot 10^3$ кг/моль — молярная масса фреона-12, R — универсальная газовая постоянная, T = 275,15 K — температура начала (окончания) цикла.

Результаты расчетов величины Δm_1 по формуле (2) приведены на рис. 6.

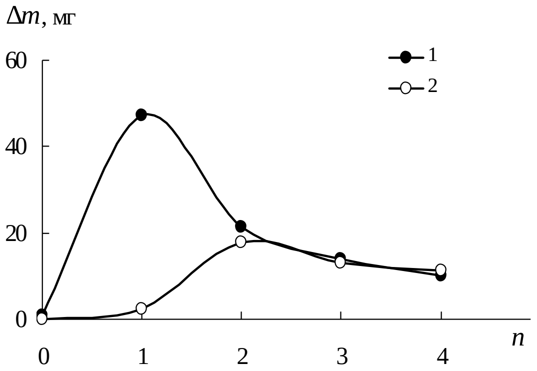


Рис. 6. ***Зависимость массы газа, израсходованного в реакторе за цикл, от числа циклов замораживание/оттаивание:*** *1 — общая масса газа, поглощенного образцом за цикл; 2 — масса перешедшего в гидрат газа*

Здесь же представлены результаты расчетов массы газа, которая перешла в гидрат за цикл. Эти расчеты выполнены в предположении постоянства состава гидрата фреона-12 ($CCl_2F_2 \cdot 17H_2O$) по формуле

$$\Delta m_2 = 0{,}395 m_o P_h / 100, \qquad (3)$$

где m_o — исходное количество воды в используемом образце эмульсии вода/масло, P_h — степень гидратообразования образца. Для расчетов Δm_2 использованы данные по степени гидратообразования P_h, представленные на рис. 5.

Анализ рисунков 5 и 6 показывает, что первый цикл характеризуется активным поглощением фреона-12 маслом Castrol 0EDG, и это негативно сказывается на интенсивности роста гидрата. Отметим, что после окончания первого цикла общее потребление фреона-12 заметно снижается. Если учесть, что при этом увеличивается количество перешедшего в гидрат газа, то в целом имеет место снижение темпов поглощения фреона-12 маслом Castrol. К концу второго цикла насыщение масла фреоном почти заканчивается (см. рис. 6). Поэтому в последующих циклах наблюдается активный рост степени гидратообразования образца с почти постоянной скоростью (см. рис. 5) при неизменности баланса масс: весь поглощенный образцом газ расходуется на образование гидрата (см. рис. 6).

В заключение отметим, что в специально проведенных экспериментах установлено, что тепловые эффекты, связанные с процессами выделения и поглощения газа, не вносят заметного вклада в регистрируемые ДТА-пики плавления непрореагировавшего льда.

Проведенные исследования образования гидрата фреона-12 в эмульсии вода/масло продемонстрировали реальную возможность применения метода ДТА для оценки степени гидратообразования эмульсионных образцов по массовой доле непрореагировавшего льда. Это является весомым основанием для дальнейших ДТА-исследований образования газогидратов в реальных водонефтяных эмульсиях с использованием природных газов.

При этом, для того чтобы варьировать скорость роста гидрата, имеет смысл на этапах образования эмульсии и выполнения нулевого цикла использовать насыщенную газом нефть. Это позволит в лабораторном эксперименте максимально приблизить начальные условия для роста гидрата в водонефтяных эмульсиях к промысловым условиям.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке программы ФНИ государственных академий наук на 2013-2017 годы (приоритетное направление VIII.77.2.), научного проекта РФФИ №14-08-31627 мол_а, междисциплинарного проекта № 144 СО РАН и Совета по грантам Президента Российской Федерации (грант НШ-3929.2014).

Список литературы

1. Истомин В. А., Якушев В. С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра. – 1992.

2. Ширшова А. В., Данько М. Ю. Рост и диссоциация газогидрата в водонефтяной эмульсии // Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 95-101.

3. Talatori S., Barth T. Rate of hydrate formation in crude oil/gas/water emulsion with different water cuts//Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – №.1. – P. 32-40.

4. Стопоров А. С., Манаков А. Ю., Алтунина Л. К. Изучение образования газовых гидратов в эмульсиях вода/декан и вода/нефть // Теоретические и практические аспекты исследований природных и искусственных газовых гидратов: сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции: Якутск, 24-28 августа 2011 г. – С. 169-177.

5. Мусакаев Н. Г., Уразов Р. Р. Превентивные меры борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Известия вузов. Нефть и газ. – 2006. – № 1. – С. 50-56.

6. Власов В. А., Заводовский А. Г., Мадыгулов М. Ш. Получение газовых гидратов на основе мелкодисперсного льда в режиме термоциклирования // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. – 2011. – Т. 2. – С. 11-14.

7. Фридрихсберг Д. А. Курс коллоидной химии. Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия. – 1984. – 368 с.

8. Егунов В. П. Введение в термический анализ. – Самара: СамВен. – 1996. – 270 с.

9. Davies S. R., Hester K. C., Lachance J. W., Koh C. A., Sloan E. D. Studies of hydrate nucleation with high pressure differential scanning calorimetry//Chemical Engineering Science. –2009. – V64. – P. 370 – 375.

10. Dalmazzone D., Hamed N., Dalmazzone C. DSC measurements and modeling of the kinetics of methane hydrate formation in water-in-oil emulsion//Chemical Engineering Science. –2009. – V64. – P. 2020 – 2026.

Сведения об авторах

Заводовский Алексей Геннадьевич*, к. ф.-м .н., старший научный сотрудник Институт криосферы Земли СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)688709, e-mail: zag-2-57@yandex.ru*

Мадыгулов Марат Шаукатович*, м. н. с., Институт криосферы Земли СО РАН, аспирант кафедры «Общая и физическая химия», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)688709, e-mail: marat747@gmail.com*

Нестеров Анатолий Николаевич*, д. х. н., заместитель директора по науке, Институт криосферы Земли СО РАН г. Тюмень, тел.8(3452)688722, e-mail: feklistov@ikz.ru*

Решетников Алексей Михайлович*, к. т. н., научный сотрудник, Институт криосферы Земли СО РАН, г. Тюмень, тел.8(3452)688738, e-mail: ram-ikz@mail.ru*

Щипанов Владимир Павлович*, д. х. н., профессор кафедры «Общая и физическая химия», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)230497*

Zavodovsky A. G*., Candidate of Sciences in Physics and Mathematics, senior scientific worker of the Institute of the Earth Cryosphere, SB RAS, phone: 8(3452)688709, e-mail: zag-2-57@yandex.ru*

Madygulov M. Sh., *junior scientific worker of the Institute of the Earth Cryosphere, SB RAS, postgraduate of the chair «General and physical chemistry», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)688709, e-mail: marat747@gmail.com*

Nesterov A. N., *Doctor of Chemistry, Deputy director of the Institute of the Earth Cryosphere, SB RAS, phone: 8(3452)688722, e-mail:*

Reshetninkov A. M., *Candidate of Technical Sciences, scientific worker of the Institute of the Earth Cryosphere, SB RAS, phone: 8(3452)688738, e-mail: ram-ikz@mail.ru*

Schipanov V. P*., Doctor of Chemistry, professor of the chair «General and physical chemistry», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)230497*

УДК 538.9:548.51

ВЛИЯНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НА ГАЗОГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЯХ

INFLUENCE OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF OIL UPON GAS HYDRATE GENERATION IN THE WATER-IN-OIL EMULSIONS

А. Б. Шабаров, А. В. Ширшова, С. С. Гашева

A. B. Shabarov, A. V. Shirshova, S. S. Gasheva

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***газогидрат, водонефтяная эмульсия***

Key words: ***hydrate, water-in-oil emulsion, gas hydrate***

Поскольку нефтедобыча вынуждена двигаться все глубже в океанские воды, в природные шельфы морей зон вечной мерзлоты, возрастает необходимость развития нефтедобывающих технологий, учитывающих возможность образования газовых гидратов в условиях низких температур, высоких давлений и при наличии достаточного количества воды.

Известно, что 80 % всей нефти в РФ добывается в обводненном состоянии [1]. Наличие воды в нефти в присутствии нефтяного газа может привести в условиях низких температур и высоких давлений к гидратообразованию в водонефтяной эмульсии, что может нарушить технологию добычи, переработки и транспорта нефти. Вместе с тем использование газогидратных технологий прямо на промыслах — одно из перспективных технологических решений проблемы утилизации нефтяного газа. Хранение и транспортировка газа в твердом газогидратном состоянии позволит вовлечь в эксплуатацию небольшие нефтяные месторождения, удаленные от газопроводов и станций по переработке попутного газа, и принесет значительную экономическую выгоду [2].

Несмотря на большое количество работ, посвященных различным аспектам газогидратной тематики, исследований особенностей образования газогидратов в водонефтяных эмульсиях недостаточно. За последние 10–15 лет наиболее активно в этом направлении работают исследовательские центры США и Норвегии [3]. Как показали исследования, состав жидкой углеводородной фазы и ее свойства могут дать ценную информацию для управления проблемами гидратообразования в нефтяной промышленности.

Целью настоящей работы является исследование влияния основных физико-химических свойств нефтей Тюменской области на кинетику газогидратообразования в водонефтяной эмульсии.

Методика проведения эксперимента. В экспериментах использовались эмульсии, основанные на нефти Урненского, Усть-Тегусского и Русского месторождений, которые условно можно отнести к различным классам нефтей. В качестве газа-гидратообразователя использовался пропан. Нами были исследованы физико-химические свойства этих нефтей, такие как плотность, вязкость, поверхностное и межфазное натяжение (вода — нефть). Результаты этих исследований представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные физико-химические свойства нефтей

Название месторождения	Плотность при Т=20°С, кг/м^3	Кинематическая вязкость при Т=20°С, сСт	Поверхностное натяжение, [мН/м]	Межфазное натяжение, [мН/м]
Урненское	867 ± 9	59,1± 0,6	39 ± 2	8,2 ± 0,2
Усть-Тегусское	836 ± 8	174 ± 2	36 ± 2	5,1 ± 0,2
Русское	881 ± 9	659 ± 11	125 ± 3	66 ± 7

Видно, что Урненская и Усть-Тегусская нефти близки по свойствам и значительно отличаются только по вязкости. Нефть Русского месторождения имеет аномально высокие значения вязкости, а также поверхностного и межфазного натяжения. Исследование кинетики роста газогидратообразования проводилось на стенде «Газогидраты» кафедры ММС ТюмГУ по методике, разработанной в работах [4, 5].

На рис. 1 представлена фотография водонефтяной эмульсии, полученная с помощью оптического микроскопа, позволяющая оценить размеры капель воды и нефти в эмульсии. Для предотвращения разделения эмульсии при изменении термобарических условий приготовленная эмульсия выдерживалась несколько часов при температуре –4 ^{0}С, затем помещалась в реактор, предварительно охлажденный до температуры –5 ^{0}С.

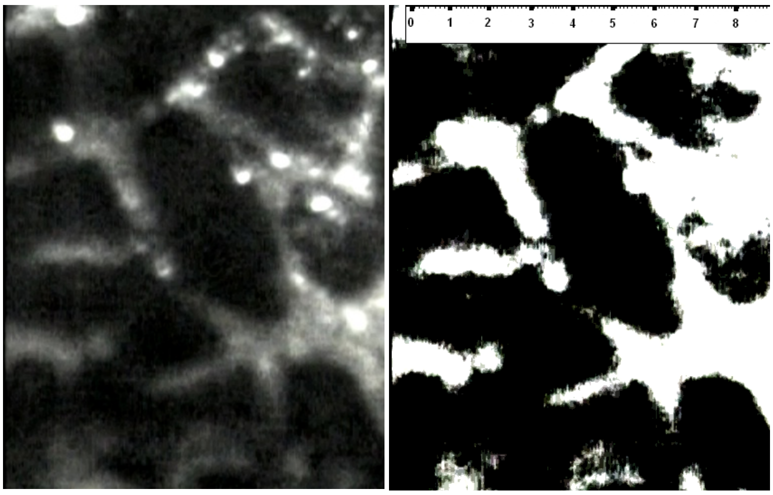


Рис. 1. ***Микрофотографии водонефтяной эмульсии (объемное содержание вода/нефть — 50/50):*** *слева — исходный снимок, справа — обработанный программой Paint.Net*

Результаты эксперимента. Результатом экспериментов являлись циклические изотермические кривые изменения давления газа со временем при росте газового гидрата из водонефтяной эмульсии (для примера на рис. 2 показана зависимость P(t) при стабильной температуре в реакторе T = 1,1 ^{0} C).

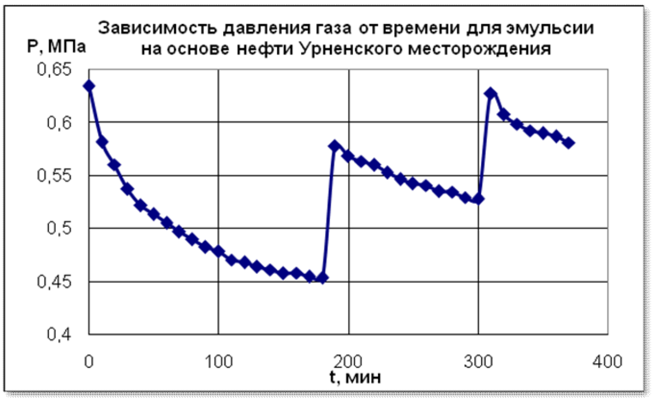


Рис. 2. ***Зависимость изменения давления газа в реакторе от времени для эмульсии на основе нефти Урненского месторождения***

Данный график можно рассматривать как последовательность релаксационных кривых, так как система газ + вода + газогидрат была выведена из состояния равновесия путем повышения давления до значения $P_{мах}$, превышающего давление равновесия на величину пересыщения [6].

Такая система стремится к равновесию в процессе газогидратообразования. Функциональная зависимость, адекватно описывающая поведение P(t) в каждом цикле, имеет следующий вид:

$$P_{эм}(t) = P_{нас}^{эм} + (P_{max} - P_{нас}^{эм}) exp(-t/\tau_{эм}), \quad (1)$$

где $P_{нас}$ — давление насыщения (равновесия), $P_{мах}$ — максимальное давление в цикле, $\tau_{эм}$ — время релаксации, за которое давление в реакторе упадет в *e* раз. Аппроксимируя график *P(t)* экспоненциальной зависимостью, можно найти время релаксации $\tau_{эм}$, характеризующее скорость роста газового гидрата. Величина обратная времени релаксации — кинетический коэффициент роста β. Предполагая, что ко второму циклу в эмульсии образовались устойчивые зародыши газового газогидрата, что подтверждено визуальным наблюдением, для всех трех эмульсий для удобства сравнения кинетических параметров выбрали второй цикл. Экспериментальные результаты и их аппроксимация показаны на рис. 3.

Учитывая, что пропан легко растворим в нефти, но слабо растворим в воде, зависимость изменения давления газа от времени для эмульсии будет складываться из двух процессов: роста газогидрата из водной фазы и растворения газа в нефти. Предполагая, что эти два процесса независимы друг от друга, предложим расчетную формулу кривой изменения давления газа от времени для водонефтяной эмульсии:

$$\mathrm{P}(t) = P_1(t) + P_2(t), \quad (2)$$

где $P_1(t)$ — слагаемое, характеризующее падение давления за счет роста газогидрата из водной фазы, $P_2(t)$ характеризует изменение давления за счет растворения газа в нефти. Слагаемые в (2) можно представить в виде

$$P_1(t) = \varphi \cdot P\text{в}(t), P_2(t) = (1 - \varphi) \cdot P\text{н}(t), \quad (3)$$

где φ — объемное содержание воды (в долях единицы), $P_B(t)$ — зависимость от времени давления газа в реакторе при газогидратообразовании в воде, $P_H(t)$ — при растворении газа в обезвоженной нефти.

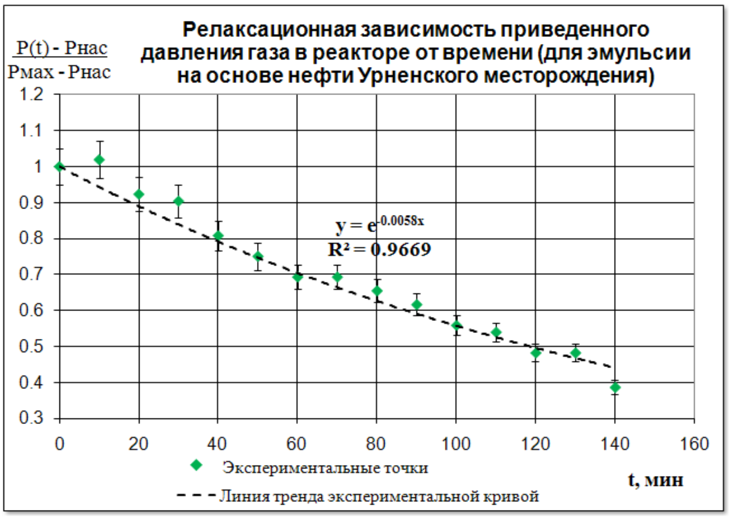


Рис. 3. ***Нормированный к единице график релаксации для эмульсии на основе нефти Урненского месторождения, полученный по экспериментальным точкам***

Для проверки справедливости выражения (2) были проведены специальные эксперименты по изучению газогидратообразования в воде и по растворению газа в обезвоженной нефти при одинаковых термобарических условиях. Тогда так же, как и для эмульсии, можно получить время релаксации для воды и нефти, аппроксимируя зависимости в (3) следующим образом:

$$P_{\text{в}}(t) = P^{\text{в}}_{\text{нас}} + (P_{max} - P^{\text{в}}_{\text{нас}})exp(-t/\tau_{\text{в}}),$$

$$P_{\text{н}}(t) = P^{\text{н}}_{\text{нас}} + (P_{max} - P^{\text{н}}_{\text{нас}})exp(-t/\tau_{\text{н}}). \quad (4)$$

На рис. 4, 5 представлены релаксационные кривые для воды и обезвоженной нефти Урненского месторождения при температуре $T = 1{,}1\ ^0C$. Аналогичные кривые были получены для других нефтей.

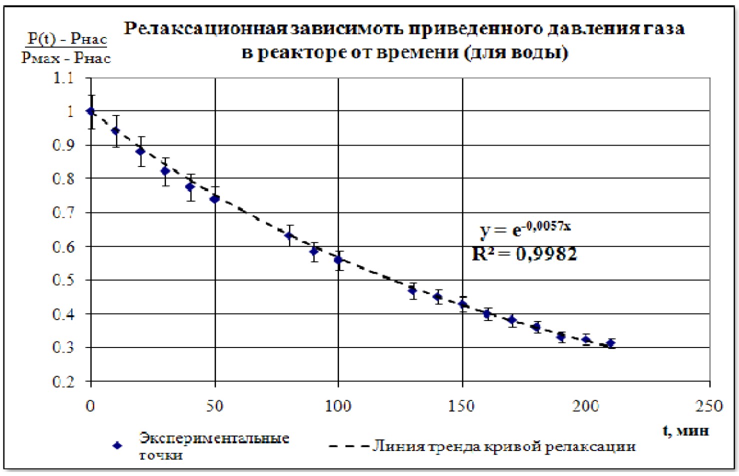


Рис. 4. ***Нормированная к единице релаксационная зависимость для воды, полученная по экспериментальным точкам***

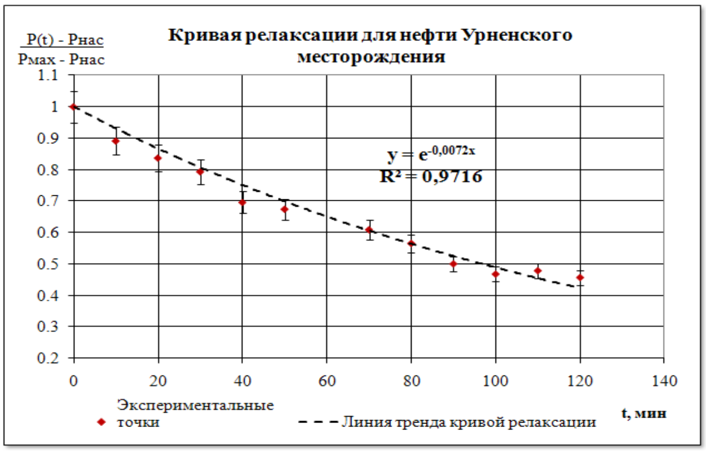


Рис. 5. ***Нормированный к единице график релаксации обезвоженной нефти Урненского месторождения, полученный по экспериментальным точкам***

Результаты аппроксимации экспериментальных зависимостей представлены в таблице 2.

Таблица 2

Время релаксации для водонефтяных эмульсий на основе различных нефтей, полученные при аппроксимации прямых экспериментальных исследований и при расчете по формуле (2)

Название месторождения нефти	$\tau_н$, мин	Экспериментальное		Расчетное		δ, %
		$\tau_{эм}$, мин	R^2	$\tau_{эм}$, мин	$\beta_{эм}$, 1/час	
Урненское	138,9	172,4	0,97	163,9	0,366	5
Усть-Тегусское	129,9	169,5	0,97	161,3	0,372	5
Русское	126,6	161,3	0,98	158,7	0,378	2

Для всех трех исследованных эмульсий расчетное время релаксации немного меньше экспериментального, при этом различие между расчетным и экспериментальным значениями составляет 5 % для эмульсий на основе нефтей с минимальным значением межфазного натяжения и не превышает 2 % для эмульсии с максимальным значением этой величины (см. табл. 2). Учитывая, что достоверность аппроксимации экспериментальных кривых достаточно высока (см. коэффициент R^2 в табл. 2), предположение о независимости водной и нефтяной фаз эмульсии при взаимодействии с газом более справедливо для нефтей с большим значением межфазного натяжения.

С увеличением вязкости нефти время релаксации в эмульсии уменьшается, что, вероятно, связано с увеличением содержания природных ПАВ (асфальтенов), которые увеличивают не только скорость растворения газа в нефти, но и скорость роста газового гидрата (см. табл.1, 2) [7].

Таким образом, наши исследования показали, что при разработке нефтяных технологий в условиях возможного процесса газогидратообразования, который, как известно, имеет накопительный характер, необходимо учитывать такие ее свойства, как вязкость и межфазное натяжение.

Список литературы

1. Антонова Е. О., Крылов Г. В., Прохоров А. Д., Степанов О. А. Основы нефтегазового дела. – М.: Недра, 2003.

2. Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал, Т. 48, – № 3, 2003. – С. 70-79.

3. Sloan E. D., Koh C. A., Sum A. K., Ballard A. L., Shoup G. J., Mullen N. Mc., Creek J. L, and T. Palermo. Hydrates: State of the Art Inside and Outside Flowlines. JPT • DECEMBER. 2009.

4. Шабаров А. Б., Ширшова А. В., Данько М. Ю. и др. Экспериментальное исследование газогидратообразования пропан-бутановой смеси // Вестник ТюмГУ. – № 6. – 2009. – С. 73-82.

5. Ширшова А. В., Данько М. Ю. Рост и диссоциация газогидратов в водонефтяных эмульсиях Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 95-101.

6. Безверхий П. П., Мартынец В. Г. и Матизен Э. В. Коэффициент диффузии метана. Процесс растворения газа. Химия и компьютерное моделирование. Бутлеровские сообщения. 2002. Приложение к спецвыпуску № 10. – С.181-183.

7. Амелькин С. В., Мельников В. П., Нестеров А. Н. Кинетика роста газовых гидратов в разбавленных растворах ингибиторов-неэлектролитов // Коллоид.журн., – Т. 62. – 2000. – № 4. – С. 450-455.

Сведения об авторах

Шабаров Александр Борисович, *д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Механика многофазных систем», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, e-mail: kaf_mms@utmn.ru*

Ширшова Альбина Вольфовна, *к. ф.-м. н., доцент кафедры «Механика многофазных систем», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, e-mail: albstain@gmail.ru*

Гашева Светлана Сергеевна, *аспирант кафедры «Механика многофазных систем», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 89129941585, e-mail: GashevaSS@gmail.ru*

Shabarov A. B.*, Doctor of Technical Sciences, professor, head of the chair «Mechanics of multiphase systems», Tyumen State University, e-mail: kaf_mms@utmn.ru*

Shirshova A. W.*, Candidate of Sciences in Physics and Mathematics, associate professor of the chair «Mechanics of multiphase systems», Tyumen State University, e-mail: albstain@gmail.ru*

Gasheva S. S., *postgraduate of the chair «Mechanics of multiphase systems», Tyumen State University, phone: 89129941585, e-mail: GashevaSS@gmail.ru*

Машины, оборудование и обустройство промыслов

УДК 519.254+658.588.1+658.284+004.9

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

AUTOMATIC SYSTEM OF PREDICTION OF PETROLEUM COMPLEX HEAT-MECHANIC EQUIPMENT RESIDUAL LIFE

В. В. Ващилин, С. М. Чекардовский, А. Н. Старовойтов

V. V. Vaschilin, S. M. Chekardovsky, A. N. Starovoytov

ООО «Научно-производственное объединение «Град», Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень

Ключевые слова: ***система расчета остаточного ресурса, фактическое техническое состояние тепломеханического оборудования***

Key words: ***system of calculation of equipment remaining life, actual technical condition of heat-mechanic equipment***

На сегодняшний день технико-экономическая ситуация характеризуется фактором превышения процента износа оборудования над перевооружением — около 60–70 % оборудования на объектах нефтегазового комплекса исчерпало свой парковый ресурс. Несмотря на это, собственники оборудования стремятся к сохранению и повышению эффективности эксплуатации изношенного оборудования, а также к сокращению сроков и объемов ремонтных работ. Данные факторы предполагают полноценное применение методов диагностики технического состояния оборудования и прогнозирование остаточного ресурса.

Большинство применяемых на сегодняшний день методов диагностики и оценки остаточного ресурса предполагает привлечение квалифицированных специалистов и использование переносного узкоспециализированного оборудования. Учитывая стремление к малолюдным технологиям, недостаточное количество квалифицированного персонала, повсеместное применение автоматизации технологических процессов обостряет фактор недооценки возможностей стационарных систем контроля и методов обработки информации, содержащейся в мониторинге параметров.

В данной ситуации в достаточной степени актуальной становится разработка методов прогнозирования остаточного ресурса, использующих информацию стационарных систем контроля параметров.

Проблема определения остаточного ресурса (суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние) [1] с учетом современных тенденций развития компьютерных технологий не утратила необходимости в развитии и требует постоянного совершенствования и нововведений. Наиболее важными факторами современных разработок в этой области являются:

- формирование методик на базе современных штатных систем контроля параметров с высокой степенью дискретизации показаний;
- выполнение операций методики в процессе эксплуатации оборудования на основе данных, получаемых в режиме реального времени;
- незамедлительная реакция алгоритмов на изменение условий эксплуатации (режим работы) и возможность оптимизации режимов работы оборудования на основании полученных результатов.

На сегодняшний день наиболее распространены методы расчета остаточного ресурса, основанные на паспортных данных производителя оборудования (общая наработка на отказ) или на анализе общего коррозионно-эрозионного износа и усталости металла основных элементов оборудования [2]. Данные методы, несмотря на обширность применения, имеют ряд недостатков:

- проведение трудоемких экспертиз и оценка физико-химических свойств материалов;
- необходимость вывода из эксплуатации оборудования;
- временной интервал от момента тестов до заключения эксперта;
- отсутствие учета режимных условий эксплуатации.

Данной проблематикой подтверждается актуальность разработки методов расчета остаточного ресурса, основанных на обработке информации стационарных систем контроля параметров оборудования [3].

При анализе перечня эксплуатационных параметров оборудования наиболее информативным, в достаточной мере характеризующим фактическое техническое состояние оборудования, является анализ среднеквадратического значения виброскорости. Широко известно, что данный параметр адекватно характеризует большинство неисправностей и дефектов оборудования в процессе эксплуатации, включая абразивный износ узлов и деталей механизмов [4].

С применением данного параметра для расчета остаточного ресурса реализуется ряд преимуществ по сравнению с имеющимися методами:

- реализация метода на базе современных штатных систем контроля параметров с частотой дискретизации значений до 0,1 секунды;
- выполнение операций методики в процессе эксплуатации оборудования без необходимости вывода из эксплуатации оборудования, а соответственно — без издержек по причине простоя оборудования;
- выполнение алгоритмов методики и предоставление результатов динамически, в режиме реального времени;

- адекватная реакция алгоритмов не только на естественный износ элементов механизма, но и на изменение условий эксплуатации (режимов работы);
- возможность оптимизации режимов работы оборудования на основании полученных результатов.

Применяя математические методы анализа временного тренда можно спрогнозировать время достижения параметром предельно допустимого значения [6]. Это в полной мере соответствует определению остаточного ресурса — суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Необходимо отметить, что подобная методика оценки остаточного ресурса описана в РД 153-39ТН-008-96 [5], документ разработан Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР). Методика характеризуется реализацией графического построения (рис.1.) на основе статистических данных. Данный метод был взят за основу, и в последующем времени разработан собственный математический алгоритм для реализации его в качестве элемента программного обеспечения.

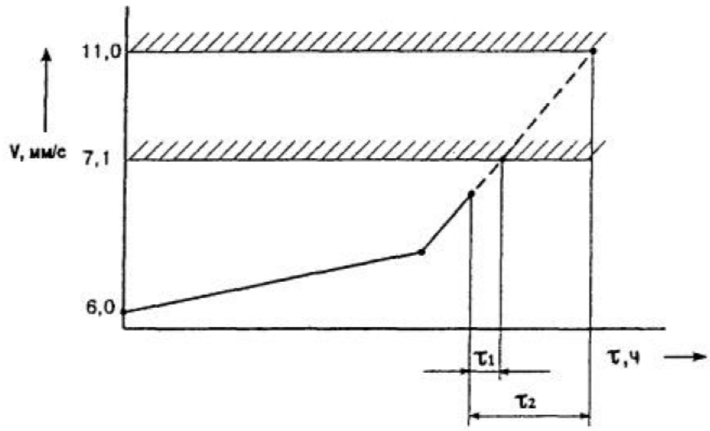


Рис. 1. ***Иллюстрация графического метода расчета остаточного ресурса по вибрационным показателям согласно РД 153-39ТН-008-96***

В процессе разработки алгоритма, после анализа графического метода построения согласно РД 153-39ТН-008-96, «прямая реализации методики» выявила следующие недостатки:

- при введении «прямого» алгоритма в систему расчета остаточного ресурса с учетом нелинейного характера изменения вибрации агрегата отсутствует адекватность прогноза на скоротечные вибрационные процессы;
- длительная задержка, а зачастую отсутствие фиксации всплесков (пиковых значений) вибрации;
- отсутствие реакции алгоритма прогнозирования на изменение режима работы агрегата.

На основании вышеуказанных недостатков подтвердилась необходимость разработки дополнительного комплекса математических алгоритмов и условий для адаптации методики к реальным процессам эксплуатации оборудования в соответствии с актуальными требованиями.

Основными исходными данными для расчета остаточного ресурса в рамках экспериментальной части данной тематики являлись среднеквадратичные значения виброскорости от стационарных пьезоакселерометров, расположенных на четырех подшипниковых опорах агрегата в трех взаимоперпендикулярных направлениях (рис. 2).

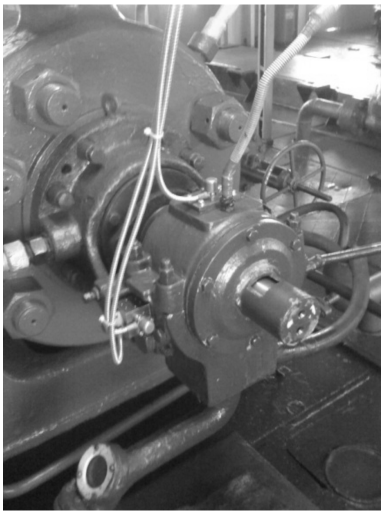
 

Рис. 2. ***Фактические места установки стационарных пьезоакселерометров системы контроля СКЗ виброскорости подшипниковых опор*** *(на рисунке слева направо, задний подшипник № 4 насоса и задний подшипник № 2 электродвигателя)*

Описание математической методики расчета остаточного ресурса. Для вычисления остаточного ресурса, а именно — прогнозирования времени достижения предельного состояния оборудования с момента начала контроля, посредством стационарной аппаратуры контроля вибрации насосного агрегата (на примере насосного агрегата ЦНС-240) используются значения СКЗ виброскорости (частота дискретизации 0,5 секунды) по каждому направлению замера подшипниковой опоры агрегата.

Тренд СКЗ виброскорости для ОР (остаточный ресурс) формируется с шагом 900 секунд (x_i) по среднеарифметическим значениям (y_i). Среднеарифметические значения получаются посредством усреднения 1 800 значений между шаговыми интервалами. Значения адаптированы под ЦНС-240 эмпирическим путем.

Исходные данные: x_i — номер усреднения (например x_1 — за первые 15 минут); y_i — результат усреднения значений уровня СКЗ виброскорости за период времени x_i.

Для расчета ОР используются последние 6 значений (x_1 y_1; x_6 y_6). Для построения линейной аппроксимирующей прямой имеем уравнение:

$$y = ax + b. \tag{1}$$

Находим значение коэффициентов a, b:

$$a = \frac{n\sum_{i=1}^{n} y_i(x_i - x_{cp})}{n\sum_{i=1}^{n}(x_i - x_{cp})^2}, \tag{2}$$

где n = 6 (для нормального распределения параметра во времени), x_{cp} — среднеарифметическое значение номеров отсчетов

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{n} y_i\left(\frac{\sum_{i=1}^{n} x^2}{n} - x_i x_{cp}\right)}{\sum_{i=1}^{n}(x_i - x_{cp})^2} \tag{3}$$

По итогам полученных коэффициентов (a = const, b = const для каждого массива переменных) получаем расчетные значения координат оси «y» для построения линейной аппроксимирующей прямой:

$$y_i = ax_i + b. \tag{4}$$

Для построения линии прогноза по полученному уравнению (4) рассчитываем значения y_i до достижения значений уставок (предельное значение параметра, характеризующее зону вибрационного состояния). В нашем частном случае (для ЦНС-240) согласно ГОСТ ИСО 10816-1-97 данный тип агрегата относится к 3 классу оборудования и имеет предельно допустимые значения для зон состояния (уставки): включительно до 4,5 мм/с (эксплуатация без ограничений); свыше 7,1 мм/с (длительная эксплуатация не рекомендуется; требуется принятие мер по снижению вибрации); свыше 11,2 мм/с (эксплуатация не допускается). Время рассчитывается по количеству отсчетов с шагом 900 секунд после последнего фактического значения. Далее рассчитываем время до достижения уставки 7,1 мм/с:

$$T_{7,1} = \left(\left(\frac{7{,}1 - в}{a}\right) - K_ф\right) \cdot H\ , \tag{5}$$

где $T_{7,1}$ (сек) — время до достижения уставки 7,1 мм/с; а, в — коэффициенты для построения линейной аппроксимации; $K_ф$ — количество отсчетов по факту до начала прогноза; Н, (сек) — шаг тренда.

Аналогично рассчитывается время до достижения уставки 11,2 мм/с.

В условиях нормальной эксплуатации агрегата с допустимыми значениями СКЗ виброскорости (до 4,5 мм/с) показания ОР не отображаются. При построении тренда каждые 900 секунд рабочий диапазон значений для ОР смещается на одно значение.

Для повышения «чувствительности» задаем условие:

- если в течение 900 секунд (1 шаг) происходит увеличение значения на 17 % (эмпирические данные по опыту эксплуатации данного типа агрегата), то диапазон выборки ОР сокращается на одно значение (с 6 точек до 5, включая последнее значение), временной шаг сокращается на 17 %;
- если в течение 15 секунд значение увеличивается на 1 мм/с, то усредненное значение сразу выводится для расчета, не дожидаясь конца периода 900 секунд, и рабочий диапазон ОР сокращается до 2 последних усредненных значений;
- расчет времени достижения следующей уставки ограничен 30 сутками.

В рамках разработки и опытно-промышленной эксплуатации системы расчета остаточного ресурса технологического оборудования нефтегазового комплекса на базе стационарных систем контроля вибрационных параметров, на объекте КНС-4 Усть-Балыкского месторождения проведены мероприятия по внедрению методики расчета остаточного ресурса на трех насосных агрегатах ЦНС-240 на базе стационарной системы контроля вибрационных параметров «Вибробит-300» производства ООО НПП «Вибробит» (рис. 3).

Ожидаемый эффект от внедрения методики прогнозирования остаточного ресурса:

- предотвращение аварийных ситуаций и внеплановых остановок оборудования, а в результате снижение издержек из-за простоя оборудования;
- эффективный подтверждаемый расчет остаточного ресурса агрегата ЦНС-240;
- оптимизация планирования сроков и объемов ремонтных работ;
- повышение эффективности эксплуатации агрегатов ЦНС-240 за счет выбора оптимального режима работы агрегата (в частности, вибрационного состояния).

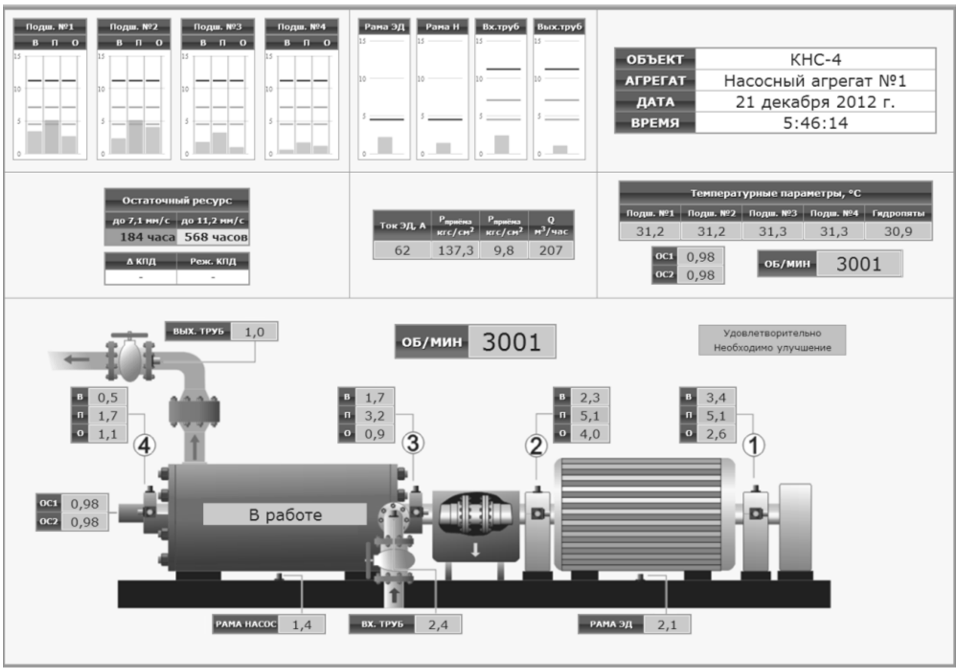


Рис. 3. ***Фактический интерфейс системы расчета остаточного ресурса***

Полученные предварительные результаты опытно-промышленных испытаний описываемой разработки позволяют говорить о целесообразности внедрения данной разработки в области эксплуатации, ремонта и модернизации тепломеханического оборудования нефтегазового комплекса.

Список литературы

1. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения 01.07.90 – С. 8.
2. МООР 98 Методика определения остаточного ресурса технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств. Волгоград, 1998 – С. 32.
3. Антонюк Б. Д. Разработка экспертных систем искусственного интеллекта в США / Б. Д. Антонюк. – М.: ВНИИСИ, 1986. – С. 54-57.
4. Воеводин В. В. Численные методы алгебры. Теория и алгоритмы. М.: Наука, 1966. – С. 224.
5. РД 153-39ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Уфа, 1997.
6. Илюхин К. Н. Разработка методов оценки технического состояния оборудования системы теплоснабжения: Дис. … канд. техн. наук / Тюменская государственная архитектурно-строительная академия. – Тюмень, 2001.

Сведения об авторах

Ващилин Василий Викторович, *заместитель технического директора, ООО «Научно-производственное объединение «Град», тел. 89044937093, e-mail: vasiliy.vashchilin@gmail.com*

Чекардовский Сергей Михайлович, *к. т. н., доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень тел. 8(3452)201931, e-mail: ldgtd@mail.ru*

Старовойтов Александр Николаевич, *технический директор ООО «Научно-производственное объединение «Град», тел. 89044967388*

Vaschiling V. V.*, Deputy Technical Director of LLC «Scientific-production association, Grad», phone: 8(904)4937093, e-mail: vasiliy.vashchilin@gmail.com*

Chekardovski S. M., *Candidate of Technical Sciences, associate professor of the chair «Transport of hydrocarbon resources», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)201931, e-mail: ldgtd@mail.ru*

Starovoitov A. N.*, Technical Director of LLC «Scientific-production association, Grad», phone: 89044967388*

УДК 62-791.2

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ ПОМОЩИ ГРАФО-ПРОЕКЦИОННОГО МУАРОВОГО МЕТОДА

INVESTIGATION OF THE DEFLECTED MODE OF TANKS USING GRAPH-PROJECTION MOIRE METHOD

А. А. Мишенёв, В. И. Кучерюк
A. A. Mishenev, V. I. Kucheruk

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***резервуар, аварии на резервуарах, графо-проекционный муаровый метод, система для автоматизированного обследования резервуаров***
Key words: ***tank, accident on tanks, graph-projection moire method, system for automated inspection of tanks, invistigation of the deflected mode of tanks***

В настоящее время одной из наиболее актуальных является задача продления срока службы резервуаров, практически исчерпавших свой ресурс. Любая авария, связанная с резервуарами, приводит не только к серьезным последствиям в экономическом и экологическом плане; жертвами и пострадавшими могут стать люди [1]. С целью повышения прочностных характеристик и эксплуатационной надежности таких резервуаров требуется проведение теоретических и экспериментальных исследований.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций проводится частичное обследование резервуаров не реже одного раза в 4 года и полное обследование не реже одного раза в 8 лет [2]. Оба вида обследования включают в себя помимо прочих видов неразрушающего контроля натурное обследование резервуара [3, 4]. При натурном обследовании резервуара выявляются различные дефекты основного металла стенки, деформации, вмятины и выпучины, а также производится измерение геометрической формы стенки. Для измерения отклонений от вертикали образующих стенки в настоящее время чаще всего используются отвесы (путем прямых измерений) либо теодолиты, при использовании которых возникают проблемы в получении точных измерений, связанные большой вероятностью неточной установки прибора на очередной стоянке. При этом расчет остаточных деформаций и напряжений в наиболее деформированных местах стенки (вмятинах, выпучинах), а также остаточного ресурса резервуара возможно провести только после основного обследования, на этапе формирования заключения.

Таким образом, вопрос получения точных даных о геометрической форме стенки, расчета остаточных напряжений и деформаций, допустимости дефектов геометрии стенки резервуара, а также остаточного ресурса в процессе обследования является актуальным.

Предлагается несколько вариантов системы для автоматизированного обследования резервуаров, основанной на графо-проекционном муаровом методе.

Для реализации графо-проекционного муарового метода необходимы фотокамера *1* и проектор *2*, управление системой осуществляется при помощи компьютера *5* по модемной линии *6* (рис. 1).

Проектор *2* устанавливается под углом к поверхности обследуемого объекта *4*, фотокамера *1* — перпендикулярно.

В компьютер *5* заложено изображение «мнимого» растра *3*, полученного заранее в лабораторных условиях на определенном расстоянии.

«Мнимый» растр *3* может быть получен в лабораторных условиях при помощи типографического растра с использованием проектора или задан как математическая модель.

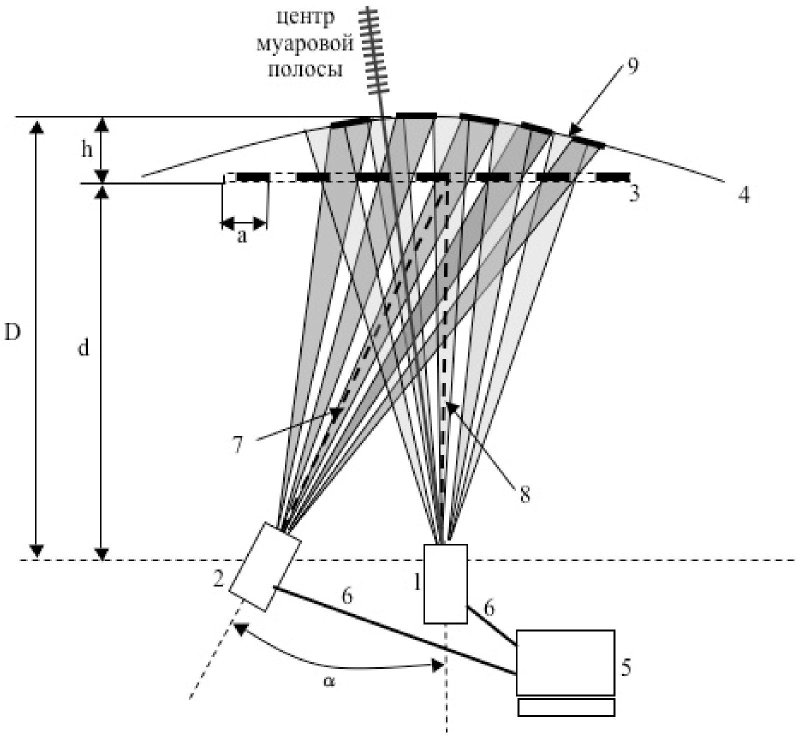


Рис. 1. ***Принцип реализации графо-проекционного метода***

В компьютере задается эталонный растр, идентичный эталонному растру при создании «мнимого» растра *6* в зависимости от расстояния до исследуемого объекта. При помощи проектора эталонный растр проецируется на обследуемый объект.

Затем ведется прием при помощи фотокамеры объектного растра *9*. Фотокамера осуществляет сканирование объектного растра *9* и передает его в цифровом формате по линии связи на компьютер *5*. В компьютере *5*, в графическом редакторе происходит сложение «мнимого» растра *3* и объектного растра *9* и получение картины муаровых полос.

Далее в программном комплексе для обработки картин муаровых полос по заданным формулам вычисляются центры муаровых полос на поверхности объекта, расстояния от центров муаровых полос до плоскости «мнимого» растра *h*, расстояния от центров муаровых полос до оптической системы *d* и величины деформаций.

Представленные варианты автоматизированной системы для обследования резервуаров выбраны с учетом системного метода оптимального проектирования, позволяющего минимизировать затраты на создание, производство, эксплуатацию и ремонт системы и повысить скорость разработки [5].

Предлагается вариант конструкции системы с закреплением на верхнем смотровом люке, который предполагает наличие крепления *1*, при помощи которого устройство фиксируется на люке, и несущей стойки *3*, на которой закреплена площадка с оптической системой *2*, включающей фотокамеру и проектор для реализации графо-проекционного муарового метода (рис. 2).

Подъем-опускание несущей стойки *3* с закрепленной на ней оптической системой осуществляется при помощи встроенного в крепление механизма подъема-опускания. Поворот площадки с оптической системой осуществляется при помощи шагового двигателя. Данный вариант конструкции системы запатентован [6].

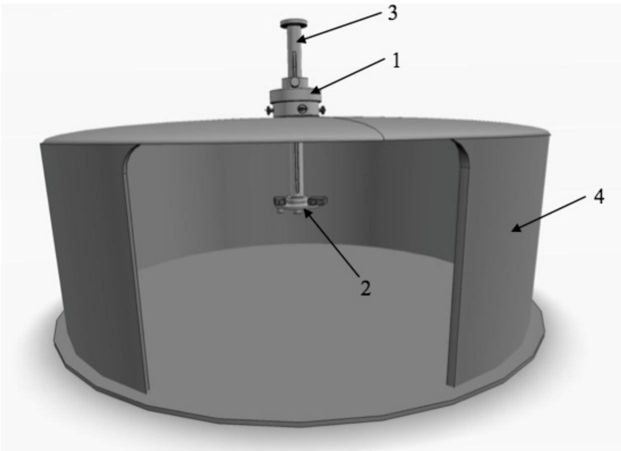


Рис. 2. ***Система для автоматизированного обследования резервуара с закреплением на верхнем люке***

В случае отсутствия люка предлагается вариант конструкции системы с двумя креплениями (рис. 3).

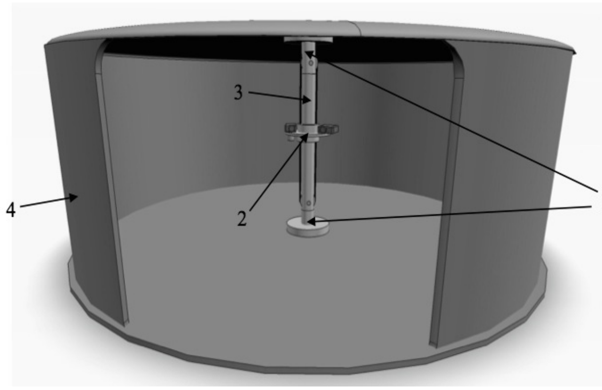


Рис. 3. ***Система для автоматизированного обследования резервуара с двумя креплениями***

Данный вариант конструкции системы предполагает наличие двух креплений *1* (на крыше и днище) и площадку с оптической системой *2*, включающей фотокамеру и проектор для реализации графо-проекционного муарового метода, устанавливаемую на несущую стойку *3*, закрепленную между креплениями.

Обследование резервуара при помощи системы происходит следующим образом. Система закрепляется в резервуаре, затем реализуется графо-проекционный муаровый метод. При этом возможны два варианта обследования резервуара:

- полное обследование резервуара с построением 3D-модели стенки;
- частичное обследование резервуара с покадровой обработкой картин.

При этом выявляемые дефекты геометрии стенки не должны превышать величин, определенных нормативной документацией. К примеру, стрелы прогиба выпучин и вмятин не должны превышать величин, представленных в таблице [3]:

Допускаемые стрелы прогиба выпучин и вмятин на поверхности стенки вдоль образующей

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина стрелы прогиба выпучины или вмятины, мм
до 1 500	15
свыше 1 500 до 3 000 включительно	30
свыше 3 000 до 4 500 включительно	45

При превышении допустимых величин происходит подача сигнала о недопустимом дефекте и вычисление размеров дефектного участка для последующей замены. По результатам проведения обследования определяется остаточный ресурс резервуара в соответствии с нормативной документацией.

Таким образом, система для автоматизированного обследования резервуаров, основанная на графо-проекционном муаровом методе, позволяет в процессе обследования получить данные о геометрической форме стенки, провести расчет остаточных напряжений и деформаций, а также остаточного ресурса.

Список литературы

1. Купреишвили С. М. Разрушения в процессе эксплуатации вертикальных цилиндрических резервуаров со стационарной крышей / С. М. Купреишвили // Монтажные и специальные работы в строительстве. – 2005. – № 7. – С. 8-14.

2. ГОСТ Р 52910-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. – М.: Стандартинформ, 2008. – 53 с.

3. РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров. – М.: ОАО «Нефтемонтаж-диагностика», 1997. – 31 с.

4. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса стальных вертикальных резервуаров. – М.: ОАО «АК “Роснефть”», 2004. – 55 с.

5. Кучерюк В. И. Навныко Г. Ф. Системная оптимизация в проектировании / Материалы I Всероссийской конференции «Проблемы оптимального проектирования сооружений». – Новосибирск, 2008.

6. Кучерюк В. И. Патент № 2454657 «Устройство для изучения геометрических несовершенств резервуаров муаровым методом» / В. И. Кучерюк, А. А. Мишенёв. – ТюмГНГУ, 2011.

Сведения об авторах

Мишенёв Александр Анатольевич, *аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)201041, e-mail: alx88@mail.ru*

Кучерюк Виктор Иванович, *к. т. н., профессор кафедры «Прикладная механика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)201041*

Mishenev A. A., *postgraduate at the Tyumen State Oil and Gaz University, phone: e-mail: alx88@mail.ru*

Kucheruk V. I., *Candidate of Technical Sciences, professor of the chair «Applied mechanics» Tyumen State Oil and Gaz University, phone: 8(3452)201041*

УДК 004.421

О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ УСТРОЙСТВА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И РАСЧЕТА МОЛНИЕЗАЩИТЫ

SOME FEATURES OF GROUNDING DEVICES AND CALCULATION OF LIGHTNING PROTECTION

О. В. Смирнов, И. С. Сухачев
O. V. Smirnov, I. S. Sukhachev

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***заземление, молниезащита***
Key words: ***grounding device****,* ***lightning protection***

Электробезопасность, пожарная и промышленная безопасность, повышение безопасности объектов нефтегазовой отрасли связаны с эффективностью и безотказностью работы систем молниезащиты и заземления. Это особенно актуально в отношении условий труда работников при эксплуатации трубопроводного транспорта углеводородов, баз и хранилищ. Одним из основных элементов в проектах зданий и сооружений являются технические средства, включая системы электробезопасности, обеспечивающие безопасность персонала объектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии.

Глубина заземления в высокоомных грунтах в зависимости от их геоэлектрической структуры, определяющей удельное электрическое сопротивление земли, может достигать несколько десятков метров, особенно при наличии многолетнемерзлых грунтов, галечников и скальных пород. Электрическая прочность грунта не зависит от его удельного сопротивления, равно как не зависит от него опасность воздействия на человека фиксированных по величине шаговых напряжений или напряжений прикосновения.

Затраты на устройство заземления подстанций, линейных объектов в сложных грунтовых условиях могут достигать 30–40 % их сметной стоимости.

Уменьшение затрат возможно за счет оптимального проектирования и использования разнообразных способов снижения сопротивления грунта, повышения качества систем заземления. Это достигается оснащением систем заземления элементами снижения сопротивления заземлительных комплексов, изменения параметров с течением времени, включая анодные процессы, металлоемкость контура заземления. К таким элементам можно отнести как минеральные соли, которые, растворяясь в околоэлектродной грунтовой влаге, увеличивают электропроводность грунта и снижают температуру его замерзания, так и высокоэлектропроводящую засыпку. За счет осаждения интерметаллов и образования анодных зон, низкой скорости нейтрализации разряда при грозе срок службы системы достаточно ограничен.

Одной из важнейших, не менее актуальной, чем другие проблемы при устройстве и эксплуатации заземлений, является электрохимическая коррозия металла и соединений металлов, имеющих разный потенциал.

Находит применение электролитическая система заземления «Бипрон», состоящая из горизонтальной перфорированной металлической многометровой трубки, подающей электролит в околоэлектродный грунт.

При проектировании объектов электроэнергетики выполняют автоматизированный расчет молниезащитных систем [1]. При этом может рассматриваться оборудование с активными и с пассивными молниеприемниками.

В большинстве случаев расчеты производятся для пассивных систем в соответствии с нормативными документами [1–3,5].

Существует комплекс средств молниезащиты зданий и сооружений, который включает в себя устройства защиты от прямых ударов молнии — внешняя молниезащитная система (ВМЗС), а также устройства защиты от вторичных воздействий молнии — перенапряжений, относящихся к внутренней молниезащитной системе [2].

Обычно рассматривается только ВМЗС, так как она воспринимает прямой удар молнии и отводит токи молнии в землю по контролируемому пути [3].

Одним из авторов с помощью Visual C++ Builder — инструмента для программирования компании Microsoft — разработана программа автоматизации расчета молниезащиты. Среда программирования выбрана исходя из целей — оптимизация времени проектирования, удобство для конечного пользователя и минимизация системных ресурсов. Также было учтено, что у пользователя может быть персональный компьютер любой мощности, поддерживающий системы Windows NT, в их числе и Windows XP. Операционная система Windows компании Microsoft выбрана как самая распространенная в производственной среде [4].

Особенность программы — использование следующего функционала:

- интерактивное проектирование молниезащиты;
- расчет и построение зон молниезащиты;
- формирование документации по объекту строительства и некоторые другие.

Программа [4] позволяет загрузить план территории любого размера и разрешения и включает в себя следующие виды расчетов:

- выбор параметров (длина, ширина, наибольшая высота) здания или сооружения;
- выбор формы объекта;
- выбор местоположения по карте грозовой деятельности, ч/год;

- выбор типа молниеотвода;
- выбор высоты молниеотвода.

Исходные данные защищаемого здания или сооружения для расчета вводятся в окно интерфейса программы (рис.1).

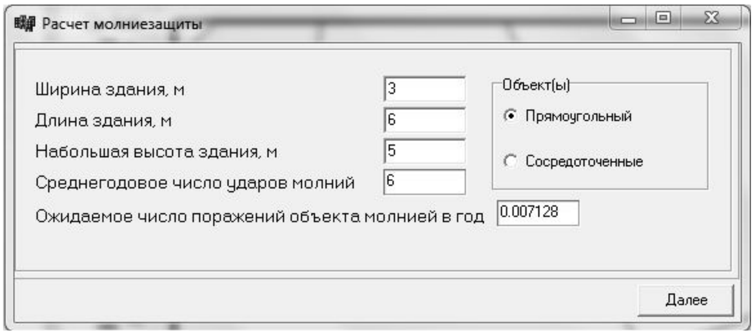


Рис.1. ***Интерфейс ввода исходных параметров защищаемого здания***

Например, для объекта прямоугольной формы с шириной 3 м, длиной 6 м, наибольшей высотой 5 м и средним числом ударов молнии в год на 1 км^2 поверхности земли, равным 6, ожидаемым числом поражений объекта молнией в год будет 0,007128. Среднегодовое число ударов молнии на 1 км^2 земной поверхности в год определяется по карте районирования территории по среднегодовой продолжительности гроз в часах [5], которая заложена в интерфейс программы.

Таким образом, программа после окончания расчетов выдает следующие результаты:

- ожидаемое количество поражений объекта молнией в год;
- радиус защиты на уровне земли;
- вершину защищаемой зоны;
- изображение молниеотводов с рассчитанными значениями;
- графическое изображение, аналогичное приведенному на рис. 2.

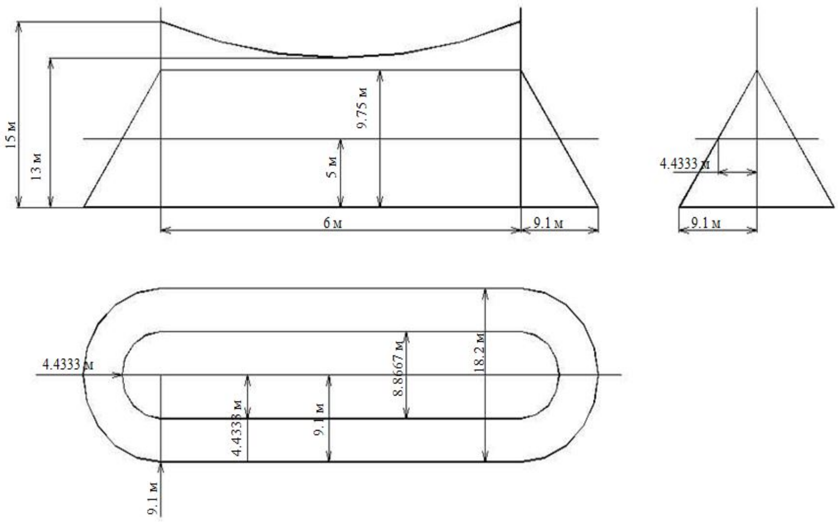


Рис. 2. ***Пример графической части результатов расчета защиты одиночным тросовым молниеотводом***

Кроме всего перечисленного в программе предусмотрены различные защиты для устойчивости и исключения ошибок при расчетах.

Для повышения функциональных возможностей программы планируется добавить: выбор материала изготовления молниезащиты по его свойствам; включить справочную и нормативную документацию; реализацию прямого воздействия пользователя на алгоритм расчета программы и т. д.

К пассивной защите также можно отнести и использование молниеприемных сеток, что допускается почти всеми известными нормативными документами по молниезащите. Сетка укладывается на кровле здания и, как правило, не выходит за ее внешние границы. Размеры ячеек сетки зависят от требуемой надежности защиты [6].

Норматив по молниезащите относится в основном к регионам с хорошо проводящими грунтами, но не к вечномерзлотным или скальным грунтам, где удельное сопротивление велико и предписывает объединение заземлителей электроустановок и молниезащиты в единое заземляющее устройство. Исключения касаются особо чувствительной аппаратуры, которая по технологическим соображениям может требовать отдельного (независимого) заземлителя. Присоединение молниеотводов к технологическому заземлителю электроустановок, как правило, приемлемо, поскольку сопротивление заземления здесь не превышает 10 Ом.

Несмотря на то, что только 10 % устанавливаемых молниезащит — активные, молниеприемники с ранним возбуждением стримера пользуются возрастающим спросом в России. Для притяжения молнии важен рост плазменного канала от вершины объекта — так называемого встречного лидера, а развитие лидера сопровождается током через сопротивление заземления молниеотвода. Основные потребители — частное строительство, промышленные производства, сооружения, возводимые по европейским проектам, и заказчики, которых не останавливает отсутствие нормативной базы. С каждым годом активная молниезащита совершенствуется, занимая все большую долю рынка.

Одна из малочисленных (если не единственная) активная система, выпускаемая отечественным производителем, содержит электронный блок, работающий по принципу автономного генератора. Он способен заряжаться от энергии электрического поля грозового фронта и инициировать встречный лидер, опережающий все восходящие лидеры от близлежащих объектов. Генерируются импульсы высокого напряжения с амплитудой выше 200 кВ. Все элементы смонтированы в герметичном корпусе, предохраняющем молниеотвод от разрушения в момент разряда молнии.

Таким образом, представлены особенности подхода к устройству заземления и его конструкции в экстремальных условиях севера и использованию программы автоматизации расчета пассивной молниезащиты.

Список литературы

1. Карякин Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок: справочник / Р. Н. Карякин. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2000. – 376 с.
2. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций (СО 153-34.21.122-2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64 с.
3. Руководство по защите электрических сетей 6-1150кВ от грозовых и внутренних перенапряжений РД 153-34.3-35.125-99. 2-ое изд. – СПб.: ПЭИПК, 1999.
4. Сухачев И. С., Леонов Е. Н. Разработка программы автоматизации расчета молниезащиты и заземления / Энергосберегающие и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы региональной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов / отв. редактор О. Н. Кузяков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – С. 28-30.
5. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 600 с.
6. Официальный сайт ООО «Амнис» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http: // www. amnis.ru/staty/?ELEMENT_ID=387.

Сведения об авторах

Смирнов Олег Владимирович, *д. т. н., профессор кафедры «Электроэнергетика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89129215192, e-mail: oleg_smirnov _1940@mail.ru*

Сухачев Илья Сергеевич, *ассистент кафедры «Электроэнергетика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89829210000, e-mail: ilya@suhachev.com*

***Smirnov O. V.**, Doctor of Technical Sciences, professor of the chair «Electric power engineering», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89129215192, e-mail:oleg_smirnov_1940@mail.ru*

***Sukhachev I. S.** assistant of the chair «Electric power engineering», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89829210000, e-mail: ilya@suhachev.com*

УДК 62-97/-98

КАВИТАЦИЯ КАК ИНТЕНСИФИКАТОР В ПРОЦЕССАХ МАССООБМЕНА

CAVITATION AS INTENSIFIER IN MASS TRANSFER PROCESSES

И. Ф. Хафизов, Ю. Г. Матвеев, Д. Б. Доронин

I. F. Khafizov, Yu. G. Matveev, D. B. Doronin

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Ключевые слова: ***процессы, массообмен, кавитация, гидродинамика, турбулизация, роторные аппараты***

Key words: ***processes, mass transfer, cavitation, fluid dynamics, turbulence, rotary phones***

Основная тенденция современной подготовки нефти к транспорту, нефтепереработки и нефтехимии — создание крупнотоннажных и комбинированных установок на базе аппаратов и агрегатов большой мощности. Значительное расширение ассортимента газа, нефти, нефтепродуктов и дальнейшее повышение требований к их качеству обусловило необходимость использования таких технологических процессов, как ректификация, абсорбция, экстракция, адсорбция, сушка, отстаивание, фильтрование, смешение и др.

Осуществление столь разнообразных процессов при переработке нефти и газа потребовало применения аппаратуры, работающей в широком интервале изменения рабочих параметров. Например, температуры могут составлять от –60 ^{0}С (кристаллизация) до 800–900 ^{0}С (пиролиз), а давления — от глубокого вакуума (переработка тяжелых нефтяных остатков) до 150 МПа (производство полиэтилена).

Это предъявляет высокие требования к расчету аппаратуры, конструированию и обоснованию рабочих параметров процесса. При этом необходимо опираться на открытия, научные основы, опыт.

В основу классификации этих процессов могут быть положены разные принципы, однако ввиду большого разнообразия представляется наиболее целесообразным классифицировать их по способу создания движущей силы процесса. В связи с этим основные технологические процессы можно разделить на следующие классы: массообменные или диффузионные, гидродинамические или гидромеханические, механические, тепловые и химические [1].

Процессы могут протекать только под действием некоторой движущей силы, которая для гидромеханических процессов определяется разностью давлений, для теплообменных — разностью температур, для массообменных — разностью концентраций вещества и т. д.

Движущую силу массообменных процессов и аппаратов можно выразить в следующем виде:

$$\Delta = \frac{M}{K \cdot A \cdot \tau}, \tag{1}$$

где Δ — движущая сила процесса; M — количество перенесенного вещества или тепла; A — интенсивность процесса (рабочая поверхность, рабочий объем и т. д.); τ — время воздействия движущей силы; K — коэффициент скорости процесса (коэффициент теплопередачи, коэффициент массопередачи и т. д.).

Под интенсивностью процесса понимают его результат, отнесенный к единице времени и единице величины A, то есть величину $M/A*\tau$, например, количество энергии или массы, перешедшей в единицу времени через единицу рабочей поверхности.

$$\frac{M}{A \cdot \tau} = K\Delta. \tag{2}$$

Интенсивность процесса всегда пропорциональна движущей силе Δ и обратно пропорциональна сопротивлению R, которое является величиной, обратной коэффициенту скорости процесса. Уравнение (1) можно записать как

$$M = \frac{A \cdot \Delta \cdot \tau}{R}. \tag{3}$$

Из уравнений (1) или (3) можно определить рабочую поверхность или рабочий объем аппарата по известным остальным величинам, входящим в уравнение. Из уравнения (3) также видно, что уменьшение сопротивления процесса ведет к интенсификации технологического процесса.

Существующие теории процесса массопередачи утверждают, что для увеличения величины K (коэффициент массопередачи) нужно создать возможно более высокую турбулизацию потоков. Турбулизация потока ведет к смешиванию компонентов и диспергированию, на чем основана работа мешалок, гидродинамических аппаратов, что благоприятно влияет на процесс массопередачи. Степень турбулентности характеризуется отношением инерционных сил к силам вязкого трения, получившим название числа Рейнольдса [2].

Значительные силы и течения возникают при кавитации жидкости. Теоретически при отсутствии ядер жидкость может выдержать отрицательное давление или напряжение порядка тысячи атмосфер. Но в жидкости всегда присутствуют микровключения в виде растворенного газа или твердых частиц, поэтому величина отрицательного давления, при котором возникает кавитация, исчисляется несколькими атмосферами. При достижении давления ниже давления насыщенных паров начинается расширение газа в зародыше или рост пузырька, а при падении его в зону с высоким давлением — схлопывание. При этом внутри него возникают высокие давления и температуры. Поэтому кавитация является мощным интенсификатором процессов нефтехимической технологии.

Различают гидродинамическую и акустическую кавитацию. Акустическую кавитацию (возникает при прохождении звуковой волны большой интенсивности) называют еще разрывной. Разрывная кавитация наиболее активна, для нее характерны такие эффекты, как сонолюминесценция, химическая активность и т. д. Акустическая кавитация может воздействовать на интенсивность химико-технологических процессов не только через эффекты второго порядка (кавитация), но и через эффекты первого порядка — частоту, интенсивность и скорость колебаний или даже разрушение пограничного слоя жидкости [3].

Гидродинамическая кавитация, обусловленная сильным локальным понижением давления в жидкости вследствие больших скоростей, вызывает турбулизацию и диспергирование потока жидкости, что ведет к интенсификации технологических процессов.

Методика расчета гидродинамических роторных аппаратов. К основным показателям, характеризующим работу любого аппарата, относят подачу Q, давление P, напор H, коэффициент полезного действия η. Подача характеризует степень переноса вещества из одной фазы в другую в единицу времени. Коэффициент полезного действия является показателем, характеризующим любой аппарат с точки зрения экономичности его работы.

Для волновых аппаратов КПД можно представить как отношение энергии, затраченной на осуществление технологического процесса, к энергии жидкости, создаваемой лопатками ротора и питающим устройством

$$\eta = \frac{E_m}{E_n}\ . \tag{4}$$

Если числитель и знаменатель поделить на величину ρqQ (то есть массу жидкой среды, прошедшей через аппарат), получим

$$\eta = \frac{\delta}{H}, \tag{5}$$

где δ — удельная энергия технологического процесса; H — напор жидкости, развиваемый в полости аппарата.

Энергия потока жидкости переходит в энергию движения технологического процесса не прямо, а как бы через составляющие:

- гидромеханические, при этом организуется нестационарное истечение на моделирующих элементах, и создаются растягивающие напряжения в жидкости;
- механико-кавитационные; создание в жидкости напряжения растяжения является необходимым, но не достаточным для создания кавитации. Это зависит во многом от прочностных характеристик жидкости. Кроме того, кавитация определяется статическим давлением жидкости;
- кавитационно-технологический, этот процесс определяется эффективностью использования кавитационных явлений. Кроме того, сюда входит вторичная кавитация, чисто механические эффекты — возникновение вихрей, столкновение частиц и т. д.

Таким образом, удельную энергию технологического процесса можно записать как сумму вышеперечисленных составляющих:

$$\delta = H(\eta_{г.м.} + \eta_{м.к.} + \eta_{к.т.}). \tag{6}$$

Некоторые авторы предлагают оценивать гидромеханические свойства аппарата через гидромеханический «модуль аппарата»:

$$M = \frac{1}{2}\frac{\Delta H}{\rho t}. \tag{7}$$

Из формулы (7) видно, что под модулем понимается параметр, характеризующий величину растягивающих напряжений через моделирующие элементы аппарата.

Также в работах показано определение гидромеханических свойств аппарата через дифференциальное уравнение Эйлера — истечения идеальной жидкости, которое для одномерного случая имеет вид

$$\rho\frac{dv}{dt} = \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v\frac{\partial v}{\partial x}\right)\rho, \tag{8}$$

где член $\rho\frac{dv}{dt}$ представляет локальное ускорение жидкости; член $\rho\frac{dv}{dx}v$ — конвективное ускорение жидкости.

Среднее проходное сечение отверстий при прямоугольной их форме предлагается определять для ротора и статора из выражения

$$S_1 = \frac{a_1 \cdot a_2}{wR}h, \tag{9}$$

где S_1 — средняя площадь отверстия ротора и статора за один акт перекрытия, когда ширина отверстий разная, а высота одинаковая; a_1 — наименьшая ширина отверстий ротора и статора, *м*; a_2 — наибольшая ширина отверстий ротора и статора, *м*; w — угловая скорость ротора, c^{-1}; R — радиус ротора, *м*; h — высота отверстий ротора и статора.

Очевидно, среднее проходное сечение будет равно средней площади одного отверстия ротора и статора за время их совмещения, умноженное на количество этих совпадений. Тогда среднее проходное сечение определяют по формуле

$$S = S_1 \cdot z_p \cdot z_{ch} = \frac{a_1 \cdot a_2 \cdot z_p \cdot z_{ch}}{ПД}, \tag{10}$$

где z_p — количество отверстий в роторе, z_c — количество отверстий в статоре, *Д* — диаметр ротора.

Средняя скорость истечения жидкости через отверстия ротора и статора определяется как

$$v = \frac{Q}{S}, \tag{11}$$

где Q — расход жидкости через аппарат, $м^3$; S — средняя площадь проходного сечения отверстий, $м^2$.

Подставим в (11) значение S из (10) и получим

$$v = \frac{Q \cdot ПД}{a_1 a_2 z_p z_{ch}}. \tag{12}$$

Подставив выражение (12) в выражение

$$M = \frac{\Delta H}{St}. \tag{13}$$

получим

$$M = \frac{\Delta H}{Q} z_p z_c n a_2 h d_э, \tag{14}$$

где n — частота вращения ротора, c^{-1}; $d_э$ — эквивалентный диаметр.

Выражение (14) содержит основные гидродинамические факторы и конструктивные размеры.

В работе также получено выражение

$$M = \frac{1}{2}\frac{\Delta P}{\rho t}. \tag{15}$$

Указанную величину назвали «гидромеханический модуль аппарата».

Из сравнения (13) и (15) можно сказать, что они качественно имеют одно и то же значение. А выражения (13) и (14) отражают гидромеханические свойства аппарата и могут быть приняты для их качественной оценки.

Таким образом, под модулем будем понимать параметр, характеризующий величину растягивающих напряжений, возникающих в жидкости при ее прохождении через модулирующие элементы аппарата.

Список литературы

1. Скобло А. Н., Трегубова И. А., Молоканов Ю. К. Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. – М.: Химия, 1982. – С. 47.
2. Абрамович Г. Н. Теория турбулентных струй. – М.: Гос. издат. физико-математической литературы. – 1960.
3. Качанов Ю. С., Козлов В. В., Левченко В. Я. Возникновение турбулентности в пограничном слое. – Новосибирск: Наука сиб. отд., 1982, – С.149.

Сведения об авторах

Хафизов Ильдар Фанилевич, *к. т. н., доцент кафедры «Пожарная и промышленная безопасность», Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2431813, e-mail: ildar.hafizov@mail.ru*

Матвеев Юрий Геннадиевич*, д. т. н., профессор, заведующий кафедры «Нефтегазопромысловое оборудование», Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2605731*

Доронин Дмитрий Борисович*, аспирант кафедры «Пожарная и промышленная безопасность», Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2431813*

Khafizov I. F., *Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of «Fire and Industrial Safety», Ufa State Oil Technical University, phone: 8(347)2431813, e-mail: ildar.hafizov@mail.ru*

Matveev Yu. G., *Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department «Oil and gas equipment» Ufa State Oil Technical University, phone: 8(347)2605731*

Doronin D. B., *postgraduate of the chair «Fire and Industrial Safety», Ufa State Oil Technical University, phone: 8(347)2431813*

Проблемы экологии нефтегазовых регионов

УДК 622.24

ВОЗМОЖНОСТИ УЛУЧШЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ И ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВОГО ШЛАМА

POSSIBILITIES OF IMPROVEMENT OF DRILLING SLUDGE PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES

Л. Н. Скипин, Н. В. Храмцов, В. С. Петухова, А. Я. Митриковский, Ю. А. Козина

L. N. Skipin, N. V. Khramtsov, V. S. Petukhova, A. Ya. Mitrikovasky, Yu. A. Kozina

Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***буровой шлам, фосфогипс, коагулянт, фильтрация***

Key words: ***drilling sludg, phosphogypsum, coagulant; filterin***

При бурении скважин происходит образование отходов, при котором под земельный отвод предоставляется от 3 до 5 га земли во временное краткосрочное пользование — на период строительства. Во временное долгосрочное пользование выделяется только 0,36 га на период эксплуатации скважин. В течение года после строительства скважины территория буровой площадки должна быть очищена от образовавшихся отходов, рекультивирована и передана постоянному землепользователю [1].

Количество отходов, скапливающихся на территории Тюменской области, огромно, поскольку при бурении скважины на 1 м проходки приходится 1–2 м^3 отходов. За 2001 г. образовано около 1 459 тыс. т производственных отходов, из которых основную долю составляют отходы бурения [2]. Поэтому проведение рекультивации или утилизации шламовых амбаров является одним из важнейших природоохранных мероприятий, направленных на восстановление экологической ситуации. При этом существуют проблемы, сопряженные с отрицательными химическими и физическими свойствами бурового шлама (БШ), в частности, повышенной щелочностью, бесструктурностью, слабой фильтрационной способностью, заплыванием при увлажнении и др.

Для подбора технологий извлечения и утилизации шламовых амбаров, замазученных грунтов необходимо коренное улучшение физико-химических свойств БШ.

Цель работы — создать благоприятные физические и химические свойства БШ с помощью коагулянта-мелиоранта.

В ходе исследований предстояло установить действие фосфогипса на физические свойства БШ, изучить влияние коагулянта-фосфогипса на изменение химических свойств БШ.

Методика исследований. Определение химических соединений в БШ проводилось согласно нормативным документам: нефтепродукты (мг/кг) — ПНД Ф 16.1:2.21-98; массовая доля влаги (%) — ПНД Ф 16.2.2:2.3:3.27; массовая доля диоксида кремния (%) — ПНД Ф16.1:2:2.2:3.65-10; хлорид-ион (мг/кг) — ПНД Ф 16.2.2:2.3:3.28-02; сульфат-ион (мг/кг) — ПНД Ф 16.1:2:2.2:3.53-08; pH (ед. pH) — ПНД Ф 16.2.2:2.3:3.33-02; натрий (моль/100 г) — ГОСТ 26427-85; калий (моль/100 г) — ГОСТ 26427-85; свинец (мг/кг) — М-МВИ-80-2008; цинк (мг/кг) — М-МВИ-80-2008; медь (мг/кг) — М-МВИ-80-2008; никель (мг/кг) — М-МВИ-80-2008; кадмий (мг/кг) — М-МВИ-80-2008; кальций (мг/кг) — ПНД Ф 16.2.2:2.3:3.34-02; барий (мг/кг) — М-МВИ-80-2008; магний (мг/кг) — ПНД Ф 16.2.2:2.3:3.34-02.

Фильтрационная способность определялась в лабораторных условиях насыпных образцов БШ в сочетании с коагулянтом-мелиорантом (отходом) фосфогипсом методом трубок. Всего бралось 12 стеклянных цилиндров, первый из которых был контрольным, в нем находился только БШ массой 40 г, а начиная со второго цилиндра, добавлялась доза коагулянта с нарастающим интервалом 0,1 г. Опытные варианты заливались одинаковым объемом воды, через сутки измерялся объем фильтрата по каждому цилиндру. Перед помещением в цилиндр БШ и коагулянт тщательно перемешивались между собой во избежание ошибок опыта. Повторность опыта 3-кратная.

В данной работе было рассмотрено два вида отходов, это БШ — отход нефтегазовой промышленности и фосфогипс — отход химический промышленности.

Фосфогипс образуется при производстве двойного суперфосфата, фосфорной кислоты и содержит 80–90 % гипса, 0,5–0,6 % фосфорной кислоты, 5–6 % глины. Основная масса фосфогипса сбрасывается в отвалы, в которых содержатся десятки миллионов тонн этого отхода. Огромные массы неиспользованного фосфогипса скопились на территории Украины, Северном Кавказе, в Крыму, в Кыргызстане, Казахстане, на Урале и Западной Сибири. Он не только занимает территорию, но и отравляет почву и водоемы содержащимися в нем растворимыми примесями фтора и фосфорной кислоты [3].

Буровой шлам — это многокомпонентные токсиканты. Их токсические свойства определяются химическим составом, который зависит от дисперсности размельченных пород, сорбирующих компоненты отработанного бурового раствора (ОБР). Кроме того, на их состав влияет целый ряд факторов: рецептура бурового раствора, физико-химические условия в зоне бурения, условия контакта с извлекаемыми углеводородами, характер хранения и т. д. Состав бурового шлама весьма изменчив даже при проходке одной скважины. Главным токсическим агентом в составе буровых шламов, по мнению большинства исследователей, считается нефть и ее фракции, которые накапливаются в твердой фазе буровых выработок при их контакте с пластовой (сырой) нефтью в процессе бурения и за счет аккумуляции нефтепродуктов из буровых растворов [4, 5, 6].

Результаты исследований. Задача рентгенофазового анализа состоит в идентификации кристаллических веществ (фаз), входящих в состав анализируемого материала. Нами был рассмотрен БШ (контроль) (рис. 1).

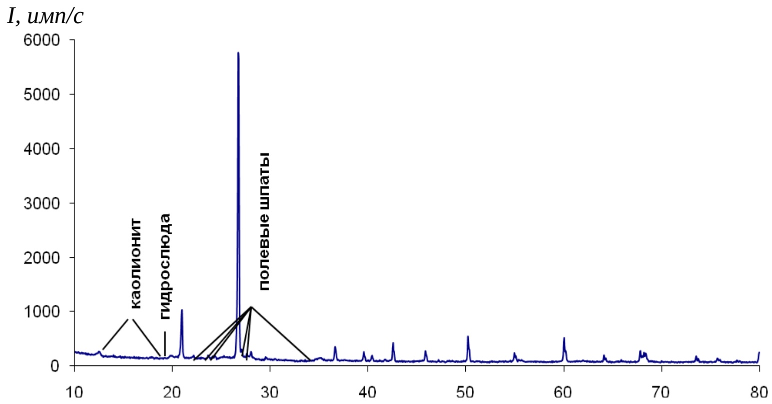


Рис. 1. ***Рентгенограмма образца БШ (контроль)***

Содержание образца: почти что чистый кварц; $K_2O*3Al_2O_3*6SiO_2*2H_2O$; $Na_{0,3}O(Al,Mg)2Si_4O_{10}(OH)_2*xH_2O$.

Рентгенофазовая диаграмма показала, что источником поступления гидроксида кремния являются полевые шпаты, в которых присутствует гидроксид кремния, являющийся достаточно гидрофильным, то есть его присутствие наглядно видно по пику, имеющему ярко выраженный характер.

Модельные опыты показали, что БШ без внесения фосфогипса не обладал фильтрационной способностью. Добавление фосфогипса приводило к коренному улучшению, при этом зависимость фильтрации от доз фосфогипса была тесной (рис. 2). Это свидетельствует о том, что в естественных условиях свойства БШ не могут быть изменены.

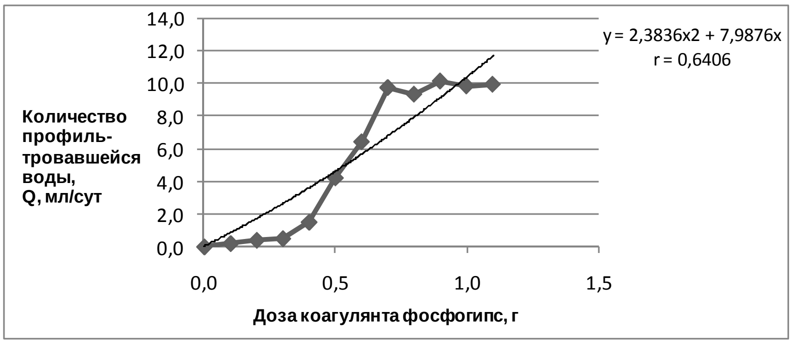


Рис. 2. ***Влияние дозы фосфогипса на фильтрационную способность БШ***

После проведения исследований на фильтрационную способность БШ, с помощью коагулянта фосфогипса, данные образцы прошли химический анализ (таблица). Для исследований на химический анализ брали БШ (контроль) и БШ с оптимальной дозой коагулянта-фосфогипса. Данные исследования проводились в испытательной лаборатории ЗАО «Региональный аналитический центр» (г. Тюмень).

Изменение химического состава БШ при использовании коагулянта-фосфогипса, 2013 г.

Компоненты (ед. изм.)	БШ (без коагулянта)	БШ (с коагулянтом)
Нефтепродукты (мг/кг)	865±216	805±201
Массовая доля влаги (%)	2,73±0,27	2,57±0,26
Массовая доля диоксида кремния (%)	95,61±21,99	95,77±22,03
Хлорид-ион (мг/кг)	70±7	60±6
Сульфат-ион (мг/кг)	2 768±277	458±46
pH (ед. pH)	9,77±0,10	8,36±0,10
Натрий (моль/100 г)	9,47±0,71	1,79±0,13
Калий (моль/100 г)	9,91±1,09	6,02±0,66
Свинец (мг/кг)	13±4	33±10
Цинк (мг/кг)	154,7±46,4	122±37
Медь (мг/кг)	17±5	21±6
Никель (мг/кг)	25±8	23±7
Кадмий (мг/кг)	0,30±0,09	0,40±0,12
Кальций (мг/кг)	1 032±103	6 240±624
Барий (мг/кг)	81±24	124,6±37,4
Магний (мг/кг)	5 521±558	5 947±495

Данные свидетельствуют о том, что улучшение фильтрационной способности произошло за счет снижения натрия (с 9,47 до 1,79 моль/100 г) и в меньшей степени калия (с 9,91 до 6,02 моль/100 г) в поглощающем комплексе и водном растворе БШ (см. табл.). Содержание кальция в поглощающем комплексе после внесения фосфогипса многократно возрастало (с 1 032 до 6 240 мг/кг), аналогичная закономерность проявлялась и с магнием, это позволило благоприятно изменить структурное состояние БШ.

Важно отметить, что с фильтрацией воды отмечался вынос водорастворимых солей, в первую очередь сульфатов, хлоридов и карбонатов. Снижение солей, особенно нормальной и двууглекислой соды, приводило к уменьшению pH с 9,77 до 8,36. При этом показатели содержания тяжелых металлов (свинец, медь, кадмий, магний) не снижались, или отмечалась тенденция к их накоплению. Данное явление свидетельствует о закреплении их в поглощающем комплексе БШ. Перевод их в более растворимую форму должен сопровождаться смещением показателя pH в сторону кислой реакции.

Таким образом, использование фосфогипса в качестве коагулянта радикальным образом увеличивает фильтрационную способность БШ. В первоначальный период действия фосфогипса происходит активное снижение натрия в поглощающем комплексе и насыщение его кальцием. За кратковременный период фильтрации происходит вынос водорастворимых солей и снижение pH с 9,77 до 8,36. Вымывания основных тяжелых металлов из БШ не происходит в связи с закреплением их в поглощающем комплексе.

Список литературы

1. Хаустов А. П., Редина М. М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Дело, 2006.
2. Информационный бюллетень «О состоянии окружающей среды Ханты-Мансийского автономного округа — Югры в 2006-2007 годах», 2008 г. – 117 с.
3. Чистяков Б. З., Лялинов А. Н. Использование минеральных отходов промышленности в производстве строительных материалов (На примере предприятий Ленинградской области). – Л.: Стройиздат, Ленингр. отд-ние, 1984.
4. Meiberg B. Reduction of pollution from drilling operations // ENS 91: Environment Northern Seas. Abstracts of Conference papers. – Stavanger (Norwey): Industritoykk, 1991.
5. GESAMP. Review of potentially harmful substances: carcinogens// GESAMP Reports and Studies No. 46. – Geneva: WHO, 1991. – 57 p.
6. GESAMP. Impact of oil and gas related chemicals and wastes on the marine environment // GESAMP Reports and Studies № 50. – London: IMO, 1993. 180 p.

Сведения об авторах

Скипин Леонид Николаевич, *д. с.-х. н., профессор, заведующий кафедрой «Техносферная безопасность», Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень, тел. 89129924555, e-mail: lke@tgasu.ru*

Храмцов Николай Васильевич, *д. т. н., профессор кафедры «Строительные процессы, основания и фундаменты», Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень*

Петухова Вера Сергеевна, *аспирант кафедры «Техносферная безопасность», Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень, тел. 89058223239, e-mail: lke@tgasu.ru*

Митриковский Александр Яковлевич, *к. с.-х. н., доцент кафедры «Техносферная безопасность», Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень, тел. 89058223239, e-mail: lke@tgasu.ru*

Козина Юлия Александровна, *соискатель кафедры «Техносферная безопасность», Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень, e-mail: lke@tgasu.ru*

Skipin L. N.*, Doctor of Sciences in Agriculture, professor, head of the chair «Technosphere safety», Tyumen State Architectural and Building University, phone: 89129924555, e-mail: lke@tgasu.ru*

Khramtsov N. V.*, Doctor of Technical Sciences, professor of the chair «Construction operations, substructures and foundations», Tyumen State Architectural and building University*

Petukhova V. S*., postgraduate of the chair «Technosphere safety», Tyumen State Architectural and Building University, phone: 89058223239, e-mail: lke@tgasu.ru*

Mitrikovsky A. Ya.*, Candidate of Sciences in Agriculture, associate professor of the chair «Technosphere safety», Tyumen State Architectural and Building University, phone: 89058223239, e-mail: lke@tgasu.ru*

Kozina Yu. A.*, applicant for a scientific degree of the chair «Technosphere safety», Tyumen State Architectural and Building University, e-mail: lke@tgasu.ru*

Информационные технологии

УДК 621.311:621.313

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА УСТАВОК ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ

FEATURES OF DISTANCE PROTECTION SETTINGS CALCULATION

Е. П. Власова, Ф. А. Лосев

E. P. Vlasova, F. A. Losev

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***релейная защита, оптимальные параметры характеристик измерительного органа, повышение чувствительности дистанционной защиты***

Key words: ***relay protection, optimal parameters of measuring element characteristics, improvement of distance protection sensitivity***

Ведущие производители микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) выпускают терминалы дистанционной защиты линий электропередачи; поскольку разные концы линии электропередачи напряжением 35–220 кВ принадлежат разным энергетическим предприятиям, то, как правило, для защиты линии применяются терминалы различных фирм-производителей с разными характеристиками и параметрами настройки этих защит. В России расчет параметров срабатывания таких защит зачастую выполняют по разным методикам для каждого из терминалов, установленных на концах защищаемой линии электропередач, в связи с этим использование методик расчета дистанционных защит (ДЗ) усложняется из-за отсутствия универсального алгоритма. Например, методика расчета уставок цифровых дистанционных защит ООО НТЦ «Механотроника» (г. Санкт-Петербург) предлагает определить полные сопротивления срабатывания трех ступеней ДЗ и уставки по активному сопротивлению дуги и для защиты от двойных замыканий на землю [1]. Группа компаний «ABB» рассматривает вопросы расчетов и выбора уставок функций РЗА с учетом токов нулевой последовательности и взаимоиндукции нулевой последовательности для параллельных линий, а также линий, имеющих общий коридор с другими воздушными линиями [2]. В результате проведенного анализа литературных источников, методик расчета уставок дистанционных защит отечественных и зарубежных фирм были определены их достоинства и недостатки.

Существенным преимуществом дистанционных защит является стабильность зоны первой ступени. Поэтому и вторые ступени дистанционных защит обладают большими коэффициентами чувствительности. Третьи ступени всех защит отстраиваются от нагрузочных режимов. Токи срабатывания третьих ступеней токовых и токовых направленных защит должны быть больше рабочих максимальных. Минимальные токи срабатывания третьих ступеней дистанционных защит $I_{с.з.min} < I_{раб.max}$, так как при этом значительное напряжение $U_{раб}$ препятствует срабатыванию измерительного органа сопротивления третьей ступени. Чувствительность третьих ступеней дистанционных защит при использовании специальных характеристик срабатывания существенно выше [3].

К числу недостатков дистанционных защит можно отнести представленные ниже особенности.

- Невозможность обеспечения мгновенного отключения короткого замыкания (КЗ) в пределах всей защищаемой линии, поэтому они не могут служить основными защитами на тех участках сети, где необходимо выполнение этого требования.
- Реагируют на качания и нагрузку, то есть необходимость отстройки от последней существенно ограничивает чувствительность защиты и понижает ее эффективность в качестве резервной защиты смежных участков, а возможность действия при качаниях вынуждает усложнять защиту применением блокировки.
- Возможность ложной работы при неисправностях в цепях напряжения, что уменьшает их надежность и вызывает необходимость применения соответствующей блокировки.

Таким образом, необходимо повысить чувствительность дистанционной защиты и ее эффективность в качестве резервной защиты смежных участков и разработать универсальную методику расчета уставок дистанционной защиты для определения оптимальных параметров характеристик измерительного органа.

Особенность цифровых защит заключается в том, что уставки по полному сопротивлению, по углу линии и по активному сопротивлению задаются раздельно. Рассмотрим характеристику измерительного органа, которая задает уставки в прямом и обратном направлении, что уменьшает влияние качаний и нагрузки на чувствительность защиты (рис.1).

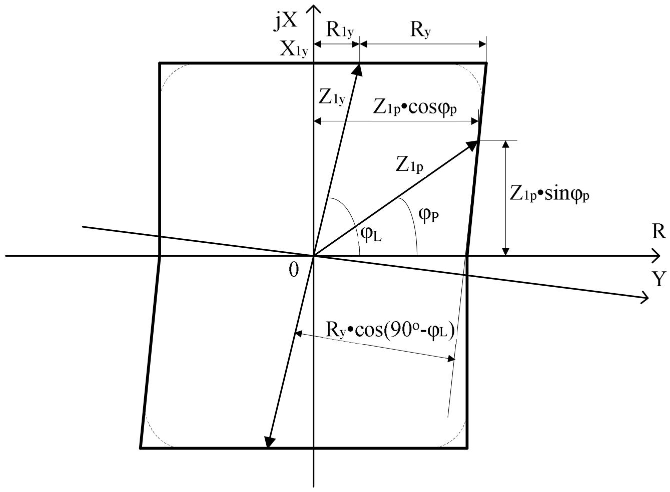


Рис. 1. ***Общий вид характеристики срабатывания дистанционных измерительных органов полного сопротивления одной из ступеней***

Уставки в прямом, обратном направлении или ненаправленные устанавливаются независимо для каждой отдельно взятой зоны [2]. В сетях с двухсторонним питанием и кольцевых сетях обычно используются направленные зоны дистанционной защиты. Для характеристик зон, направленных в прямом направлении, граничные линии направленности регулируются во II квадранте в диапазоне 90÷175^0 и в IV квадранте регулируются в диапазоне 5÷45^0. Значения уставок в направлении активных сопротивлений *R* и реактивных сопротивлений *X* определяют, пересекается ли граничная линия направленности во втором квадранте с линией, параллельной оси *R*, или с линией, параллельной вектору полного сопротивления *Z*. Значения уставок по активному и реактивному сопротивлениям для отдельной зоны являются одинаковыми в прямом и обратном направлении, как и для режима ненаправленной работы. Например, фирма ABB рекомендует для первой зоны, чтобы отношение *R/X* не превышало 3 для междуфазных органов и 4,5 — для однофазных органов.

Расчет сопротивлений дистанционной защиты [4]. *Сопротивление срабатывания первой ступени* отстраивается от тока короткого замыкания на шинах подстанции (ПС), примыкающей к противоположному концу линии (рис. 2).

$$Z^I_{с.з1} \le k^I_{отс} \cdot Z_{л1}, \tag{1}$$

где $Z_{л1}$ — сопротивление линии; $Z^I_{с.з1}$— сопротивление срабатывания первой ступени защиты; $k^I_{отс}$ — коэффициент отстройки первой ступени.

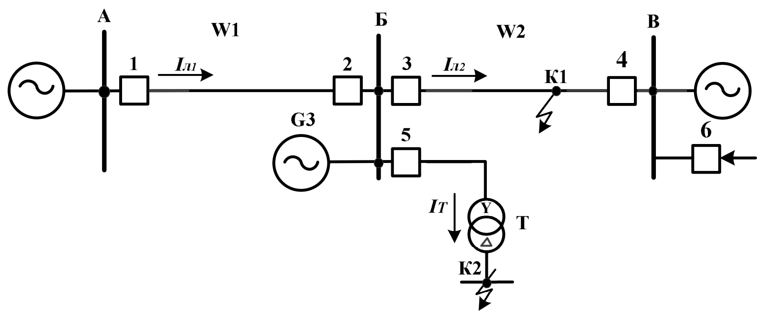


Рис. 2. ***Схема сети***

Сопротивление срабатывания для второй ступени выбирается таким образом, чтобы надежно охватить конец защищаемого участка, не охватываемый ступенью I, и резервировать с выдержкой времени ступени II действие ступени I защиты соседнего участка в начале линии [5].

$$Z^{II}_{с.з1} \le k^{II}_{отс} \cdot (Z_{л\text{-}1} + \frac{k^I_{отс}}{k_{T\,II}} \cdot Z^I_{с.з.п}), \tag{2}$$

где $Z_{л\text{-}1}$ — сопротивление линии 1; $Z^{II}_{с.з1}$ — сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ; $Z^I_{с.з.п}$ — сопротивление срабатывания первой ступени защиты смежной линии; $k_{Т.II}$ — коэффициент токораспределения, равный отношению первичного тока в защите к току в рассматриваемом участке; $k^I_{отс}$— коэффициент отстройки первой ступени; $k^{II}_{отс}$ — коэффициент отстройки второй ступени.

Отстройка от тока короткого замыкания на шинах низшего (среднего) напряжения ПС:

$$Z^{II}_{с.з1} \le k^{II}_{отс} \cdot (Z_{л\text{-}1} + \frac{Z_{ТР}}{k_{Т\,ТР}}), \tag{3}$$

где $Z_{л\text{-}1}$ — сопротивление линии 1; $Z^{II}_{с.з1}$ — сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ; $Z_{тр}$ — минимальное эквивалентное сопротивление параллельно работающих трансформаторов на подстанции; $k_{Т.ТР}$ — коэффициент токораспределения, равный отношению первичного тока в защите к току в рассматриваемом участке; $k^{II}_{отс}$ — коэффициент отстройки второй ступени.

Для одиночных линий 35–220 кВ при применении для защиты трансформаторов подстанции, примыкающей к противоположному концу защищаемого участка, токовой отсечки (а не дифференциальной защиты), вторую ступень рассматриваемой ДЗ целесообразно согласовывать с токовой отсечкой вместо отстройки от токов КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения подстанции.

Согласование с токовой отсечкой производят аналогично тому, как согласовывают уставку второй ступени ДЗ с уставкой токовой отсечки, являющейся первой ступенью защиты предыдущего участка линии [1].

Согласование уставки второй ступени ДЗ с уставкой первой ступени защиты предыдущего участка (при выполнении последней с помощью токовой отсечки, отсечки по напряжению или комбинированной отсечки по току и напряжению) производят по выражению, аналогичному (2):

$$Z^{II}_{с.з1} \leq k_{отс} \cdot (Z_{л\text{-}1} + \frac{Z_{расч}}{k_T}), \tag{4}$$

где $Z_{л\text{-}1}$ — сопротивление участка, на котором установлена согласуемая защита; $Z_{расч}$ — сопротивление зоны, охватываемой защитой, с которой производят согласование в расчетных для согласования условиях при металлическом КЗ; $k_{отс}$ — коэффициент отстройки; $k_Т$ — коэффициент токораспределения в расчетных для согласования условиях.

При выполнении первой ступени защиты предыдущего участка с комбинированной отсечкой по току и напряжению уставка ДЗ должна быть согласована с уставками токового органа и органа напряжения комбинированной отсечки в отдельности. Условию согласования будет удовлетворять меньшее из полученных сопротивлений, поскольку зона работы комбинированного органа определяется наименьшей из зон срабатывания токового органа и органа напряжения.

Согласование уставок ДЗ с уставками токовой отсечки или токового органа комбинированной отсечки по току и напряжению выполняют для КЗ между двумя фазами. Вызвано это тем, что при данном КЗ ток обычно меньше, чем при других многофазных КЗ, а следовательно, меньше и сопротивление зоны, контролируемой токовым реле.

Расчетный режим работы сети: ток в месте установки защиты, с уставкой которой производят согласование, наименьший; ток в месте установки согласуемой защиты — по возможности наибольший.

Согласование уставок ДЗ с уставками отсечки по напряжению или органа напряжения комбинированной отсечки по току и напряжению выполняют для любого многофазного КЗ.

Сопротивление зоны, надежно контролируемой измерительным органом напряжения, не зависит от вида многофазного КЗ.

Расчетный режим работы сети — ток в месте установки согласуемой ДЗ наибольший.

Выдержку времени второй ступени ДЗ при выборе сопротивления срабатывания по указанным выше условиям принимают на ступень Δt больше выдержки времени:

- быстродействующей защиты предыдущего участка, с которой производят согласование;
- защит без выдержки времени, установленных на трансформаторах подстанции, примыкающей к противоположному (по отношению к месту установки рассматриваемой защиты) концу защищаемого участка.

Коэффициент чувствительности $k_ч$ второй ступени ДЗ необходимо проверять при металлическом КЗ в конце защищаемого участка [3]:

$$k_ч = \frac{Z^{II}_{с.з1}}{Z_{л1}} \quad (5)$$

где $Z_{л1}$ — сопротивление линии; $Z^{I}_{с.з1}$ — сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ; $k_ч$ — коэффициент чувствительности.

Минимальное значение коэффициента чувствительности может быть: *1,25* — при использовании двух либо трех ступеней ДЗ, применяемой в качестве резервной; *1,50* — при использовании двух либо трех ступеней ДЗ, применяемой в качестве основной.

В тех случаях, когда коэффициент чувствительности второй ступени ДЗ меньше требуемого, сопротивление срабатывания и выдержку времени ДЗ необходимо уточнить, учитывая изложенное ниже. Если сопротивление срабатывания согласовывали с первой ступенью защиты предыдущего участка, то необходимо согласовать его со второй ступенью этой же защиты. Если сопротивление срабатывания выбирали по условиям отстройки от токов КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения подстанции, примыкающей к противоположному (по отношению к месту установки рассматриваемой защиты) концу защищаемого участка, то необходимо его согласовать с уставкой быстродействующей защиты элементов стороны низшего (среднего) напряжения рассматриваемой подстанции [4].

Если сопротивление срабатывания выбирали исходя из отстройки от токов КЗ на шинах подстанции, примыкающей к дальнему (по отношению к месту установки рассматриваемой защиты) концу предыдущего участка, то его необходимо согласовать со второй ступенью защиты предыдущего участка как при включении защиты на ток одной линии, так и на сумму токов двух параллельных линий.

Если и в этом случае уставка не удовлетворяет требованию чувствительности или вторая ступень защиты предыдущего участка имеет большую выдержку времени, и, следовательно, согласование с ней приведет к чрезмерному увеличению времени действия второй ступени защищаемого участка, то при наличии специальной защиты шин условие отстройки от токов КЗ на шинах подстанции, примыкающей к дальнему концу предыдущего участка, допустимо не учитывать.

В этом случае сопротивление срабатывания рассматриваемой ступени защиты принимают исходя из условия обеспечения минимального значения коэффициента чувствительности $k_ч$.

Третьи ступени дистанционных защит отстраиваются от нагрузочных режимов.

Так как защита реагирует на качания и нагрузку, то есть необходимость отстройки от последней существенно ограничивает чувствительность защиты и понижает ее эффективность в качестве резервной защиты смежных участков, то возможность действия при качаниях вынуждает усложнять защиту применением блокировки.

Сопротивление срабатывания третьей ступени. Для исключения срабатывания измерительного органа сопротивления в нагрузочных режимах его сопротивление срабатывания должно быть меньше минимального рабочего сопротивления:

$$Z^{III}_{с.з} < Z_{раб.\min}. \quad (6)$$

Измерительный орган третьей ступени, сработавший при КЗ на смежном участке, должен вернуться в исходное положение после отключения КЗ выключателем поврежденного участка:

$$Z^{III}_{с.з} = Z_{раб.\min} / \left(k^{III}_{ОТС}\, k_з\, k_В\right), \quad (7)$$

где $Z_{раб.\min} = U_{раб\min} / I_{раб\max}$ — минимальное сопротивление на входе защиты в нагрузочном режиме; $U_{раб\min}, I_{раб\max}$ — минимальное напряжение и максимальный ток; $k^{\text{III}}_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки третьей ступени; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата; $k_{з}$ — коэффициент запуска больше единицы.

По условию повышения чувствительности дальнего резервирования определяем сопротивление измерительных органов для определения обратного направления КЗ:

$$X^{III}_{\text{с.з1}} = 1{,}2 \cdot (X^{II}_{\text{с.з1}} - X_{л}), \tag{8}$$

где $X^{III}_{\text{с.з.1}}$ — реактивное сопротивление срабатывания третьей ступени ДЗ; $X^{II}_{\text{с.з.1}}$ — реактивное сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ; $X_л$ — реактивное сопротивление линии.

$$R^{III}_{с.з1} = 1{,}2 \cdot (R^{II}_{с.з1} - R_л), \tag{9}$$

где $R^{III}_{с.з1}$ — активное сопротивление срабатывания третьей ступени ДЗ; $R^{II}_{с.з1}$ — активное сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ; $R_л$ — активное сопротивление линии.

Условие отстройки от максимальных перетоков реактивной и активной мощности необходимо для согласования с защитами смежных элементов сети, а также для обеспечения дальнего резервирования защит на смежных присоединениях. Для ВЛ большой протяженности дополнительно требуется проверка выполнения условия отстройки от стока реактивной зарядной мощности линии, при этом в качестве расчетного режима рассматривается режим одностороннего включения ВЛ при отсутствии шунтирующих реакторов на ней. Величина емкостного тока может быть определена по выражению

$$\underline{I}_C = \underline{U}_{ф\max} \cdot b_1 \cdot l, \tag{10}$$

где $\underline{I}_C$ — емкостной ток, кА; $\underline{U}_{ф\max}$ — максимальное допустимое фазное рабочее напряжение, кВ; b_1 — удельная емкостная проводимость линии l, сим/км; l — длина линии, км.

Соответственно, минимальный замер по полному сопротивлению при стоке реактивной мощности в месте установки защиты

$$\underline{Z}^{III}_{с.з1} = \frac{\underline{U}_ф}{\underline{I}_C}, \tag{11}$$

где $\underline{Z}^{III}_{с.з1}$ — полное сопротивление срабатывания третьей ступени ДЗ.

Тогда значение реактивного сопротивления срабатывания:

$$X^{III}_{с.з1} = k^{III}_{отс} \cdot \left| Z^{III}_{с.з1} \cdot \sin\varphi^{III}_{р} \right|, \tag{12}$$

где $Z^{III}_{с.з1}$ — модуль полного сопротивления срабатывания третьей ступени ДЗ; $\sin\varphi^{III}_p$ — синус угла полного сопротивления.

Необходимо также учитывать значение коэффициента компенсации токов замыкания на землю k_0 для измерительной системы фаза-земля [6]. При его учете защитой определяются одни и те же сопротивления при междуфазных замыканиях и замыканиях на землю. Коэффициент k_0 для соответствующей ступени дистанционной защиты определяют по выражению:

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}, \tag{13}$$

где Z_1 и Z_0 — сопротивления прямой и нулевой последовательностей защищаемого участка линии, Ом.

Дополнительным условием является выбор поврежденных фаз при замыканиях на землю (однофазное или двухфазное КЗ). При однофазных КЗ должны выполняться обязательные критерии:

- аварийные составляющие токов в неповрежденных фазах не должны превышать определенного значения тока КЗ:

$$I_{ав} \le k_0 3I_0, \tag{14}$$

где I_0 — ток нулевой последовательности;

- угол между аварийными составляющими токов неповрежденных фаз не должен превышать определенного значения.

Невыполнение данных критериев определяет двухфазное КЗ на землю [5].

Для уменьшения числа ложных срабатываний дистанционных защит в алгоритм работы включены блокировки при качаниях БК и блокировки при неисправностях в цепях напряжения БН [3].

Блокировки при качаниях предназначены для предотвращения ложных и излишних срабатываний защиты. Алгоритмы их должны учитывать следующие требования: запрещать защите срабатывать при качаниях без КЗ и при внешних КЗ (если там работают свои защиты); при КЗ на защищаемом участке должна быть обеспечена возможность срабатывания защиты как при отсутствии, так и при возникновении качаний.

Блокировки при качаниях должны различать режимы КЗ и качаний: возникновение КЗ в системе характеризуется появлением (хотя бы кратковременным) несимметрии, качания же являются симметричным режимом; при возникновении КЗ и при качаниях скорость изменения действующих значений электрических величин различна: малые промежутки времени приращения электрических величин при КЗ значительно больше, чем при качаниях.

В цепях измерительных трансформаторов напряжения возможны неисправности, при которых исчезает напряжение, подводимое к защите: обрывы цепей, их замыкание, срабатывание автоматов или перегорание предохранителей, ошибки персонала.

При неисправностях могут отказывать одни измерительные органы и ложно срабатывать другие. Для обнаружения этих неисправностей используются блокировки при неисправностях в цепях напряжения (БН). При обнаружении неисправности БН либо выводит защиту из действия (если она может ложно сработать на отключение), либо действует на сигнал. К БН предъявляются требования: срабатывать при любой неисправности во вторичных цепях трансформатора напряжения, не срабатывать при КЗ в первичных цепях, обладать быстродействием (большим, чем защита), если требуется выводить защиту.

В настоящее время схемы строятся таким образом, что БК вводит логическую часть защиты в работу, как принято говорить, пускает защиту. Поэтому часто БК называют пусковым органом. При использовании в БК измерительных органов тока обратной последовательности при неисправностях в цепях напряжения защита не будет введена в работу, что исключает ее ложное срабатывание. Этим объясняется то, что БК вводит все ступени, даже отстроенные от качаний по времени. К БН предъявляется требование лишь подавать сигнал о неисправности, а значит, не является актуальным быстродействие БН. При использовании в БК измерительных органов напряжения обратной последовательности защита при неисправностях в цепях напряжения будет введена, что может привести к ее ложному срабатыванию. Поэтому требуются БН с высоким быстродействием для обеспечения вывода защиты. В общем случае схемы строятся таким образом, что для действия защиты на отключение необходима информация БК и БН.

Блокировки при качаниях препятствуют ложному срабатыванию защиты при качаниях мощности в электроэнергетической системе и при КЗ на смежных участках.

Блокировки при неисправностях в цепях напряжения предотвращают ложные срабатывания и несрабатывания дистанционных защит при неисправностях во вторичных цепях трансформаторов напряжения. Использование в схемах дистанционных защит БК и БН повышает надежность работы ДЗ, также препятствует ложному срабатыванию защиты, улучшает ее селективность.

Таким образом, рекомендованная методика расчета уставок цифровых дистанционных защит линий электропередачи, с учетом блокировки при качаниях и при неисправностях в цепях напряжения, обеспечивает надежность и селективность дистанционных защит.

Список литературы

1. СТО ДИВГ-053-2012. Линии электропередач 35–220 кВ. Дистанционная защита. Методика расчета уставок защит. – СПб: НТЦ Механотроника, 2012. – 52 с.
2. Рекомендации по выбору уставок дистанционных защит от всех видов КЗ и токовых защит терминала rel 670.v1– Киев, 2006. – 114 с.
3. Басс Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем / Под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Из-во МЭИ, 2002. – 296 с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Энергия, 1966. – 172 с.
5. Шнеерсон Э. М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
6. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита. Принципы и применение / Пер. с англ. под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Энергоиздат, 2005. – 322 с.

Сведения об авторах

Власова Екатерина Петровна*, к. т. н., доцент кафедры «Электроэнергетика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: vlasova_ep@tsogu.ru.*

Лосев Федор Алексеевич*, магистрант кафедры «Электроэнергетика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: fedor_los@mail.ru.*

Vlasova E. P., *Candidate of Technical Sciences, associate professor of the chair «Electric power engineering», Tyumen State Oil and Gas University, e-mail: vlasova_ep@tsogu.ru.*

Losev F. A*., postgraduate of the chair « Electric power engineering», Tyumen State Oil and Gas University, e-mail: fedor_los@mail.ru.*

Рефераты
Abstracts

УДК 551.3: 551.34:553

Активизация криогенных процессов при строительстве газопровода Бованенково — Ухта. *Губарьков А. А., Идрисов И. Р., Кириллов А. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 6–11.

В 2007–2008 гг. началось строительство магистрального газопровода Бованенково — Ухта. На начальном этапе эксплуатации наиболее массовыми являлись просадки грунтов и подтопления, на которые приходится 63 % всех проявлений. Подземная или тоннельная термоэрозия преобладает над поверхностной более чем в два раза. Существенное влияние на валик газопровода оказывают процессы оползания и течения грунтов, менее развита термоденудация. Ил. 5, табл. 1, библиогр. 8 назв.

Activation of cryogenic processes at construction of gas pipeline Bovanenkovo — Ukhta. *Gubarkov A. A., Idrisov I. R.. Kirillov A. V.*

In 2007-2008 the construction of the trunk gas pipeline Bovanenkovo-Ukhta started. The initial phase of the operation was characterized by mass manifestation of soil subsidence and flooding, which accounted for 63% of all the manifestations. The underground or tunnel thermal erosion prevails over the surface one more than twice. The processes of soil sliding and movement produce a significant impact on the pipeline bar and thermodenudation is less developed.

УДК 551.86

Строение и условия формирования пласта $БП_{16}$ Вынгаяхинского месторождения (Западная Сибирь). *Хасанова К. А.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 11–17.

Представлена методика изучения строения и условий формирования пласта $БП_{16}$ Вынгаяхинского месторождения на основе применения структурно-генетического анализа. Показана последовательность построения седиментационной модели. Произведено уточнение модели путем выделения обстановок осадконакопления при помощи применения электрофациального анализа, что способствует объективной интерпретации обстановок осадконакопления на территориях, не выявленных бурением. Представлены выводы о строении и условиях формирования пласта $БП_{16}$ Вынгаяхинского месторождения. Ил. 4, библиогр. 5 назв.

A structure and conditions of formation of bed BP_{16} in the oil field Vyngayakhinskoye (West Siberia). *Khasanova K. A.*

The paper presents a methodology for studying the structure and formation conditions of the reservoir BP_{16} n the oil field Vyngayakhinskoye through the use of structural and genetic analysis. It shows the sequence of the sedimentation model construction. The model clarification is made by distinguishing the depositional environments through using the electric facies analysis, which contributes to the objective interpretation of sedimentary environments in the areas not identified by drilling. The conclusions about the structure and conditions of the reservoir BP16 formation are presented.

УДК 622.276

Влияние течений в перфорационных каналах и в скважине на продуктивность системы. *Бочаров О. Б., Кушнир Д. Ю.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 17–24.

Разработан численный алгоритм для совместного моделирования притока флюида из продуктивного пласта в скважину через систему перфорационных каналов. Течение в пористой среде описывается на основе линейного закона фильтрации Дарси. Перфорационные каналы в пористой среде и скважина реализованы как одномерные линейные стоки. Течение в перфорационных каналах и скважине описывается в рамках приближения трубной гидравлики с возможностью учета как ламинарного, так и турбулентного режимов. Систематическими расчетами проанализировано влияние режимов течения в каналах и скважине на продуктивность системы в целом. Ил. 4, библиогр. 10 назв.

Influence of flows in the perforation channels and in the well on the system productivity. *Bocharov O. B., Kushnir D. Yu.*

The numerical algorithm was developed for joint modeling of fluid influx from the productive layer into the well through a system of perforation channels. The fluid movement in the porous medium is described based on the linear flow Darcy's law. The perforation channels in the porous medium and in the borehole are realized as one-dimensional linear drains. The flows in perforation channels and in the borehole are described within the approximation of the pipe hydraulics with the possibility to take into account both laminar and turbulent regimes. The influence of perforation channels and borehole flow regimes on the efficiency of system in the whole is analyzed using systematic calculations.

УДК 620: 622.24.05

Электролитические технологии упрочнения деталей бурового инструмента. *Закиров Н. Н.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 24–28.

Определены перспективные направления повышения долговечности опорного узла шарошечных долот с помощью применения передовых электролитических технологий осаждения износостойких, антифрикционных композиционных покрытий с разнородными дисперсными частицами различных по природе порошков. Табл.1, библиогр.12 назв.

Electrolytic technologies of drill tool components strengthening. *Zakirov N. N.*

The perspective directions are determined to improve the operating life of the cone rock bit support assembly through the use of state-of-the art electrolytic technologies of deposition of wear-resistant antifriction composite coatings with heterogeneous disperse particles of powders differ in nature.

УДК 553.98.04(075.8)

Комплекс мероприятий по продлению рентабельного периода эксплуатации газовых залежей. *Ефремов А. А.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 28–34.

Представлены и охарактеризованы известные способы регулирования обводнения газовых залежей, перечислены их основные недостатки, дана общая рекомендация по их применению. Кроме того, рассмотрена эффективность применения традиционных и альтернативных методов ограничения притока пластовых вод в газовые скважины, удаления из ствола и забоя накапливающейся в них жидкости и способов продления сроков рентабельной эксплуатации газовых скважин в целом. Библиогр. 4 назв.

Package of measures aimed at extension of the gas deposits operation commercial period. *Efremov A. A.*

In the article the known methods of gas deposits watering out control are described, their main shortcomings are listed, and a general recommendation about their application is presented. Additionally, the efficiency of conventional and alternative methods for restriction of reservoir water influx in gas wells and removal of liquid accumulated in the bottom-hole is analyzed. The methods of extension of profitable period gas wells operation are introduced.

УДК 622.279.7

Особенности ликвидации разведочных скважин в условиях Крайнего Севера. *Кустышев И. А.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 34–39.

Изложены особенности ликвидации поисково-разведочных скважин, пробуренных в середине прошлого века, в труднодоступной местности с суровыми природно-климатическими условиями, что требует повышенных мер безопасности проведения работ при минимальных рисках возникновения аварий. Ил.1, библиогр. 8 назв.

Peculiarities of exploratory wells liquidation in the conditions of the Extreme North. *Kustyshev I. A.*

The specifics of abandonment of prospecting wells drilled in the middle of the last century in the difficult-to-access areas with severe nature and climatic conditions, which demands taking the enhanced safety measures in operations at minimal risks of emergency occurrence are described.

УДК 622.245

Совершенствование составов биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов. *Овчинников В. П., Яковлев И. Г., Сирин А. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 39–43.

Показана эффективность применения биополимерных, минерализованных формиатом натрия растворов для вскрытия продуктивных пластов. Представлены результаты экспериментальных исследований их составов и сведения по физико-механическим свойствам. Ил. 1, табл. 1, библиогр. 4 назв.

Perfection of compositions of biopolymer inhibited solutions for productive formations drilling-in. *Ovchinnikov V. P., Yakovlev I. G., Sirin A. V.*

The efficiency of the biopolymer, mineralized sodium formiate solutions use for producing formations drilling-in is shown. The results of experimental studies of these solutions composition and the data on their physical and mechanical properties are presented.

УДК 622.276.6

Обработка призабойной зоны низкопроницаемых терригенных пластов на многопластовых нефтегазоконденсатных месторождениях. *Паникаровский Е. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 43–47.

Рассмотрены способы обработки призабойной зоны в нефтегазовых скважинах многопластовых месторождений. Отмечено, что для эффективной интенсификации притока газа из продуктивного пласта необходима индивидуальная обработка каждого пласта с отсечением их друг от друга. Предложены технологии обработки призабойной зоны пласта с использованием колтюбинговых установок и путем отсечения пластов друг от друга с помощью надувных пакеров или перекрытием необрабатываемых пластов намываемой песчаной пробкой. Ил. 3, библиогр. 5 назв.

Treatment of the bottomhole zone of low permeability terrigenous formations in multilayer oil and gas condensate deposits. *Panikarovsky Ye. V.*

Methods of the bottom-hole zone treatment in oil and gas wells in the multilayer fields are considered. It is noted, that for effective intensification of gas inflow from the producing formation the individual processing of each layer is necessary with isolating the layers from each other. Some technologies of the formation bottom-hole zone treatment are proposed which include using coiltubing systems and inflatable packers to isolate the layers from each other or blocking the untreated layers with a sand bridge.

УДК 622.233.62-83

Колебания колонны труб от несбалансированных масс вращателя буровой установки. *Петровский Э. А., Башмур К. А.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 47–51.

При эксплуатации систем верхнего привода (СВП) обнаружился существенный недостаток — колебания большой амплитуды системы «СВП — буровая установка (БУ) — буровая колонна (БК)», что неизбежно приводит к выходу из строя креплений привода к БУ, накоплению усталостных повреждений БК и др. последствиям, влияющим на надежность системы в целом. На основе механической модели вращателя БУ проведено аналитическое исследование динамики работы СВП, получены и проанализированы решения, характеризующие характер колебаний системы. Произведен анализ зависимостей амплитуд вынужденных колебаний системы верхнего привода методом комплексных амплитуд, в результате чего определены режимные параметры нагрузки привода, при которых наблюдается явление резонанса. Ил. 2, библиогр. 2 назв.

Pipe string vibrations caused by top drive rig mass imbalance. *Petrovsky E. A, Bashmur K. A.*

Operation of the top drive systems has revealed a significant disadvantage, in particular, large-amplitude vibrations of the system "top-drive - drilling rig - drilling column", which inevitably leads to a failure of the drive mounts to the rig, accumulation of fatigue damages of the drill column and other harmful consequences that affect the reliability of the whole system. Based on the mechanical model of the spinner rig an analytical study of the dynamics of the top drive system was conducted and the solutions that characterize the nature of the system oscillations were obtained and analyzed. The relationships of forced vibrations amplitude of the top drive system were analyzed. As a result the operation parameters of the drive load at which the resonance phenomenon occurs were determined.

УДК 658.264

Математическое моделирование взаимодействия наземных трубопроводов с окружающей средой. *Земенков Ю. Д., Моисеев Б. В., Илюхин К. Н., Налобин Н. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 51–56.

Рассматривается математическое моделирование как метод исследования. Для получения численного решения математическая модель реализована на ПЭВМ в виде прикладных программ. По результатам численного моделирования получены зависимости плотности теплового потока от диаметра трубопровода при наземной прокладке. Расчеты выполнялись для различных диаметров труб с различной толщиной ППУ-изоляции. Ил. 3, табл. 1, библиогр. 6 назв.

Mathematical modelling of ground-surface pipelines interacting with environment. *Zemenkov Yu. D., Moiseev B. V., Ilyukhin K. N., Nalobin N. V.*

The article reviews the mathematical modeling as a method of research. For obtaining the numerical solution the mathematical model is realized on a computer in the form of applied programs. Using the results of numerical simulation the relationships between the density of the heat flow and the pipeline diameter at its surface laying are received. The calculations were run for various diameters of pipes with a different thickness of insulation.

УДК 622.691.4:624.139.2

Деформирование газопровода от морозного пучения грунта. *Кузьбожев А. С., Бирилло И. Н., Шишкин И. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 56–59.

Рассмотрено всплытие подземного газопровода при оттаивании мерзлого грунта для участков, на которых собственный вес газопровода меньше выталкивающей силы водной среды, окружающей участок. Приведены расчеты, определяющие условия перемещения участка газопровода под действием выталкивающей силы воды и продольных сжимающих напряжений для случаев частичного (с сохранением мерзлого грунта) и полного оттаивания грунта. Определены условия, при которых напряженно-деформированное состояние газопровода вследствие его всплытия в пределах талого слоя грунта может не соответствовать установленным в нормативных документах требованиям. Ил. 2, библиогр. 3 назв.

Gas pipeline deformation caused by frosty heaving of soil. *Kuzbozhev A. S., Birillo I. N., Shishkin I. V.*

The problem of the underground gas pipeline floating up at frozen ground thawing in the sites, where the body weight of the gas pipeline is less than the pushing out force of the aqueous medium surrounding the site is considered. The calculations are made to determine the conditions of the gas pipeline site movement resulted from the water pushing out force and longitudinal compressive stresses for the cases with partial (with preservation of a frozen ground) and complete ground thawing. The conditions at which the deflected mode of the gas pipeline resulted from its floating-up within the thawed ground layer cannot satisfy the requirements established in normative documents are determined.

УДК 622.692.4:621.643

Представление диаметра продиагностированного нефтепровода нормальным законом. *Кучерявый В. И., Крайнев Д. С.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 60–65.

По ограниченному числу замеров диаметра нефтепровода методом статистических испытаний установлен нормальный закон его распределения, и получена математическая модель прогнозирования остаточного ресурса продиагностированного нефтепровода в зависимости от вероятности неразрушения. Ил. 1, Табл. 2, Библиогр. 2 назв.

Presentation of the diagnosed oil pipeline diameter by normal law. *Kucheryavy V. I., Krainev D. S.*

Using a limited number of measurements of the oil pipeline diameter and the statistical tests method the normal law of its distribution was defined and a mathematical model predicting a residual resource of the pipeline depending on the non-failure probability was obtained. .

УДК 621.434

Адиабатическое сжатие реального газа. *Лурье М. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 66–70.

Рассматривается изменение температуры природного газа в центробежных нагнетателях компрессорных станций (КС). Учет реальных свойств транспортируемого газа показывает, что сжатие газа в центробежных нагнетателях КС представляет собой термодинамический процесс, весьма близкий к адиабатическому, причем влияние необратимости и теплообмена газа с окружающим оборудованием играет гораздо меньшую роль, чем считалось. Табл. 1, библиогр. 1 назв.

Adiabatic compression of real gas. *Lurie M. V.*

A variation in natural gas temperature in the centrifugal injectors of compressor stations is analyzed. It is commonly assumed that this process has a polytropic nature, the power index in the polytropic relation being different from the adiabatic exponent. Taking into account the transported gas real properties demonstrates that gas compression in the compressor station centrifugal injectors presents a thermodynamic process fairly close to the adiabatic one and the influence of the irreversibility and gas heat exchange with the surrounding equipment plays a significantly less role than it was thought earlier.

УДК 624.154.1

Прогноз температурного режима грунтов оснований опор трубопровода надземной прокладки для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы «Заполярье — НПС «Пурпе». *Павлов В. В., Богатенков Ю. В., Зотов М. Ю., Петелин А. Н.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 70–77.

Рассмотрена математическая модель теплового взаимодействия свайного фундамента опор трубопровода с многолетнемерзлым грунтом оснований. Приведены технические решения по сохранению мерзлого состояния грунтов оснований свайных фундаментов и обеспечения их расчетного температурного режима, принятые при строительстве трубопроводной системы «Заполярье — НПС «Пурпе». Ил. 3, библиогр. 4 назв.

Prediction of the grounds temperature behavior of the surface laying pipeline support foundations for ensuring the trouble-free operation of the pipeline system «Zapolyarie – NPS Purpe». *Pavlov V. V., Bogatenkov Yu. V., Zotov M. Yu., Petelin A. N.*

The problems of modeling of thermal interaction of the pipeline support pile foundation with the permafrost ground are considered. The article provides technical solutions for maintenance of the frozen condition of the grounds of pile foundations and securing of their temperature conditions, accepted during the construction of the system «Zapolyarye – oil pumping station Purpe».

УДК 622.276.6

Влияние гелирующих агентов на реологические и фильтрационные характеристики соляной кислоты. *Антонов С. М., Андреев О. В., Киселев К. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С.77–82.

В лабораторных условиях исследованы гелированные солянокислотные составы. Изучена кинетика растворения образцов карбонатной породы в гелированных кислотных составах. Показаны реологические зависимости, особенности фильтрации гелированных кислотных составов применительно к условиям залегания низкотемпературных карбонатных коллекторов. Ил. 4, табл. 1, библиогр. 8 назв.

Influence of gelling agents on filtration characteristics of hydrochloric acid. *Antonov S. M., Andreev O. V., Kiselev K. V.*

The gelled hydrochloric acid compositions were studied in the laboratory conditions. The kinetics of carbonate rock dissolution was investigated. The rheological relationships are demonstrated and the specifics of filtration of the gelled hydrochloric acid compositions as applied to the conditions of low temperature carbonate reservoir occurrence are shown.

УДК 536.6/536.71:533.15:548.5:54-148

Рост газовых гидратов в эмульсии вода/масло по данным метода дифференциального термического анализа. *Заводовский А. Г., Мадыгулов М. Ш., Нестеров А. Н., Решетников А. М., Щипанов В. П.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 82–88.

Рассматриваются экспериментальные аспекты применения метода ДТА для определения степени гидратообразования образцов эмульсии вода/масло. Анализируется рост гидрата в каплях воды микронных размеров в зависимости от числа циклов замораживание–оттаивание. Оценивается степень влияния процесса поглощения газа маслом на динамику роста гидрата в эмульсии вода/масло. Ил. 6, библиогр. 10 назв.

Growth of gas hydrates in the water/oil emulsions according to method differential thermal analysis. *Zavodovsky A. G., Madygulov M. Sh., Nesterov A. N., Reshetnikov A. M., Shchipanov V. P.*

Some experimental aspects of the DTA method for determination of a degree of hydrate formation of water/oil emulsion samples are considered. The growth of hydrate in micron-size droplets of water depending on a number of cycles of freezing – thawing is analyzed. A degree of influence of gas absorption with oil on the hydrate growth dynamics in water/oil emulsion is assessed.

УДК 538.9:548.51

Влияние физико-химических свойств нефти на газогидратообразование в водонефтяных эмульсиях. *Шабаров А. Б, Ширшова А. В., Гашева С. С.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № . С. 88-93

Рассмотрено влияние основных физико-химических свойств нефтей на кинетику роста газового гидрата в водонефтяных эмульсиях на их основе. Разработана методика исследования кинетики роста газового гидрата в эмульсиях. Получена и обоснована формула для расчета изменения давления газа как функции времени, при росте газогидрата в эмульсии, предполагающая независимость двух процессов: растворение газа в нефти и рост газогидрата в воде. Ил. 5, табл 2., библиогр. 7 назв.

Influence of physical and chemical properties of oil upon gas hydrate generation in the water-in-oil emulsions. *Shabarov A. B., Shirshova A. V., Gasheva S. S.*

This article considers the influence of the basic physical and chemical properties of oil on the kinetics of gas hydrate formation in water-in-oil emulsions based on them. The method for study the kinetics of gas hydrate formation in the emulsions was developed. The equation for calculating the gas pressure changes as a function of time was received and proved. This equation assumes independence of two processes: the dissolution of gas in oil and gas hydrate generation in water.

УДК 519.254+658.588.1+658.284+004.9

Автоматическая система прогнозирования остаточного ресурса тепломеханического оборудования нефтегазового комплекса. *Ващилин В. В. , Чекардовский С. М. , Старовойтов А. Н.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № . С. 93–98.

Проведен анализ, сделаны выводы о технико-экономической ситуации на объектах нефтегазового комплекса. Отмечена необходимость применения методов, способствующих безаварийной эксплуатации оборудования и оптимизации его эффективной эксплуатации. Определена актуальность разработки методов расчета остаточного ресурса. Сделан акцент на применение современных технологий на базе стационарных систем контроля параметров оборудования. Описана методика расчета и основные алгоритмы, сформированы позиции построения интерфейсов элементов системы, обозначены ожидаемые положительные результаты от внедрения системы. Оценена перспектива развития в области нефтегазового комплекса. Ил. 3, библиогр. 6 назв.

Automatic system of prediction of petroleum complex heat-mechanic equipment residual life. *Vaschilin V. V., Chekardovsky S. M., Starovoytov A. N.*

The analysis of the technical-economic situation in the petroleum complex facilities was carried out and some conclusions were drawn. The necessity of applying the methods promoting a trouble-free operation of equipment and optimization of its effective work is underlined. The actuality of development of. methods for calculation of the equipment residual life was determined. A special emphasis is made on application of advanced methods based on the stationary systems of the equipment basic parameters monitoring. The procedures and basic algorithms of calculation are described, The positions are formed of the system elements interfaces construction, the positive results expected from the system realization are described. The prospects of the petroleum complex development are estimated.

УДК 62-791.2

Исследование напряженно-деформированного состояния резервуаров при помощи графо-проекционного муарового метода. *Мишенёв А. А., Кучерюк В. И.* Нефть и газ. 2014. № . С. 99–102.

Рассмотрен принцип реализации графо-проекционного метода и его применение для системы автоматизированного обследования резервуаров. Предлагается несколько вариантов системы для автоматизированного обследования резервуаров, основанной на графо-проекционном муаровом методе и методика проведения обследования. Ил. 3, табл. 1, библиогр. 6 назв.

Investigation of the deflected mode of tanks using graph-projection moire method. *Mishenev A. A., Kucheruk V. I.*

The article presents the principle of the implementation of graph-projection method and its application for automated inspection of tanks. There are several options for automated inspection system of tanks, based on graph-projection moiré method and survey methodology.

УДК 004.421

О некоторых особенностях устройства заземления и расчета молниезащиты. *Смирнов О. В., Сухачев И. С.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 102–106.

О некоторых особенностях устройства заземления и расчета молниезащиты. Ил. 2, библиогр. 6 назв.

Some features of grounding devices and calculation of lightning protection. *Smirnov O. V., Sukhachev I. S.*

The paper describes some specific features of the device designed for grounding and calculation of lightning protection.

УДК 62-97/-98

Кавитация как интенсификатор в процессах массообмена. *Хафизов И. Ф., Матвеев Ю. Г., Доронин Д. Б.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 106–110.

Представлена методика расчета гидродинамических волновых аппаратов, которая позволяет переводить энергию потока в энергию волны. Предлагаются новые методы расчета гидродинамических роторных аппаратов. Получен «гидродинамический модуль аппарата», позволяющий оценивать гидродинамические свойства аппарата. Библиогр. 3 назв.

Cavitation as intensifier in mass transfer processes. *Khafizov I. F., Matveev Yu. G., Doronin D. B.*

Method of calculating the hydrodynamic wave devices, which allows you to translate the energy flow in the energy of the wave. We propose new methods of calculating the hydrodynamic rotary machines. In this paper we received a new value "hydrodynamic module apparatus" that allows to evaluate the hydrodynamic properties of the device and can be adopted for qualitative assessment.

УДК 622.24

Возможности улучшения физических и химических свойств бурового шлама. *Скипин Л. Н., Храмцов Н. В., Петухова В. С., Митриковский А. Я., Козина Ю. А.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 110-114.

Использование фосфогипса — отхода химической промышленности — в качестве коагулянта коренным образом улучшает фильтрационную способность бурового шлама за счет снижения натрия и калия в поглощающем комплексе и водной вытяжке. Повышенная фильтрация бурового шлама приводит к выносу водорастворимых солей и снижению pH среды с 9,77 до 8,36. Ил. 2, табл. 1, библиогр. 6 назв.

Possibilities of improvement of drilling sludge physical and chemical properties. *Skipin L. N., Khramtsov N. V., Petukhova V. S., Mitrikovasky A. Ya., Kozina Yu. A.*

It is demonstrated that using phosphorgypsum, the chemical industry waste, as a coagulant dramatically improves the filtration ability of cuttings due to reducing the sodium and potassium content in the absorbing complex and aqueous extract. It is proved that the increased cuttings filtering leads to removal of water soluble salts and pH decrease from 9.77 to 8.36.

УДК 621.311:621.313

Особенности расчета уставок дистанционных защит. *Власова Е. П., Лосев Ф. А.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 115-121.

Рекомендована методика расчета уставок цифровых дистанционных защит линий электропередачи, с учетом блокировки при качаниях и при неисправностях в цепях напряжения, обеспечивающая надежность и селективность дистанционных защит. Ил. 2, библиогр. 6 назв.

Features of distance protection settings calculation. *Vlasova E. P., Losev F.A.*

Recommended method of calculation settings of digital distance protection of transmission lines, taking into account the swing blocking and fault voltage circuits, providing reliability and selectivity of distance relays.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

EDITORIAL BOARD

Правила подготовки рукописи

Рукопись, представляемая в редакцию, должна иметь: сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись, рекомендацию соответствующей кафедры вуза (заверенную выписку из протокола заседания кафедры); экспертное заключение о возможности опубликования в открытой печати (оформленное в организации, откуда исходит рукопись); реферат, кратко излагающий основное содержание рукописи, объемом до 500 знаков; название статьи, ключевые слова, сведения об авторах и текст реферата на русском и английском языках; **заголовок статьи должен содержать не более 8-9 слов.**

2. Рукопись представляется в редакцию в виде файла на CD-диске, набранного с использованием редактора Win Word, размер шрифта № 10 (Times New Roman), интервал одинарный, абзац 0,5 см, **страницы не нумеруются. Ввод формул и символов, используемых в тексте,** производить **только** в редакторе формул **Microsoft Equation.** Символы в формулах статьи набирают: обычный – 12 пт; крупный индекс – 8 пт; мелкий индекс – 7 пт; крупный символ – 12 пт; мелкий символ – 8 пт. **Иллюстрации выполняются только на компьютере и вставляются в файл статьи после ссылки в тексте. Рисунки выполняются только в черно-белом варианте.** Сканированные рисунки должны быть ***чистыми, четкими, аккуратными***. Статьи ***с небрежно*** выполненными рисунками ***не принимаются***. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Материалы распечатать в двух экземплярах на лазерном принтере. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то **каждая** статья и информация к ней должны быть представлены **на отдельном CD-диске,** не содержащим посторонней информации.

Объем статьи 5–7 страниц.

3. **Параметры страницы:**

Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 4,2 см; левое — 5,07 см; правое — 4,2 см; переплет – 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см.

В заглавии статьи указываются: индекс УДК, название статьи, инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись.

Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать самый необходимый минимум формул. Все второстепенные формулы и промежуточные математические преобразования следует выносить в приложение к статье (для рецензента).

4. Применять физические величины, соответствующие стандарту СЭВ1052-78(СН 528-80).

5. Библиографический указатель (список литературы) дается авторами в конце статьи в порядке последовательности ссылок в тексте, согласно **ГОСТ Р 7.0.5 2008.** Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В списке литературы указываются: а) для журналов и сборников – фамилии и инициалы автора, название статьи, название журнала (сборника), номер или том, место и год издания, стр.; б) для книг – фамилии и инициалы автора, название книги, место издания, наименование издательства, год издания, стр. (**ГОСТ Р 7.0.5 2008**). В список литературы вносят только те работы, которые опубликованы в печати.

6. Если статья была или будет направлена в другое издание или же ранее опубликована, обязательно сообщить об этом в редакцию.

7. При доработке статьи после рецензии на первой странице указывается ее редакционный номер, число, месяц, год и пометка "рукопись после доработки". К доработанной рукописи обязательно прикладывать все ответы на замечания рецензента. Датой поступления статьи считается момент получения редакцией ее окончательного текста.

8. **Рукописи, не принятые к опубликованию, авторам не высылаются.**

Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей. Корректура статей иногородним авторам не предоставляется.

Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются**.**

9. **CD-диски со статьями не возвращаются.**

10.Обязательно указание места работы каждого автора статьи, его должности, контактной информации на русском и английском языках.

11.Плата за опубликование рукописей аспирантов не взимается.

Manuscripts presentation requirements

1. A manuscript presented to the editorial office must have: a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes, a recommendation from the relevant chair of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the chair meeting); an expert judgment about a possibility of publication in the open press (issued in the organization, from where the manuscript comes); a summary briefly stating the manuscript main content of 500 signs volume; the article name, key words, information about the authors and the summary text in Russian and English; the article heading must contain no more than 8-9 words.
2. A manuscript is submitted to the editorial office asa file on CD, in Win Word editor, 10 Times New Roman font, single-spaced, 0,5 cm indentation, pages aren't numbered. The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Microsoft Equation formulas editor. Symbols in the article's formulas are formatted in 12-point; 8-point large index; 7-point small index; 12-point large symbol; 8-point small symbol. Illustrations are carried out only on computer and inserted into article file after the reference in the text. Drawings are made only in black-and-white option. The scanned drawings have to be clean, clear and accurate. Articles with carelessly executed drawings are not accepted. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. Materials are printed on laser printer in two copies. If the author presents more than one article for publication, each article and information must be presented on a separate CD, not containing the extraneous information. The volume of an article is to be 5–7 pages.
3. Page parameters: Margins: top — 2,8 cm; bottom — 4,2 cm; left — 5,07 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm.

The title of the article must contain: UDC identifier, the article name, initials and surnames of authors, the institution name, from where the manuscript proceeds.

It is necessary to avoid using a bulky mathematical apparatus. The data provided in the article must contain the most necessary minimum of formulas.

All minor formulas and intermediate mathematical transformations should be taken out to the annex to the article (for a reviewer).

4. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80).
5. The bibliographic index (list of references) is given by authors at the end of article as sequence of links in the text, according to Russian National Standard R 7.0.5 2008. References to the literature are presented in the text in square brackets. In the list of references the following information is to be showna) for journals and collections — surnames and surnames and initials of the author, article title, the name of the journal (collection), number or volume, place and year of publication, pages number; b) for books — surnames and initials of the author, the book title, the edition place, the publishing house name, publication date, pages number (Russian National Standard R 7.0.5 2008). In the list of references only papers which are published in press are shown.
6. If the article was or will be sent to other edition staff or was published earlier, it is obligatory to report about tothe edition staff.
7. At the article completion after reviewing its editorial number, the date, month, year and a mark «the manuscript after completion» are shown on the first page. It is obligatory to attach all responses to the reviewer's remarks to the completed manuscript. The date of receipt of the article is considered the datewhen the editorial staff has received its final text version.
8. The manuscripts which haven't been accepted to publication are not sent back to the authors.

The edition has a right to make reductions and editorial changes of the manuscripts' text. The articles proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

9. CD with articles is not sent back.
10. The indication of the place of work of each author of the article, his position, and contact information in Russian and English languages is obligatory.
11. The payment for publication of manuscripts of graduate students is not collected.

Подписано в печать 16. 04.14. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 8,73. Усл. печ. л. 11,5. Тираж 500. Заказ № 669

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.