Министерство образования и науки РФ

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

НЕФТЬ и ГАЗ

Издается Тюменским государственным нефтегазовым университетом с 1997 г.

3 (105) Май — июнь 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' GAZ

Published by Tyumen State Oil and Gas University since 1997

3 (105) May — June 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

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

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа
Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

Бурение скважин и разработка месторождений
Drilling of wells and fields development

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

Химия и технология переработки нефти и газа
Chemistry and technology of oil and gas processing

Машины, оборудование и обустройство промыслов
Machinery, equipment and field construction

Проблемы экологии нефтегазовых регионов
Problems of petroleum regions environmental conditions

УДК 502.559 (203): 629.113

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ СЕЙСМОФАЦИАЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ НЕОКОМА В ПРЕДЕЛАХ ГЫДАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

SEISMOGEOLOGICAL MAPPING OF NEOCOMIAN SEISMOFACIAL COMPLEXES WITHIN GYDAN OIL-AND-GAS BEARING AREA

А. Р. Курчиков, М. В. Комгорт, В. Н. Бородкин, Е. А. Подсосова
A. R. Kurchikov, M. V. Komgort, V. N. Borodkin, E. A. Podsosova

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, ООО «Геология резервуара»
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***Гыданская НГО, сейсмофациальный комплекс, резервуар, «бровка» пласта, клиноформа, региональный сейсмический профиль***
Key words: ***Gydan oil-and-gas bearing area, Seismofacial complex, bed lip, clinoform, regional seismic profile***

При картировании и сейсмогеологическом анализе сейсмофациальных комплексов (СФК) неокома необходимо использовать единый принцип выделения их как одноранговых объектов, основанный на расчленении геологического разреза на циклиты и составляющие их элементы [1].

Сложившаяся в Западной Сибири система расчленения всего разреза нижнемеловых отложений на индексированные пласты и разделяющие их глинистые пачки отражает их циклическое строение.

Положение границ клиноформной части СФК и принципы картирования их в плане подробно изучались ранее в ряде работ [1, 2, 3 и т. д.], прибрежно-мелководная часть СФК неокома с запада ограничивается переходом в клиноформное строение разреза и отождествляется с бровками мелководно-морских пластов, восточнее — с опесчаниванием и раскрытием покрышек резервуаров.

В публикации [4] с целью стратификации разреза нижнемеловых отложений Гыданской нефтегазоносной области (НГО) была выполнена корреляция разрезов скважин по линии 106 регионального сейсмического профиля через стратотипические разрезы пластов БП, БУ и БГ.

В результате выполненных стратиграфических исследований установлено взаимоотношение в разрезе пластов БП, БУ и БГ, а в пределах Гыданской и Енисей-Хатангской НГО вместо индексов пластов БГ, НХ, СД и др. было рекомендовано ввести единый индекс пластов БУ. То есть предложено в схеме литофациального районирования границы Уренгойского литофациального подрайона (ЛФпР) расширить на север региона. Далее с целью стратификации разрезов пластов группы БТ и БН с пластами БУ (БГ) соответственно увязки корреляции разрезов по линии 106 регионального сейсмического профиля нами выполнена корреляция по линии 25 регионального сейсмического профиля через стратотипические разрезы пластов БТ (скв. 21 Южно-Русская), БУ (скв. 5 Усть-Ямсовейская) и БН (скв. 32 Медвежья) (рис. 1). На основании выполненной корреляции установлено, что пластам $БТ_{0\text{-}1}$ соответствуют пласты $БУ_{8\text{-}9}$($БГ_{31\text{-}32}$) и клиноформа ачимовской толщи — $Ач_5$ Полуйского ЛФР.

Следует отметить, что 25 региональный сейсмический профиль выбран не только потому, что на нем выделена серия стратотипических разрезов, но и по той причине, что вдоль него пробурена серия глубоких скважин (включая СГ-6), в ко-

торых вскрыты триасовые и нижнеюрские отложения, а в ряде из них выполнены сейсмический и акустический каротажи. Последнее обстоятельство позволяет повысить надежность сейсмогеологического моделирования нижнемеловых отложений.

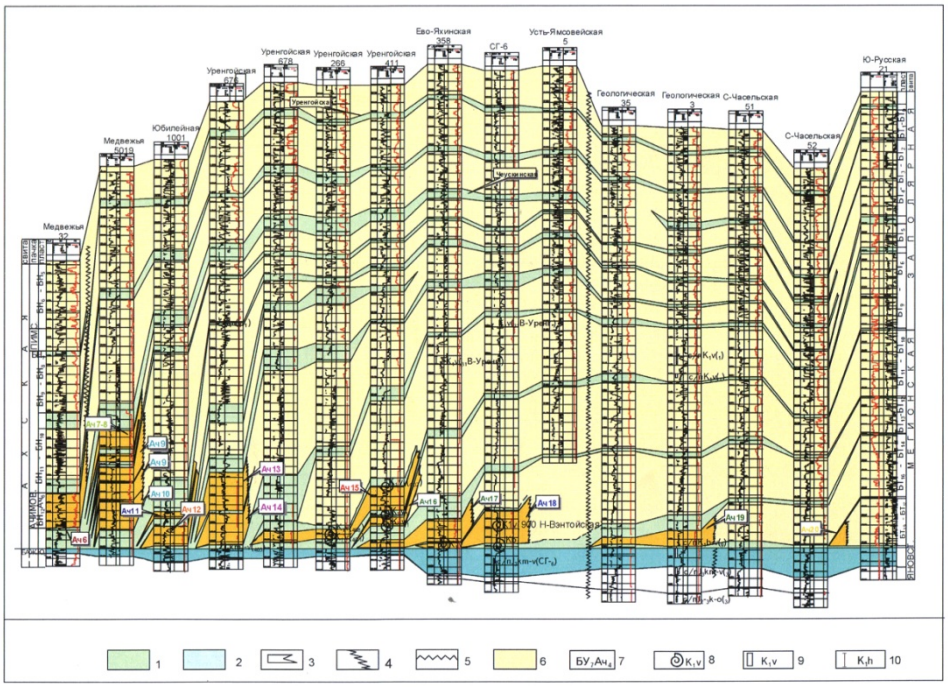


Рис. 1. ***Схема корреляции неокомских отложений Полуйского ЛФР, Уренгойского ЛФпР и Тазовского ЛФР по линии скважин 32 Медвежья — 21 Южно-Русская:***

1 — региональные и субрегиональные глинистые пачки; 2 — баженовская свита; 3 — зона выклинивания; 4 — граница фациального замещения пластов и литофациального районирования; 5 — граница стратиграфического несогласия; 6 – клиноформные песчаники ачимовской толщи; 7 — индекс клиноформы. Данные о возрасте: 8 — по аммонитам; 9 — по микрофауне; 10 — по спороплыльце

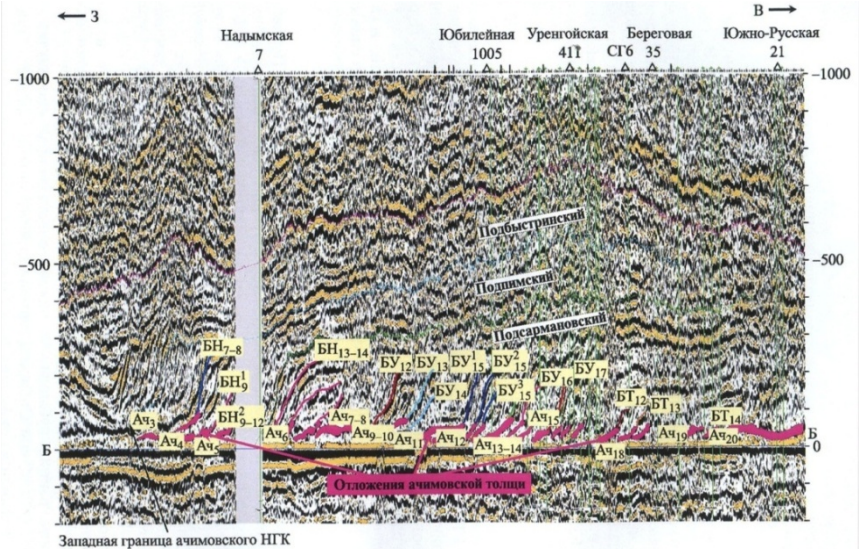


Рис. 2. ***Сейсмогеологическая корреляция по линии регионального сейсмического профиля 25***

В соответствии с изложенной выше схемой картирования границ СФК в разрезе 25 регионального сейсмического профиля произведена сейсмогеологическая «привязка» сейсмических отражений, и выделены все сейсмофациальные единицы (рис. 2), а данный профиль принят как эталонный для корреляции границ СФК в пределах северной части Надым-Тазовского междуречья и Гыданской НГО.

От эталонного разреза по линии региональных сейсмических профилей на север откартированы границы мелководно-морских террас неокома (рис. 3) и относительно глубоководных клиноформных образований ачимовской толщи (рис. 4).

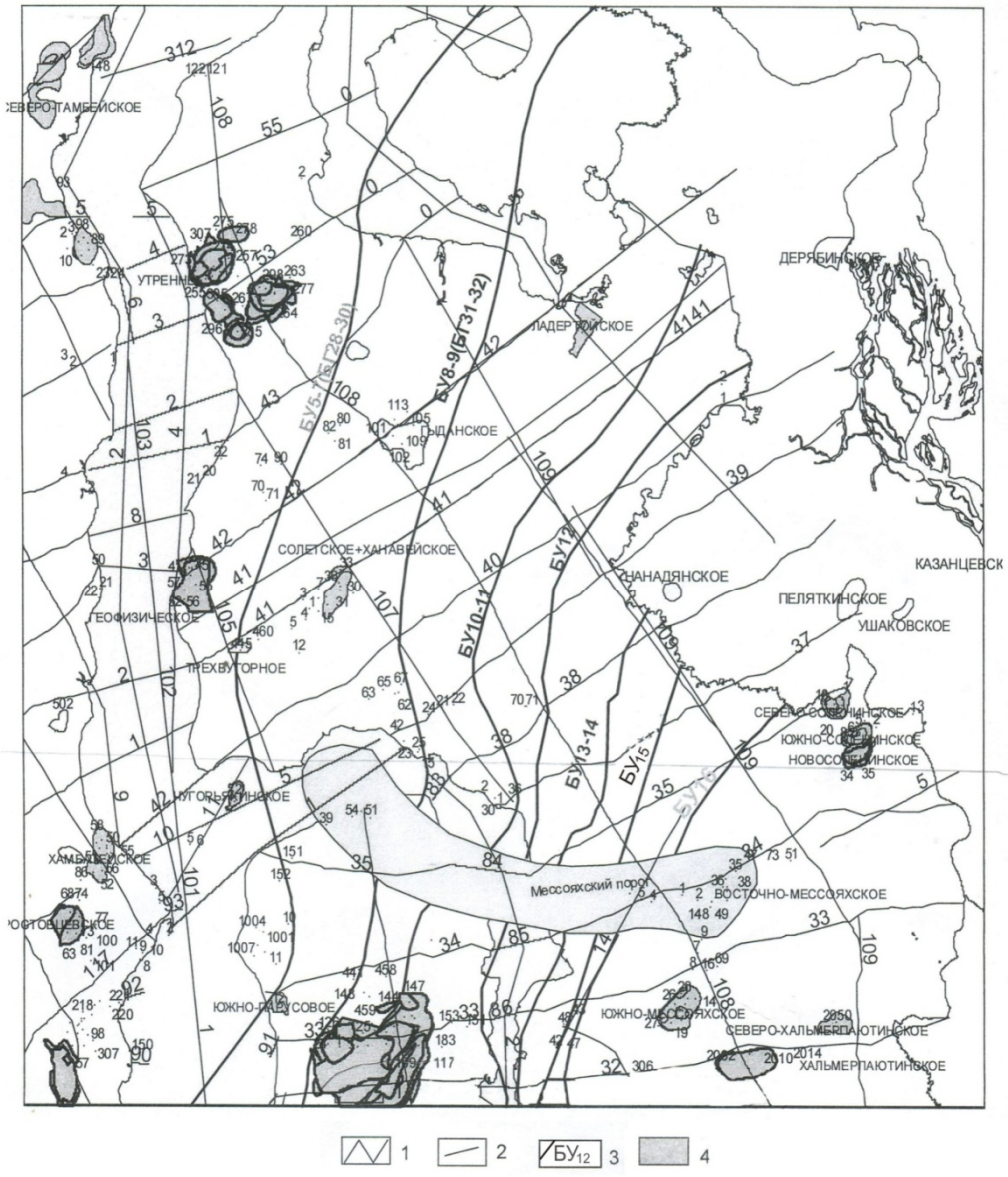


Рис. 3. ***«Бровки» мелководно-морских террас неокома Гыданской НГО:***
1 — региональные профили ОГТ; 2 — граница ЯНАО;
3 — бровки прибрежно-мелководных пластов и их индекс; 4 — залежи УВ

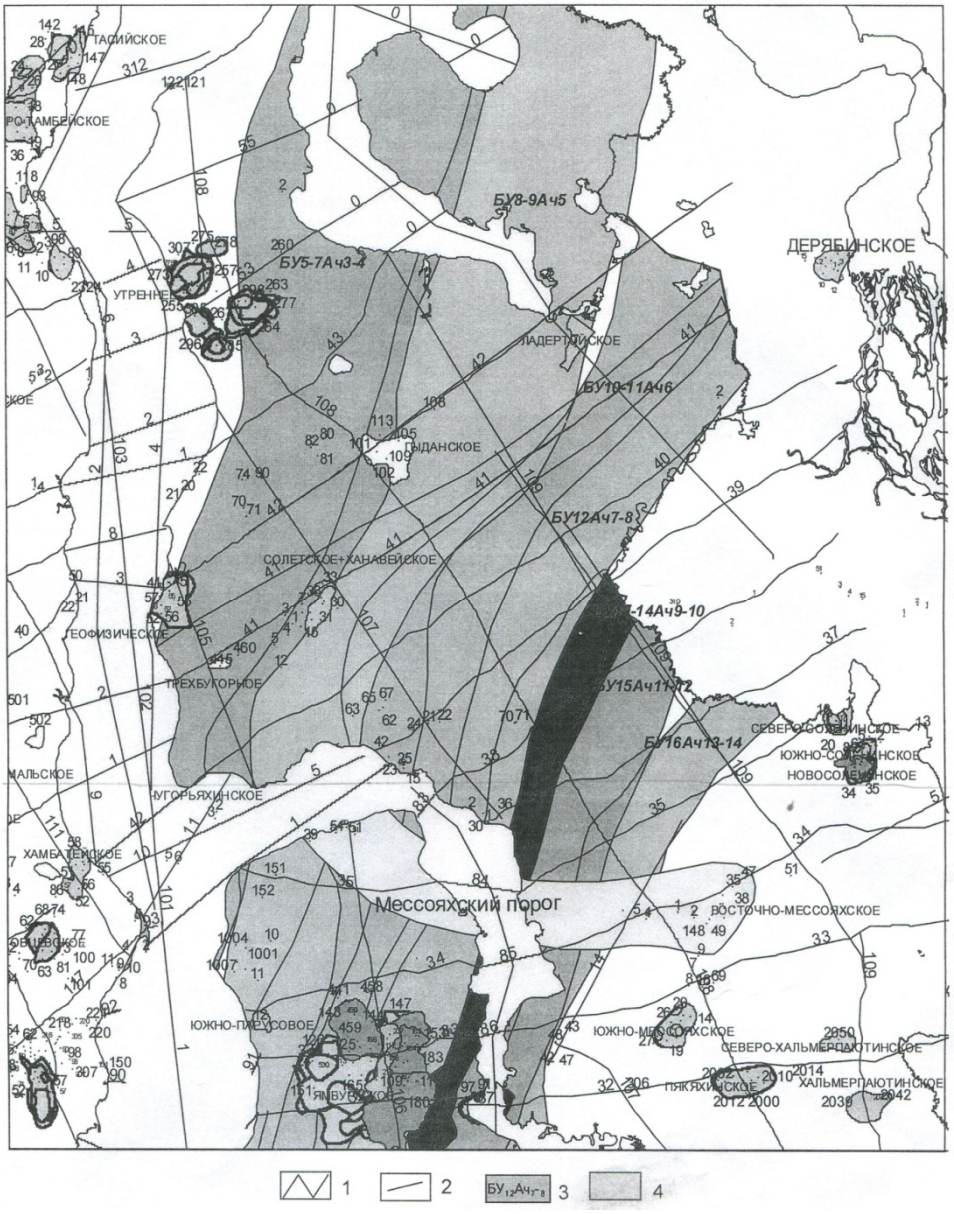


Рис. 4. ***Схема площадного распространения клиноформ ачимовского НГК Гыданской НГО:*** *1 — региональные профили ОГТ; 2 — граница ЯНАО; 3 — клиноформы ачимовской толщи и их индекс; 4 — залежи УВ*

Представленные схемы (см. рис. 3, 4) являются основой для палеогеографических реконструкций и прогнозирования литологических и структурно-литологических ловушек углеводородов.

Список литературы

1. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири / О. М. Мкртчан [и др.]. – М.: Наука,1978. – 126 с.

2. Геология и нефегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов [и др.].– М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.

3. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 138 с.
4. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р. Стратиграфо-корреляционная основа геологического моделирования нижнемеловых отложений Гыданской нефтегазоносной области севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2014, № 3

Сведения об авторах

***Курчиков Аркадий Романович**, д. г.-м. н., профессор, директор Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, г. Тюмень, тел. 8(3452)465602, e-mail: niigig@tmnsc.ru*

***Бородкин Владимир Николаевич,** д. г.-м. н., профессор, главный геолог, ООО «Геология Резервуаров», г. Тюмень, тел. 8(3452)200702, e-mail: info@geores.ru*

***Комгорт Марина Валерьевна,** преподаватель, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)256964, e-mail: Komgort@mail.ru*

***Подсосова Екатерина Анатольевна**, инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А. А. Трофимука, г. Тюмень, тел.:8 (3452) 465884, e-mail: epodsosova@mail.ru*

***Kurchikov A. R.,** Doctor of Geology and Mineralogy, professor, director of the West-Siberia branch of the Institute of oil-and-gas geology and geophysics named after A.A. Trofimuk, phone: 8(3452)465602,e-mail: niigig@tmnsc.ru*

***Borodkin V. N.,** Doctor of Geology and Mineralogy, professor, chief geologist of the company «Geology of Reservoirs, Ltd», phone**:** 8(3452)200702, e-mail: info@geores.ru*

***Komgort M. V**., lecturer at Tyumen State Oil and Gas University, phone: 83452256964, e-mail: Komgort@mail.ru*

***Podsosova E. A**., engineer, West-Siberian branch of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAN named after A.A Trofimuk, phone: 8 (3452) 465884, e-mail: epodsosova@mail.ru*

УДК 556.3:556.98 (07)

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ МЕЗОЗОЙСКОГО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО БАССЕЙНА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА

UNDERGROUND WATERS OF THE MESOZOIC HYDROGEOLOGICAL BASIN OF THE WEST SIBERIA MEGABASIN

В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина
V. M. Matusevich, L. A. Kovyatkina

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***подземные воды, сверхглубокие скважины, триасовый гидрогеологический комплекс, инверсионная зональность***
Key words: ***underground waters, ultra-deep bores, Triassic hydrogeological complex, inversion model of ion- salt composition***

На основании новой геодинамической концепции понятия «подземных водных резервуаров», разработанной исследованиями А. А. Карцева, С. Б. Вагина, Е. В. Пиннекера, В. М. Матусевича, С. Л. Шварцева, Б. П. Ставицкого, и природных водонапорных систем ЗСМБ (В. М. Матусевич, О. В. Бакуев, 1986) предложена новая гидрогеологическая стратификация подземных вод Западно-Сибирской геосинеклизы.

Согласно этой концепции на территории Западно-Сибирской равнины был выделен надпорядковый элемент — Западно-Сибирский мегабассейн (ЗСМБ) как сложная система, состоящая из гидрогеологических бассейнов: кайнозойского, мезозойского и палеозойского. В пределах всего разреза мегабассейна выделено 7 гидрогеологических комплексов (ГГК): олигоцен-четвертичный, турон-палеогеновый, апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, средне-нижнеюрский и триас-палеозойский. Степень изученности комплексов оставалась крайне неодинаковой, а триас-палеозойский гидрогеологический комплекс до настоящего времени характеризовался отрывочными сведениями по единичным скважинам. Мезозойский гидрогеологический бассейн характеризуется сложными термобарическими и гидрогеохимическими условиями, межрезервуарными суб-

вертикальными связями, которые с палеозойским бассейном реализуются в зависимости от тектонической и геодинамической обстановки. С кайнозойским бассейном он гидравлически сообщается только по окраинам. На большей части территории ЗСМБ, то есть в погруженной части, мезозойский бассейн надежно изолирован сверху турон-олигоценовой толщей (до 650–800 м) глин.

В разрезе мезозойского бассейна ранее рассматривались четыре гидрогеологических комплекса: апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, средне-нижнеюрский. Доюрский разрез объединялся в единый триас-палеозойский ГГК; поскольку в течение длительного времени в литературе укоренились термины «доюрское основание» или «доюрский фундамент» Западно-Сибирской плиты, четкого стратиграфического разделения нижнего мела, триаса и перми не существовало. На стратиграфическом совещании 2001 года утверждено расчленение триасового комплекса на серии и свиты [1].

Новые технологии геофизических исследований и материалы сверхглубоких скважин 1990–2000-х годов открыли перспективы для всестороннего изучения глубоких горизонтов триасового и палеозойских комплексов.

Бурение и испытание глубоких и сверхглубоких скважин на территории ЗСМБ, а также проведенные ранее В. М. Матусевичем широкомасштабные гидрогеохимические исследования позволяют нам предложить новый вариант гидрогеологической стратификации с разделением триас-палеозойского комплекса на два самостоятельных стратона и охарактеризовать триасовый комплекс — нижний в мезозойском гидрогеологическом бассейне.

Меловые и юрские комплексы представлены чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов в различном соотношении по их пространственному положению, общая мощность достигает 4–5 км, увеличиваясь от периферии к центру и в северо-восточном направлении.

Все комплексы являются регионально нефтегазоносными. В ионно-солевом составе вод преобладают хлориды натрия, по минерализации воды преимущественно соленые. По содержанию микрокомпонентов они могут относиться к лечебным или промышленным в зависимости от концентраций йода (до 27–69 мг/л) и брома (до 105–187 мг/л) [2].

Воды *апт-альб-сеноманского комплекса* высоконапорные, избыточное давление на их устье составляет 1–7 атм. Дебиты скважин чаще всего составляют 100–800 $м^3$/сут. Песчаники характеризуются высокой пористостью от 12 до 42 % и проницаемостью — до 12 000 мД. В краевых частях бассейна состав газов азотно-метановый и метаново-азотный, переход этих вод в метановые происходит закономерно при газонасыщенности 0,4–0,5 л/л, максимум отмечен в бассейне р. Пур — 3 л/л. Воды комплекса широко используются для поддержания пластового давления эксплуатируемых нефтеносных пластов. В Среднем Приобье сформировались депрессионные воронки радиусом в десятки километров и понижением уровней до десятков и первых сотен метров.

Неокомский гидрогеологический комплекс по строению и взаимоотношению водоносных и водоупорных толщ крайне неоднороден.

В западной части бассейна комплекс по всему разрезу сложен глинами «фроловского барьера». Мощность достигает 500–650 м в центральной части бассейна, увеличиваясь до 1 800 м в северных районах. Обводненные песчаники комплекса имеют открытую пористость 24–27 %, проницаемость 900–1100 мД.

По ионно-солевому составу и минерализации подземные воды неокомского комплекса принципиально не отличаются от вод апт-альб-сеноманского комплекса. В краевых частях бассейна развиты солоноватые гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией 1–3 г/л, увеличиваясь по мере погружения отложений до 20–25 г/л с переходом в хлоридные натриевые. В пределах Ханты-Мансийской впадины и к северу происходит снижение минерализации до 8–12 г/л и повышение концентраций гидрокарбонат-иона. В восточной части в низах комплекса встречаются слабые рассолы (38–55 г/ л) хлоридного натриевого состава. По мере повышения минерализации содержание брома возрастает до 83 мг/л. Отношение

rNa^+/rCl^- снижается с глубиной от 1 до 0,68–0,87. Отношение rCl^-/rBr^- уменьшается от восточного обрамления к центру от 350 до 200, а вблизи «фроловского барьера» падает до 120–180. В восточной части бассейна на отдельных участках отмечаются повышенные концентрации углекислого газа. Пластовые температуры составляют 60–90 ^{0}С, увеличиваясь до 100 ^{0}С и более.

Юрские гидрогеологические комплексы слагаются отложениями верхней, средней и нижней юры общей мощностью до 1 000 м, увеличивающейся в северном направлении до 2 000 м. К северу происходит увеличение песчанистости пластов. Открытая пористость песчаников составляет 8–12 %. На большей части бассейна отложения комплексов имеют пониженную водообильность (удельные дебиты 0,005–0,01 л/сек·м), а пьезометрические уровни устанавливаются ниже дневной поверхности.

Ионно-солевой состав вод юрских комплексов довольно пестрый. Большую часть погруженной зоны бассейна занимают воды хлоридного натриевого состава с минерализацией 12–20 г/л, с повышенным содержанием гидрокарбонат-иона. В Колпашевском Приобье и в Омской впадине обнаружены рассолы с минерализацией до 105 г/л. Локализация рассолов тяготеет к линии Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. Концентрации брома в рассолах достигают 105–187 мг/л. Температура вод в наиболее погруженной части нижне-среднеюрского комплекса достигает 90–105 ^{0}С.

Триасовый гидрогеологический комплекс. Современными методами геофизических исследований и материалами глубокого бурения установлены гетерогенность фундамента ЗСМБ [3], в различных районах его выявлены триасовые интрузии в рифтовых зонах и перекрывающие их вулканогенно-осадочные и терригенные комплексы пород (рис.1).

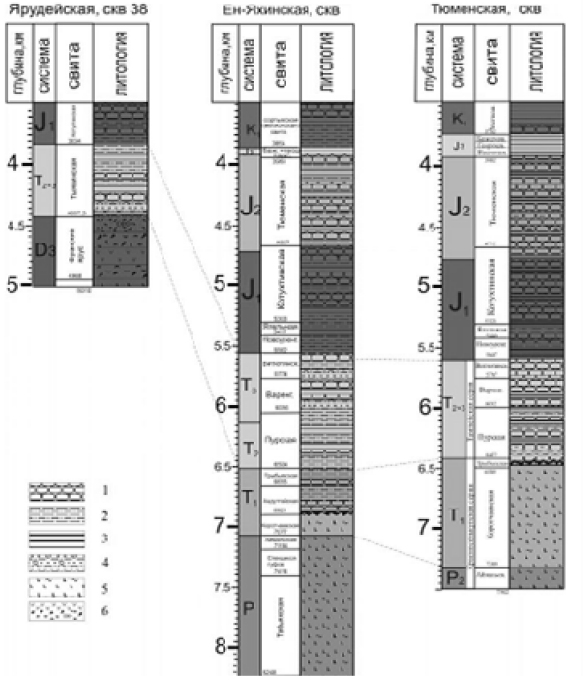


Рис. 1. ***Триасовый комплекс в разрезах сверхглубоких скважин (К. А. Мещеряков, Т. В. Карасева, 2010):***
1 — песчаник, 2 — алевролит, 3 — аргиллит, 4 — гравелит, 5 — базальт, 6 — цеолитизированные туфы

Глубокопогруженные зоны фундамента с наибольшей мощностью осадочного чехла приурочены к северным районам ЗСМБ, где толщины мезозойско-кайнозойских отложений варьируют от 6 до 18 км. Скважинами более 4 км (скв. 7 Надымская, скв. 700 Самбургская, скв. 14 Геологическая, скв. 264, 266, 282 — Уренгойские) вскрыты отложения юрского, триасового и палеозойского возраста [4, 5, 6]. Триасовый период явился переходным от геосинклинального цикла раз-

вития к платформенному, к широкому проявлению рифтообразования и активизации эффузивных процессов [5, 7]. Континентальные образования триаса, размещенные в грабенах и депрессиях толщиной до 2–4 км, выделены в самостоятельный тафрогенный этаж плиты.

Грабены и депрессии объединены в единую рифтовую систему, разделившую геосинеклизу на отдельные мегаблоки, в пределах которых сформировались водонапорные системы различных типов: инфильтрационные восточного, казахстанского, приуральского мегаблоков; элизионная литостатическая центрального мегаблока; элизионные геодинамические Омско-Гыданской структурной зоны, Восточно-Уральского краевого шва (В. М. Матусевич, О. В. Бакуев, 1986). Для всей территории Западной Сибири А. М. Казаковым [8] выделены 3 фациальные области развития триасовых отложений: I — Обь-Тазовская, II — Обь-Иртышская, III — Приуральская (рис. 2).

В региональном плане триасовый комплекс изучен буровыми скважинами фрагментарно. Опорные разрезы в северных районах представлены Тюменской СГ-6 и Ен-Яхинской СГ-7, на юго-западе — Тюменской скважиной 1-Р, на юго-востоке — Никольской скважиной 1-Р.

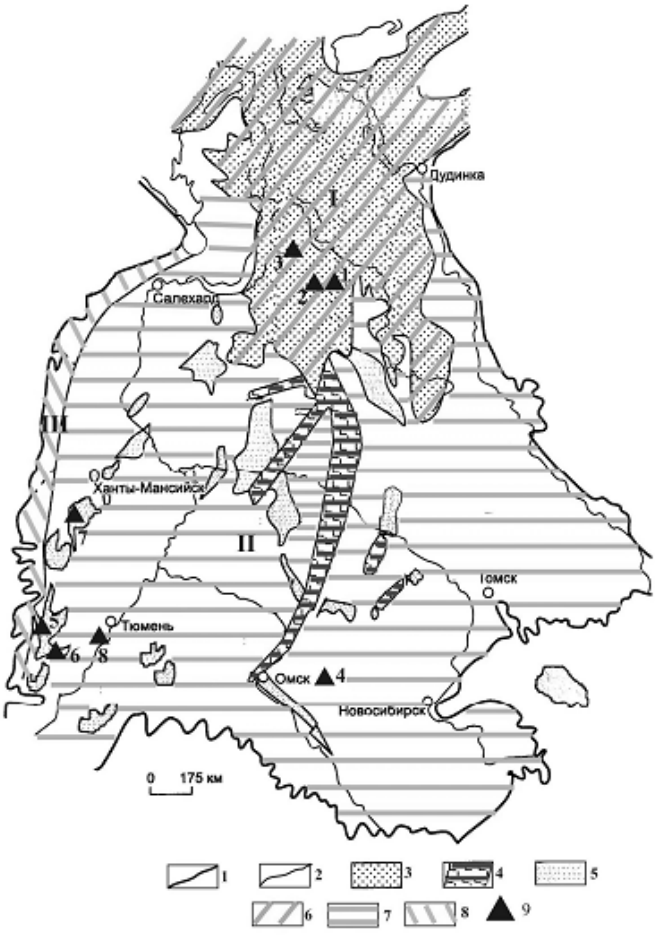


Рис. 2. ***Схема фациального районирования триасовых отложений Западной Сибири (по А. М. Казакову и др., 2002)***

Фациальные области: I — Обь-Тазовская, II — Обь-Иртышская, III — Приуральская: 1 — границы Западно-Сибирской плиты; 2 — границы фациальных областей; 3 — территория развития тампейской серии; 4 — вулканогенно-осадочные породы рифтовой системы; 5 — вулканогенно-осадочные породы локальных впадин и вулканических плато; 6 — прибрежная равнина; 7 — аллювиальная равнина; 8 — предгорная низменность; 9 — опорные скважины и разрезы

Максимальное распространение по площади ЗСМБ получили породы туринской серии, впервые описанные Н. Н. Ростовцевым в 1956 г., тампейская и красноселькупская серии, выделенные В. С. Бочкаревым, распространены к северу от Сибирских Увалов.

Коллекторскими свойствами, по данным ТСГ-6, обладают песчаники и алевролиты витютинской, варенгаяхинской, пурской свит тампейской серии триаса и вулканогенно-осадочные толщи коротчаевской свиты красноселькупской серии нижнего триаса (рис. 3). В качестве регионального флюидоупора рассматриваются глинистые отложения ягельной свиты нижней юры мощностью до 120 м [4]. Песчаники витютинской, варенгаяхинской, пурской свит триаса в интервалах 5 427–5 682, 5 758–5 768, 5 870–5 878, 6 259–6 280 м характеризуются повышенными фильтрационно-емкостными свойствами и газоносностью: приток газа — до 3 м^3/сут, пористость — 7,4–11,0 %, проницаемость — 0,003–0,920 фм^2.

При испытании вулканогенных пород коротчаевской свиты триаса в интервале 6 600–6 650 м получен приток пластовой воды с газом до 100 м^3/сут. Пористость по данным керна и ГИС составляет 6,2–13,0 %, проницаемость — 0,004–0,012 фм^2. По данным изучения керна и материалам интерпретации ГИС высокопроницаемые пласты-коллекторы в эффузивной толще коротчаевской свиты представлены базальтами со смешанной структурой пустотного пространства (сочетание пор, трещин, каверн). Пластовая вода характеризуется низкой минерализацией (< 3 г/л), высоким газосодержанием (до 10 л/л) с преобладанием метана — до 97 %, тяжелых УВ < 0,99 %, гелия — до 0,11 %.

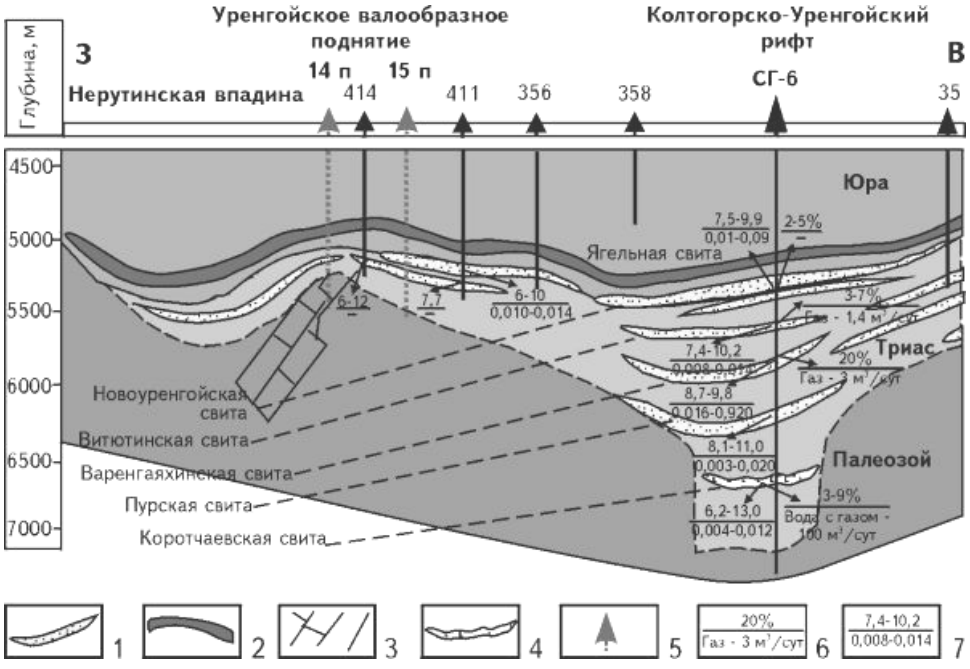


Рис. 3. ***Фрагмент геологического разреза Уренгойского НГР (по Т. В. Белоконь-Карасевой и др. [1]):*** *1 — песчано-алевролитовые природные резервуары; 2 — глинистые региональные флюидоупоры; 3 — карбонатные эрозионно-тектонические останцы; 4 — резервуар в вулканогенных породах; 5 — рекомендованные поисковые скважины; 6 — числитель — газопоказания, знаменатель — результаты испытаний; 7 — числитель — пористость, % (по керну и ГИС), знаменатель — проницаемость, фм^2 (по керну и ГИС)*

Терригенные отложения тампейской серии триаса, представленные чередованием песчано-глинистых слоев, по данным Кравченко М. Н. (2012 г.), распространены на территории около 700 тыс. км^2, а их мощность увеличивается от района г. Тарко-Сале к северу, достигая 767 м в скв. СГ-6, 1 183 м в скв. СГ-7, а в Большехетской впадине, по данным МОГТ, до 2 000–2 500 м [9]. Температурные градиенты в северных районах возрастают с глубиной: на 5-километровой отметке температура составляет 150 ^{0}С, увеличиваясь до 210 ^{0}С на глубине 7 км, а на забое Ен-Яхинской скважины (8 250 м) достигает 230 ^{0}С. Пластовые давления в интервалах глубин от 3 до 8 км превышают условные гидростатические в 1,8–2,0 раза.

Еще в конце 60-х годов прошлого века по результатам гидрогеохимических исследований было показано, что на достигнутых бурением глубинах (2–3 км) крайнего севера геохимический облик подземных вод (в частности, концентрации микроэлементов и водно-растворенного органического вещества) еще не достигает главной зоны нефтеобразования (по Н. Б. Вассоевичу), что явилось основой для высокой оценки перспектив северных районов не только на газ, как считали многие ученые, но и на нефть [2].

Главная зона нефтеобразования по гидрогеологическим показателям, геотермическим градиентам и степени преобразованности органического вещества в северных районах сдвинута на значительно большие глубины по сравнению с центральными районами Западной Сибири. В настоящее время эти выводы подтверждаются на примере Большого Уренгоя, где обнаружены нефтяные скопления на глубинах 3 500–3 900 м [10].

Фактический материал свидетельствует о наличии на глубинах более 4–5 км поровых, трещинных и коллекторов смешанных типов, горизонтов и зон тектонической трещиноватости с различной степенью нефтегазоводоносности.

На основании геофизических данных Н. Н. Немченко, А. С. Ровенская, Л. Ш. Гиршгорн (1989) провели формационный анализ глубоких зон осадочного чехла и фундамента северных районов. На схематической карте-срезе — 5 000 м на большей части севера ЗСМБ глубокопогруженные зоны выполнены нижнеюрской морской и прибрежно-морской песчано-глинистой формацией [11].

Триасовая континентальная песчано-глинистая формация (тампейская серия) в Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО развита локально в виде узкой полосы, окаймляющей зону развития нижнеюрской формации, а на северо-западе и севере (Ямальская и Гыданская НГО) развита нижне-среднепалеозойская карбонатно-терригенная формация.

Вниз по разрезу (срез — 7 000 м) наибольшее распространение получили тампейская серия триаса и нижне-среднепалеозойская карбонатно-терригенная формация. Прогноз типов формаций по данным ГИС подтвердился результатами бурения и данными керна глубоких и свехглубоких (ТСГ-6, СГ-7) скважин. В северных районах ЗСМБ на глубинах около 7 000 м триасовые отложения сохраняют коллекторский потенциал по всему разрезу, а открытая пористость в них достигает 20 %.

Высокие коллекторские характеристики глубокопогруженных пород, содержащих глинистые минералы, объясняются с позиций постседиментационных преобразований на поздних стадиях катагенеза [12]. При высоких температурах и давлениях интенсифицируются процессы выщелачивания карбонатов и других минералов при воздействии высвобождаемой с поверхности глинистых минералов физически и химически связанной воды, обладающей аномальными свойствами и химической агрессивностью. Присутствие ОВ в глинах, являющихся мощным катализатором, еще более резко усиливает интенсивность протекания химических реакций (за счет выделяющихся органических кислот), что подтверждено экспериментально (Белов Н. В., Зхус И. Д. и др., 1974). В скв. ТСГ-6 на глубине около 4 км отмечены гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией 7,3 г/л,

йода — 7 мг/л, брома — 13 мг/л. Поровые растворы песчаников имеют минерализацию 6–10 г/л, а в пурской свите (T_{1-2}) в интервале 6 174–6 300 м минерализация составляет около 1 г/л [2]. Наличие инверсионной гидрогеохимической зональности является одним из надежных показателей регионального прогноза нефтеносности.

Результаты опробования глубоких и сверхглубоких скважин позволили выявить на севере Западно-Сибирского мегабассейна реликт нижнемезозойской элизионной водонапорной системы, характеризующейся инверсионной гидрогеохимической зональностью, которая отчетливо проявляется в триасовом гидрогеологическом комплексе, как и в низах неокомского и юрских нефтегазоносных комплексов в центральной части бассейна. В ионно-солевом составе подземных вод появляется гидрокарбонатно-натриевый тип (по В. А. Сулину), свидетельствующий о «молодости» нефтяных залежей — от раннего кайнозоя до среднечетвертичного, установленных В. М. Матусевичем на основе расчетов диффузии бензола из водных ореолов рассеяния нефтяных залежей (В. М. Матусевич, 1976).

Образование гидрокарбонатно-натриевых вод и инверсионную зональность подземных вод глубоких горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты на основе расчетов бор-бромного отношения В. А. Всеволожский, Т. А. Киреева связывают с поступлением эндогенных и мантийных парогазовых флюидов по рифтовым структурам и зонам разуплотнения пород, формирующимся в результате разнонаправленных тектонических движений.

Континентальные условия накопления осадков в триасовом периоде предопределяют первоначально инфильтрационный генезис и гидрокарбонатно-натриевый (по В. А. Сулину) тип подземных вод, претерпевающих в дальнейшем глубокие преобразования при смене континентального режима осадконакопления (регрессии) морским (трансгрессия). Погружение и прогибание пластов, увеличение литостатического давления привели к накоплению седиментационных вод, к инъекциям элизионных (возрожденных) вод в коллекторы и их смешению с инфильтрационными. Метаморфизация вод и поступление газопаровых флюидов из мантии при активизации тектонических движений в течение 200-миллионнолетнего периода времени сформировали современный облик подземных вод глубинного триасового гидрогеологического комплекса ЗСМБ.

Таким образом, триасовый гидрогеологический комплекс на современном этапе представляет собой наиболее интересный для теоретического изучения объект гидрогеологии, в формировании и преобразовании которого главенствующая роль отводится глубинным факторам и процессам. Уже сейчас просматривается его перспективность на нефть и газ, прогнозируемая по гидрогеологическим показателям.

Список литературы

1. Триас Западной Сибири // Материалы к стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2001. – 226 с.
2. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
3. Сурков В. С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра. – 143 с.
4. Белоконь-Карасева Т. В., Горбачев В. И., Башкова С. Е., Беляева Г. Л., Ехлаков Ю. А. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений севера Западной Сибири по данным сверхглубокого бурения // Геология нефти и газа. – 2006. – № 6. – С. 2-9.
5. Бочкарев В. С., Брехунцов А. М., Дещеня Н. П., Лукомская К. Г., Тулубаев С. А. Геодинамика Западной Сибири в триасовом периоде // Горные ведомости. – 2005. – № 3. – С. 4-19.
6. Карасева Т. А., Мещеряков К. А., Горбачев В. И., Холта И. В., Савинов В. Н. Новые представления о формировании нефтегазоносности в триасовых прогибах севера Западной Сибири. – Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7. – С. 10-16.
7. Мещеряков К. А., Карасёва Т. В. Особенности формирования триасовых прогибов севера Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 3. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2010.pdf.

8. Киричкова А. И. Особенности литологии континентального триаса Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 6. – № 1. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2011.pdf.
9. Кравченко М. Н. Ресурсный потенциал углеводородов нижне-среднеюрских и доюрских горизонтов осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Автореферат дисс. – М, 2012. – 24 с.
10. Проблемы Большого Уренгоя. Сулейманов Р., Ланчаков Г., Маринин В., Москвичев В., Григулецкий В., 2008. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.indpg. ru/ nefteservis /2008/04/20007.html.
11. Немченко Н. Н., Ровенская А. С., Гиршгорн Л. Ш. Прогноз фазового сотояния УВ на больших глубинах в Западной Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://geolib. narod.ru/ Journals/ OilGasGeo/1989/11/Stat/01/stat01.html.
12. Сиротенко Л. В., Сиротенко О. И. Геологические факторы нефтегазоносности глинистых толщ на больших глубинах [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http: //www.geolib.ru /OilGasGeo/2001/05/stat03.html.

Сведения об авторах.
Матусевич Владимир Михайлович, *д. г.-м. н., профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)444347.*
Ковяткина Любовь Андреевна, *доцент кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390346, e-mail: vyru@mail.ru.*
Matusevich V. M.*, Doctor of Geology and Mineralogy, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)444347.*
Kovyatkina L. A.*, associate professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)390346, e-mail: vyru@mail.ru.*

УДК 552.08

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД ХАРОСОИМСКОГО РЕЗЕРВУАРА ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИУРАЛЬСКОЙ НГО

LITHOLOGOPETROGRAPHIC CHARACTERISTIC OF ROCKS OF KHAROSOIM BASIN IN THE SOUTH-WEST PART OF PRIURALSK OIL-AND-GAS BEARING REGION

Е. А. Пахомова, Н. С. Трущенков
E. A. Pakhomova, N. S. Truschenkov

АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Ключевые слова: ***коллектор, клиноформный резервуар, вещественный и гранулометрический состав, емкостно-фильтрационные свойства***
Key words: ***reservoir rock, klinoform basin, material composition and grain-size distribution, filtration and capacity properties***

Как известно, основная доля выявленных запасов углеводородного сырья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции сконцентрирована в неокомском НГК [1]. Основная доля запасов приурочена к клиноформным резервуарам осложненной его части, хотя и в неосложненной части выявлены крупные и высокодебитные скопления нефти. Этот комплекс является основным объектом добычи и главным перспективным объектом. Его отложения характеризуется большим количеством начальных суммарных ресурсов [2].

Западные клиноформы, в отличие от восточных, изучены слабо. По имеющимся представлениям они сложены преимущественно глинистыми породами, не представляющими особого интереса как нефтегазопоисковый объект. Однако появившийся новый фактический материал позволил иначе взглянуть на перспективы нефтегазоносности западных клиноформ, обратить на них особое внимание. Были

проведены комплексные геолого-геофизические исследования по изучению харосоимской свиты и связанного с ней клиноформного комплекса. Они отражены в опубликованных и фондовых работах [3, 4, 5, 6, 7 и др.], выполненных сотрудниками ТПП «Урайнефтегаз», филиала ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени и др.

Исследуемая территория расположена в северной части Урайского региона. В административном отношении территория входит в состав Советского и частично Кондинского районов ХМАО Тюменской области, а также небольшая часть заходит на территорию Свердловской области. Площадь исследований составляет 17 016 км^2. В нефтегазоносном отношении площадь расположена в пределах северо-западной части Шаимского НГР, южной части Березовского НГР, небольшой части Сергинского НГР и северо-западной части Иусского НГР (рис. 1).

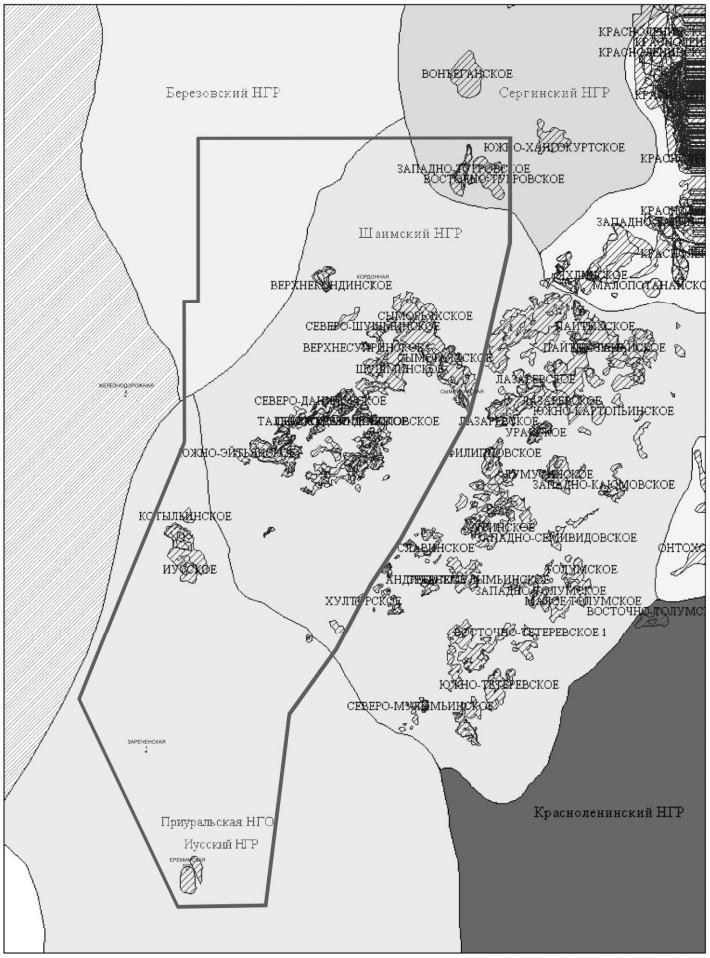


Рис. 1. ***Карта нефтегазоносности района работ***

Геологический разрез изучаемой территории представлен терригенными платформенными отложениями мезозойско-кайнозойского возраста, залегающими с угловым и стратиграфическим несогласием на доюрских образованиях.

Целевым объектом исследований является изучение литолого-петрографического состава и емкостно-фильтрационных свойств харосоимской свиты и связанного с ней клиноформного комплекса. Изучение этих отложений,

анализ покрышек и их протяженности позволили выделить самостоятельный объект прогноза — *харосоимский резервуар* [3]. Он выделен между региональной верхнеюрско-нижнемеловой тутлеймско-даниловской и зональной улансынской покрышками.

В составе харосоимского резервуара выделено два клиноциклита (клиноформы) — $Нх_1$ (харосоимская свита) и клиноциклит $Нх_2$. Данные клиноциклиты являются составными частями харосоимского резервуара и характеризуют его внутреннее строение (рис. 2).

В составе харосоимской свиты выделено три песчано-алевритовых пласта с разделяющими их глинистыми покрышками $Хр_1$, $Хр_2$, $Хр_3$, формировавшимися в шельфовой области (рис. 2). В клиноформной части в зоне подножия и склона клиноформного резервуара формировались линзовидные песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи. Последние выделены по материалам сейсмических и литолого-палеогеографических исследований.

Перспективы нефтегазоносности харосоимского резервуара связаны с двумя объектами: морскими шельфовыми пластами харосоимской свиты и ачимовскими песчано-алевритовыми отложениями, развитыми в фондо-форменной части клиноформного комплекса.

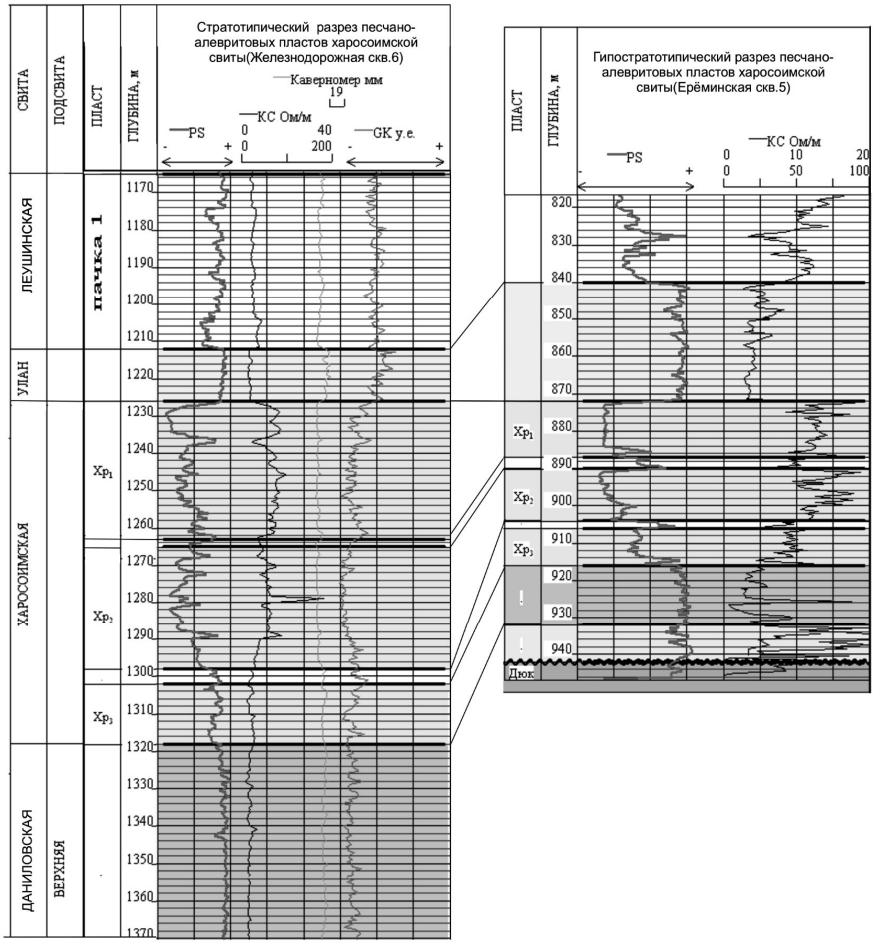


Рис. 2. ***Стратотипический и гипостратотипический разрезы песчано-алевритовых пластов харосоимской свиты***

Харосоимская свита (берриас, валанжин, нижний готерив). В региональном плане образования, входящие в эту свиту, выделены в западной части Шеркалинского мегапрогиба, на восточных склонах Березовской моноклинали, западных склонах Турсунского мегавала, на Южно-Иусском мегавыступе и Туринской моноклинали, в зоне распространения даниловской свиты [4].

Харосоимская свита недостаточно изучена бурением. Наиболее полно она охарактеризована лабораторными исследованиями вещественного и гранулометрического состава, емкостно-фильтрационных свойств, состава цемента и другими, приведенными по имеющимся данным скважин: 10 683 Шушминской, 14 601 Березовского ЛУ 60 и 5 Верхне-Кондинской. Также в последнее время появился новый сейсмический и геологический материал. Уточнены ранее проведенные исследования, выполненные в 60-х годах.

Харосоимская свита на изучаемой площади представлена главным образом алевролитами мелко- и крупнозернистыми с прослоями песчаников и глин, с маломощными прослоями карбонатных пород, она характеризуется неоднородным строением разреза. В верхней части разреза выделяется достаточно выдержанный пласт $Хр_1$, отложения его представлены песчаниками мелкозернистыми алевритистыми до алевритовых, алевролитами крупно-мелкозернистыми, с редкими прослоями глин. Встречаются прослои песчаников средне-мелкозернистых и крупно-средне-мелкозернистых (скв. 5 Верхне-Кондинская). Вниз по разрезу количество прослоев глинистых пород увеличивается, разрез становится более глинистым. В этой части разреза выделяются пласты $Хр_2$ и $Хр_3$. Они представлены преимущественно алевритовыми разностями пород со значительным количеством глинистых прослоев. По всему разрезу встречаются обломки раковин пелеципод, ихтиофауна. Наиболее выдержанные и однородные пласты встречаются в юго-западной части площади (Эсская, Шушминская, Супринская). В восточном и северо-восточном направлении мощность харосоимской свиты резко сокращается, и в зоне некомпенсированного осадконакопления она переходит в существенно битуминозные и слабо битуминозные отложения верхней части тутлеймской свиты [4].

Общие толщины харосоимской свиты изменяются от 40 до 150 м. В пласте $Хр_1$ 10–50 м, $Хр_2$ — 5–40 м, $Хр_3$ — 10–30 м. Толщины песчано-алевролитовых пород изменяются от 2 до 30 м. В пласте $Хр_1$ — 2–22 м, $Хр_2$ — 1–4 м, $Хр_3$ — 1–3 м. Количество проницаемых прослоев в разрезах скважин изменяется от 9 (скв. 14601) до 15 (скв. 10683).

В составе харосоимской свиты в северо-восточных районах выделяются коллекторы 4, 5 и 6 классов (по А. А. Ханину). В юго-западных районах площади (на Зареченской и Ереминской площадях) в 50–60-х годах были получены интересные данные, здесь были выявлены высокоемкие коллекторы 3-го, 2-го и возможно даже 1-го класса. Разрез харосоимской свиты на этих площадях практически полностью опесчанен, а породы-коллекторы характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами (по А. А. Ханину). В скв. 9 Ереминской площади, пробуренной в Иусском НГР, общая мощность харосоимской свиты составляет 47 м, песчаников и алевролитов — 41 м. Керн отобран в интервалах 891–898 м, 892–895 м (пласт $Хр_1$), 925–930 м (пласт $Хр_3$). На анализ отобраны три образца. Породы-коллекторы представлены песчаниками светло-серыми от мелкозернистых до среднезернистых слабосцементированных. Пористость открытая изменяется от 25 до 37 %, проницаемость от 617,5 до 832 мД в одном образце (пласт $Хр_3$) 20,95 мД, объемная плотность 1,9 г/см^3. В скв. 7 Ереминской общая мощность составляет 38 м, песчаников и алевролитов — 31 м. Керн отобран из интервала 959,1–964,4 м (пласт $Хр_3$). Свита представлена алевролитами зелено-серыми, сильноглинистыми. Пористость — 27 %, проницаемость — 1,02 мД, объемная плотность — 1,91 г/см^3. В скв. 8 Ереминской общая мощность — 35 м. Керн отобран из интервала 962,6–969,1 м (пласт $Хр_3$). Свита представлена алевролитами темно-серыми, глинистыми. Пористость — 20 %, объемная плотность — 2,1 г/см^3. В скв. 3 Зареченской мощность харосоимской свиты — 51 м, песчано-

алевритовых пород — 43 м. Керн отобран лишь из пласта $Хр_3$ (инт. 938,25–941,55; 945,25–948,25; 948,2–951; 45 и 951,45–954,45 м). Породы-коллекторы пласта $Хр_3$ представлены песчаниками серыми разнозернистыми, глинистыми, слабослюдистыми, участками ожелезненными, плотными, крепкими, с обуглившимся растительным остатком, с редкими прослоями и линзовидными включениями песчаника светло-серого, с прослойками глины темно-серой плотной слюдистой. В скв. 2 Зареченской мощность харосоимской свиты — 58 м, песчано-алевритовых пород — 44 м. В скв. 1 Зареченской отложения свиты не накапливались, породы вышележащей леушинской свиты залегают непосредственно на фундаменте.

На Верхне-Иусской площади в скв. 8005 (инт. отбор. керна. 1 135–1 143 м пласт $Хр_3$) отложения свиты представлены глинистыми песчаниками серыми до темно-серого цвета, тонкослоистыми, алевритистыми, слюдистыми, на рыхлом глинистом цементе. Слоистость линзовидно-волнистая, косо-волнистая, перекрестная, мощность слойков от долей мм до 2–3 мм. Мощность пропластков песчаника по керну составляет 2–4 м.

Залежей нефти и газа в отложениях харосоимской свиты к настоящему времени не установлено. Непромышленные притоки газа получены при испытании скв. 5 Верхнекондинской, из интервала 1 654–1 671 м получен приток газа дебитом 0,012 тыс. $м^3$/сут. Признаки газоносности выявлены при испытании харосоимской свиты на Эсской площади. При испытании скв. 1 (инт. 1 456–1 465 м) получен приток воды с обильным содержанием газа. Дебит газа составил 0,0126 тыс. $м^3$/сут, воды — 11,3 $м^3$/сут. Следует отметить, что отложения харосоимской свиты в преобладающем большинстве случаев не испытывались и керновым материалом охарактеризованы недостаточно. Нефтеносность неокомских образований подтверждена только в Карабашском НГР Приуральской НГО.

По результатам геохимических исследований, установлено, что в харосоимской свите углеводороды имеют миграционный характер. Породы изученной части пласта соответствуют песчаным алевролитам и алевролитам (диаграмма Шепарда). По минералогическому составу обломочной части отложения характеризуются как полевошпато-кварцевые граувакки (диаграмма Шутова). В пелитовой фракции цемента преобладает каолинит. Емкостно-фильтрационные свойства пород невысокие. Это объясняется конформными структурами зерновых контактов: слюды и обломки глинистых сланцев принимают конформные очертания, заполняют собой поровое пространство между твердыми зернами кварца. Отмечается повышенное суммарное содержание мелкоалевритовой и глинистой фракций (25,1–44,6 %).

При изучении литолого-петрографических и емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов 4, 5 и 6 классов использовалось полевое описание керна и лабораторные исследования, выполненные в Центре исследования керна и пластовых флюидов ООО «КогалымНИПИнефть», Центральной лаборатории Главтюменьгеологии, а также материалы опубликованных и фондовых работ [3, 4, 6, 7] и др.

Коллекторы 4 класса выявлены в скв. 10 683 Шушминской на глубине 1 864,58 (1 864,18) и 1 865,37 м (1 864,97). По результатам исследования пород в шлифах, гранулометрического и минералогического состава пород, изучения РЭМ-снимков коллекторы 4-го класса представлены песчаниками мелкозернистыми, алевритовыми, слюдистыми с редкими включениями зерен глауконита. Структура алевро-псаммитовая, текстура микрослоистая, обусловленная ориентировкой чешуек слюды и растительного детрита. Содержание песчаной фракции составляет 50,2–56,1 % (из них среднезернистой 1,3 и 1,4 %), алевритовой — 36,8–43,2 %, глинистой — 2,4–2,8 %. Медианный диаметр зерен составляет 100,4–109 мкм. Сортировка хорошая, So = 1,8. По результатам рентгеноструктурного анализа пелитовой фракции содержание каолинита составляет 76 %, хлорита — 9 %, гидрослюды —13 %, смешаннослойных — 2 %.

По минералогическому составу обломочной части песчаники относятся к группе полевошпатово-кварцевых граувакк. Содержание кварца 70–80 % (в том числе

регенерированный ед.), полевых шпатов 10–12 %, обломков пород < 10 %, слюды 8–10 %. Кварц преимущественно прозрачный, с нормальным и волнистым погасанием. Слюды представлены мусковитом и, в меньшем количестве, биотитом, сильно гидратированный биотит часто выполняет роль цемента. Пирит в виде микроскопической вкрапленности развивается по биотиту, марказит образует сферолиты диаметром до 0,05 мм. Поровый каолинит иногда окрашен в буроватый цвет (ОВ?).

Цемент пленочно-поровый, содержание цемента составляет 8–10 % породы. Распределение его неравномерное. Поровый цемент представлен гидрослюдой (4 %), каолинитом (5 %), встречается сидерит (ед). Пленки — редкие, прерывистые гидрослюдистые. Наблюдаются открытые поры, которые составляют 6–7 % от площади шлифа, полигональных очертаний, изолированные и сообщающиеся, размером до 0,05 мм. По результатам изучения РЭМ-снимков коллекторы характеризуются равномерным распределением открытых макро- и микропор (по классификации В. И. Осипова, 1989) со средним размером 70–75 мкм, единичные сечением до 160 мкм (1 образец).

Проницаемость пород-коллекторов 4-го класса — 14,86–16,07×10^{-3}мкм^2, пористость — 23,7–24 %, объемная плотность — 2,05–2,6 г/см^3, остаточная водонасыщенность — 42,4 %.

В скв. 5 Верхне-Кондинской отложения харосоимской свиты представлены песчаниками темно-серого цвета разнозернистыми, плотными, слюдистыми, глинистыми, линзовидно-слоистыми за счет темного глинистого материала, с прослоями песчаника серого цвета, слабоглинистого. Мощность песчаных пропластков по керну до 3 м. Содержание гравийной фракции составляет 0,75 %, песчаной крупной — 5,25 %, средней — 10 %, мелкой — 16–54 %, алевритовой — 12–27,75 %, глинистой — 26–40,25 %. Емкостно-фильтрационных исследований по скв. 5 Верхне-Кондинской не сохранилось.

Породы-коллекторы 5 класса представлены алевролитами мелко-крупнозернистыми, песчаными, слабоглинистыми, слюдистыми. (3 обр. скв.14 601). Структура псаммоалевритовая. Текстура микрослоистая, обусловлена ориентировкой чешуек слюды и удлиненных обломков, нарушена взмучиванием осадка.

Содержание песчаной фракции составляет 15,4–32,5 % (среднее — 21,8 %), алевритовой — 65,5–78,8 % (среднее — 73,8 %), пелитовой — 2–5,8 % (среднее — 4,5 %). Медианный диаметр зерен составляет 53,8–76,1 мкм (среднее — 62,7 мкм). Сортировка хорошая и средняя (So = 1,9–2,09). По результатам рентгеноструктурного анализа пелитовой фракции содержание каолинита составляет 50–69 %, хлорита — 19–24 %, гидрослюды — 10–23 %, смешаннослойных — 2–3 %.

По минералогическому составу обломочной части алевролиты мелко-крупнозернистые от граувакковой (полевошпато-кварцевые граувакки) до полимиктовой группы. Содержание кварца на Верхне-Кондинском месторождении доходит до 80–85 %, в северном направлении количество кварца уменьшается до 46 % (скв. 14601 Березовский ЛУ), в том числе присутствует и регенерированный кварц 1–3 %. Содержание полевых шпатов 11–20 %, обломков пород 16–21 %, слюд от единичных чешуек до 17 %. Все кластические компоненты изменены в различной степени. Кварц слабо регенерирован. Полевые шпаты слабо пелитизированы и серицитизированы. Слюды гидратированы. Биотит участками сидеритизирован и хлоритизирован. Органическое вещество проявляется в виде вкрапления в порах.

Цемент пленочно-поровый, поровый, содержание цемента изменяется в пределах от 5–6 до 10 %. Всюду наблюдаются конформные структуры зерновых контактов за счет взаимного приспособления, иногда внедрения обломков. Поры выполнены каолинитом (5 %), сидеритом (1 %), гидрослюдой (ед.). Пленки — редкие, прерывистые, гидрослюдистые. Открытые поры наблюдаются в единичном количестве либо не наблюдаются совсем.

Проницаемость пород-коллекторов 5 класса от 1,01 до 5,45×10–3 мкм^2, пористость — 15–24,8 %, объемная плотность — 2,03–2,24 г/см^3.

Породы-коллекторы 6-го класса представлены алевролитами мелко-крупнозернистыми, песчаными, с глинистой примесью, карбонатистыми, слюдистыми, с примесью глауконита (7 обр. скв. 14601, 30 обр. скв. 10683). Структура псаммоалевритовая. Текстура микрослоистая, обусловлена ориентировкой чешуек слюды и редкого растительного детрита, иногда нарушенная взмучиванием осадка.

Содержание песчаной фракции составляет 0,3–41,8 % (среднее — 30,7 %), алевритовой — 20–74,4 % (среднее — 43 %), пелитовой — 2,8–16,9 % (среднее — 8 %). Медианный диаметр зерен составляет 60,9–88,5 мкм (среднее — 75 мкм). Сортировка хорошая и средняя (So = 1,9–3,6). По результатам рентгеноструктурного анализа пелитовой фракции содержание каолинита составляет 12–56 %, хлорита — 13–31 %, гидрослюды — 10–36 %, смешаннослойных — 2–3 %.

По минералогическому составу обломочной части алевролиты мелко-крупнозернистые от полимиктовой до граувакковой (полевошпато-кварцевые граувакки) группы. Содержание кварца 46–85 %, в том числе присутствует и регенерированный кварц 1–4 %. Содержание полевых шпатов 8–15 %, обломков пород 1–31 %, слюд от единичных чешуек до 11 %. Все кластические компоненты изменены в различной степени. Кварц слабо регенерирован. Полевые шпаты слабо пелитизированы и серицитизированы. Слюды гидратированы. Биотит участками сидеритизирован и хлоритизирован. Органическое вещество проявляется в виде вкрапления в порах.

Цемент пленочно-поровый, поровый, порово-базальный, содержание его изменяется в пределах 8–30 %. Распределение цемента в поре неравномерное. Поровый цемент глинисто-карбонатный. Карбонаты представлены кальцитом (21 %), сидеритом (3 %), глинистый материал — гидрослюдой (4 %), каолинитом (2 %), встречается хлорит (ед). Пленки — гидрослюдистые. Открытые поры наблюдаются в единичном числе либо не наблюдаются совсем. По результатам изучения РЭМ-снимков породы-коллекторы 6 класса характеризуются относительно неравномерным распределением открытых макро- и микропор (по классификации В. И. Осипова, 1989) со средним размером 70–90 мкм, единичные сечением до 160 мкм (2 образца).

Проницаемость пород-коллекторов 6-го класса от 0,01–0.81×10^{-3} мкм^2, пористость 5,8–23,1 %, объемная плотность 1,19–2,78 г/см^3, остаточная водонасыщенность от 58,3 до 94,4 % (среднее — 78,1 %).

В скв. 14601 на глубине 1 621,39 м (1 620,29 м) отмечается прослой (0,5 м) карбонатной породы, представленный известняками доломитистыми, алевритовыми, сидеритизированными, характеризуется пористостью 19,1 %, объемной плотностью 2,23 г/см^3.

По результатам изучения РЭМ-снимков порода представлена известняком слабодоломитистым, алевритовым, сидеритизированным. Структура породы микрозернистая. Текстура беспорядочная, микроскопически не наблюдается какая-либо ориентировка в расположении составных частей породы.

Порода состоит из карбонатов (60–70 %) и терригенных обломков (30–40 %). Карбонаты наблюдаются в виде микрозернистого агрегата, представлены кальцитом, доломитом, сидеритом в неясном количественном соотношении, но с явным преобладанием кальцита. Обломки имеют угловатую, полуугловатую форму, интенсивно корродированы и преимущественно алевритовой размерности. 1–2 % от площади шлифа составляют округлые зерна глауконита размером до 0,2 мм. Встречается аутигенный пирит, который образует единичное конкреционное стяжение размером 0,3 мм, и марказит в виде единичных скоплений микроскопических сферолитов. Органический материал представлен мелкими (0,01–0,03) нитевидными удлиненными гелефицированными и фюзенизированными растительны-

ми остатками, которые составляют 2–3 % от площади шлифа. Полые поры или пустотки не наблюдаются.

Структурно-текстурные особенности пород и проявление вторичных процессов, в первую очередь карбонатизации (до 51,4 % в известняках), ведут к ухудшению коллекторских свойств пород, вплоть до формирования неколлекторов.

Клиноциклит Hx_2 харосоимского резервуара залегает над харосоимской свитой. Изучен он недостаточно. Маркируется главным образом по материалам сейсмических и палеоморфологических исследований. Выделение его границ по материалам ГИС несколько условно, поскольку его граница приурочена к глинистым и глинисто-алевритистым отложениям, залегающим выше харосоимской свиты. Керном охарактеризован достаточно полно в скв.14551, пробуренной на южном куполе Дружбинской структуры в склоновой части палеошельфа и в скв.14572 Березовский ЛУ, пробуренной восточнее, в сводовой части Северо-Адым-Юганской структуры, в относительно глубоководной части шельфа.

Породы клиноциклита Hx_2 в данных скважинах представлены алевролитами мелкозернистыми, сильноглинистыми, крупно- и мелкозернистыми с включениями пирита, тонкостенных раковин пелеципод и гастропод, непроницаемыми. В разрезах скважин, пробуренных на Верхнекондинской, Супринской, Сыморьяхской, Адым-Юганской и других площадях, песчано-алевритовых пластов в интервале разреза методами ГИС не выделяется. По данным фациального анализа эти осадки накапливались в относительно глубоководной части шельфа, с содержанием песчано-алевритовых пород от 10 до 30 %.

Текстура горизонтальная, нередко нарушена биотурбациями. В УФ свете наблюдаются темно-бурое свечение.

Анализа емкостно-фильтрационных свойств, гранулометрического и минералогического состава пород не проводилось.

Улансынская свита (верхи нижнего и низы верхнего готерива). Улансынская свита слабо изучена бурением. В скважинах 1 Эсской и 5 Верхне-Кондинской отложения свиты представлены морскими темно-серыми глинами, слюдистыми плотными средней крепости с подчиненными прослоями известняков и алевролитов. В низах свиты встречаются слабобитуминозные прослои аргиллитов, линзы глинистого сидерита. Породы свиты содержат комплексы фораминифер готеривского возраста. Общие толщины улансынской свиты 45–90 м. Увеличение толщин наблюдается в северо-восточном направлении.

В скв. 14551 Березовского ЛУ 55 керна из глинистых пород улансынской свиты не отобрано. Часть разреза, охарактеризованная керном, представлена алевролитами крупно- и мелкозернистыми, сильноглинистыми, с прослоями известняков темно-серых, глинистых, алевритистых.

По результатам литолого-петрофизических исследований выявлены алевролиты мелкозернистые, пелитовые, со следами взмучивания осадка. Содержание песчаной фракции составляет 3,5 %, алевритовой — 54,2 %, пелитовой — 42,3 %. Медианный диаметр зерен — 12,9 мкм. Сортировка средняя (So = 3,7), суммарная карбонатность равна 3,1 %. По результатам рентгеноструктурного анализа пелитовой фракции содержание каолинита составляет 41 %, хлорита — 16 %, гидрослюды — 39 %, смешаннослойных — 4 %.

По минералогическому составу содержание обломочной части составляет 57,5–65 %, цемента от 35 до 42,5 %.

Структура пелито-алевритовая. Текстура от микрослоистой, за счет агрегатной поляризации гидрослюды, слабо нарушенной взмучиванием, до беспорядочной с микроскопически не наблюдаемой ориентировкой в расположении составных частей породы.

Цемент базальный, иногда до порового. Представлен тонкой агрегатной смесью глинистых минералов и сидеритом (до 5 %). Полые поры или пустотки не наблюдаются. Есть редкие прерывистые микротрещины, возможно техногенного происхождения.

Акцессорные минералы: циркон, турмалин, апатит, гранат, магнетит, хромшпинелид, рутил. Аутигенные минералы: титанистые, пирит, лейкоксен.

Известняки темно-серые, глинистые, с примесью алевритового материала. По минералогическому составу порода состоит из карбонатов 70–75 %, глинистого материала 15–20 % и терригенных обломков около 10 %.

Структура микрозернистая. Текстура беспорядочная, микроскопически не наблюдается какая-либо ориентировка в расположении составных частей породы.

Карбонаты наблюдаются в виде микрозернистого агрегата, представлены кальцитом, доломитом, сидеритом, в неясном количественном соотношении, но с явным преобладанием кальцита.

По данным гранулометрического анализа известняков содержание песчаной фракции составляет 0,9 %, алевритовой — 15,4 %, пелитовой — 21 %. По результатам рентгеноструктурного анализа пелитовой фракции содержание каолинита составляет 34 %, хлорита — 20 %, гидрослюды — 42 %, смешаннослойных — 4 %.

Акцессорные минералы: встречаются единичные зерна глауконита размером до 0,06 мм. Аутигенные: пирит составляет около 5 % от площади шлифа, образует кристаллические агрегаты неправильной, часто удлиненной формы размером 0,4 мм, встречается марказит в виде единичных скоплений сферолитов диаметром до 0,1 мм.

Известняки характеризуются пористостью 5,7 %, объемной плотностью 2,61 г/см^3, суммарной карбонатностью 59,6 %. Полые поры или пустотки не наблюдаются.

Глинистые отложения улансынской свиты являются покрышкой песчано-алевритовых отложений харосоимской свиты.

Таким образом, в результате проведенного комплекса литолого-петрографических и емкостно-фильтрационных исследований в юго-западной части выявлены высокоемкие коллекторы 3-го, 2-го и возможно даже 1-го класса. Разрез харосоимской свиты на этих площадях почти полностью опесчанен, а породы-коллекторы характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами (по А. А. Ханину). Породы-коллекторы представлены песчаниками светло-серыми от мелкозернистых до среднезернистых слабосцементированных. Пористость открытая изменяется от 25 до 37 %, проницаемость от 617,5 до 832×10^{-3} мкм^2. В северо-восточных районах выделяются коллекторы 4-го, 5-го и 6-го классов. Породы представлены главным образом алевролитами мелко- и крупнозернистыми с прослоями песчаников и глин, с маломощными прослоями карбонатных пород, характеризуются неоднородным строением разреза. Пористость открытая изменяется от 5,8 до 25 %, проницаемость от 0,01 до 16,07×10^{-3} мкм^2. По диаграмме Шепарда породы изученной части пласта соответствуют песчаным алевролитам и алевролитам. По минералогическому составу обломочной части отложения характеризуются как полевошпато-кварцевые граувакки (диаграмма Шутова). Далее на восток эти отложения переходят в существенно битуминозные и слабобитуминозные глинистые породы верхней части тутлеймской свиты [6, 7].

Залежей углеводородов в отложениях харосоимского резервуара к настоящему времени не установлено, но выявлены непромышленные притоки газа и признаки газоносности, что позволяет рассматривать данный резервуар как потенциально перспективный. Нефтеносность неокомских образований подтверждена в Карабашском НГР Приуральской НГО.

Список литературы

1. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоностность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». – Екатеринбург, 2007. – 191 с.

2. Атлас литолого-палеогеографических карт юры и мела Западно-Сибирской равнины.

3. Оценка перспектив нефтегазоносности и прогноз ловушек нефти в клиноформных отложениях неокома на северной площади / отв. исп. Вингалов В. М., Мухер А. Г. – Тюмень, 2011.

4. Гутник О. С., Савенко В. А. Границы распространения отложений харасоимской свиты и про-

гноз развития в ее пределах ловушек углеводородов // Тезисы докладов международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов», г. Казань, 2009 г.

5. Детальные палеогеоморфологические и литолого-фациальные исследования юрских отложений и оценка перспектив нефтегазоносности Хангокуртско-Тугровской площади / отв. исп. Мухер А. Г. – Тюмень, 2006. – 254 с.

6. Перспективы нефтегазоносности неокомских клиноформ в Приуральской части Западной Сибири / Гутник О. С., Залевский О. А., Заграновская Д. Е., Савенко В. А. // Пути реализации нефтегазоносного потенциала ХМАО-Югры (XI международная научно-практическая конференция). – Ханты-Мансийск, 2008.

7. Заграновская А. Е., Савенко В. А., Пасечникова С. П. // Перспективы неокомских отложений в Урайском регионе // Научно-техническая работа. – Урай, 2005. – 32 с.

Сведения об авторах

***Пахомова Елена Александровна**, старший научный сотрудник лаборатории региональных исследований, научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, тел. 8(3452)621867, e-mail: gerasimovaaa@mail.ru*

***Трущенков Никита Станиславович**, инженер ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: lex-50@mail.ru*

***Pakhomova E. A.**, senior researcher at the laboratory of regional studies at Research and Analytical Center for Rational Land Use named after Shpilman, phone: 8(3452)621867, gerasimovaaa@mail.ru*

***Truschenkov N. S.**, engineer of LLC «LUKOIL-Engineering», KogalymNIPIneft Tyumen Branch, e-mail: lex-50@mail.ru*

УДК 553.98 (571.12)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕНОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

PERSPECTIVES OF OIL AND GAS CONTENT OF SENONIAN SEDIMENTS IN THE FIELD MEDVEZHIE

А. С. Пережогин

A. S. Perezhogin

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***нефтегазоносный комплекс, сенон, Медвежье месторождение, сейсморазведка 3D, трещиноватость, фильтрационно-емкостные свойства***

Key words: ***oil and gas bearing complex, Senonian, Medvezhie field, 3D seismic exploration, fracturing, capacity and filtration properties***

Сенонские отложения (сенон — надъярус верхнего мела, объединяющий коньякский, сантонский и кампанский ярусы), приуроченные к нижней подсвите березовской свиты, являются перспективным нефтегазоносным объектом на обширных территориях северной части Западной Сибири. Уже на первых этапах изучения нефтегазоносности этих районов при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на нижележащие отложения наблюдались многочисленные газопроявления в интервале сенона.

Газопроявления наблюдались при бурении скв 152. Ванъеганского месторождения, скв. 101 Пурпейской, 457 Ярейской. При опробовании отложений нижней подсвиты березовской свиты в скв. 431 Комсомольской и 1С Вынгаяхинской площадей через две колонны в первом случае был получен приток газа дебитом 4,5 тыс. $м^3$/сут. через штуцер (6 мм), во втором — зафиксирован газовый факел длиной 3–5 м.

На Ямсовейском месторождении суммарные газопоказания по газовому каротажу в отложениях нижнеберезовской подсвиты по скважинам эксплуатационного фонда зафиксированы в пределах от 0,04 до 45 % в сводовой части. Максимальные показания зафиксированы по скважинам 10 куста в центральной части поднятия. Значения, превышающие 7 %, были отмечены при бурении скважин 144, 171л, 212

и 292. Еще по четырем скважинам отмечались 5-процентные газопоказания. На Комсомольском месторождении в описываемых отложениях также установлены повышенные газопоказания, превышающие аналогичные показатели в интервале залегания сеноманской газовой залежи.

Наблюдались многочисленные газопроявления (от снижения плотности бурового раствора до его разгазирования и выбросов), связанные с отложениями нижней подсвиты березовской свиты, при эксплуатационном разбуривании и на Медвежьем месторождении, что было описано С. В. Стригоцким и В. В. Масленниковым [1]. Для предотвращения газопроявлений при вскрытии описываемых отложений плотность бурового раствора увеличивалась до 1,26 г/см^3, однако желаемый результат, как правило, не достигался [2], что свидетельствует о наличии аномально высоких пластовых давлений, связанных с линзовидными резервуарами нижней подсвиты березовской свиты.

Основные перспективы сенонских отложений связаны, прежде всего, с глинисто-кремнистыми породами (опоками, глинистыми опоками, опоковидными глинами), относящимися к нижней подсвите березовской свиты и распространенными в западной части бассейна. Промышленных притоков газа из сенонских отложений этого типа не установлено. По имеющимся ограниченным данным предполагается, что продуктивность отложений нижнеберезовской подсвиты связана с коллекторами порово-трещинного типа.

Сенон следует рассматривать в качестве возвратного объекта разработки на месторождениях с выработанными запасами сеноманского газа. К ним можно отнести в первую очередь Медвежье месторождение с площадью газоносности сенона, намного превышающей сеноманскую, а также Ямсовейское, Комсомольское, Ямбургское, Губкинское и другие.

Породы-коллекторы сенонских отложений в сравнении с сеноманом имеют более низкие коллекторские свойства и меньшие эффективные толщины. По результатам исследования керна скв. 1С Медвежьего месторождения пористость изучаемого интервала колеблется от 30 до 35 %, а проницаемость изменяется в широком интервале от 0,15 до 8,2 мД. Объемная плотность пород изменяется от 1,6 до 1,8 г/см^3.

По составу пород в пределах Медвежьего мегавала интервал нижнеберезовской подсвиты представлен глинами с прослоями песчаников и тонкозернистыми породами, обогащенными кремнистым органогенно-хемогенным материалом (опоками, глинистыми опоками и опоковидными глинами).

По данным сейсморазведки МОГТ (метод общей глубинной точки) 3D на седиментационных срезах в интервале сенона наблюдается характерная картина, напоминающая в плане поверхность «такыра». Такой сейсмический облик может формироваться за счет дегидратации гелеобразного осадка опок в процессе диагенеза и уплотнения. В дальнейшем в процессе «усыхания» осадка в нем образуется дополнительная пустотность, порода сегментируется на равносторонние многогранники чаще всего гексагональной формы, разделенные системой септарных трещин [3]. Подобная волновая картина подтверждает порово-трещинный тип коллектора нижнеберезовской подсвиты.

Хотелось бы отметить, что такое наблюдается не только на обширных территориях Западной Сибири, закрытых сейсморазведкой МОГТ 3D (Ямало-Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ и юг Тюменской области), но и в районе Северного моря и многих других осадочных бассейнов. Например, в бассейне нижнего Конго А. Ге и другими были описаны системы полигональных взбросов или борозд, трактуемых как структуры уплотнения осадков [4], в отложениях от позднего миоцена до современных. Указанные авторы считают, что полигональные в плане сбросы, охватывающие верхний интервал разреза мощностью 700 м, являются высокопроницаемыми путями миграции глубокозале-

гающих УВ флюидов. «Оспины», которые представляют собой следы утечки нефти, газа или пластовой воды на морском дне, закономерно располагаются в местах сочленения трех соседних гексагональных ячеек. В свою очередь, над отдельными гранями гексагональных ячеек на поверхности морского дна проявляются своеобразные борозды (рис. 1). Таким образом, в пределах этих разрывных зон идут активные флюидодинамические процессы.

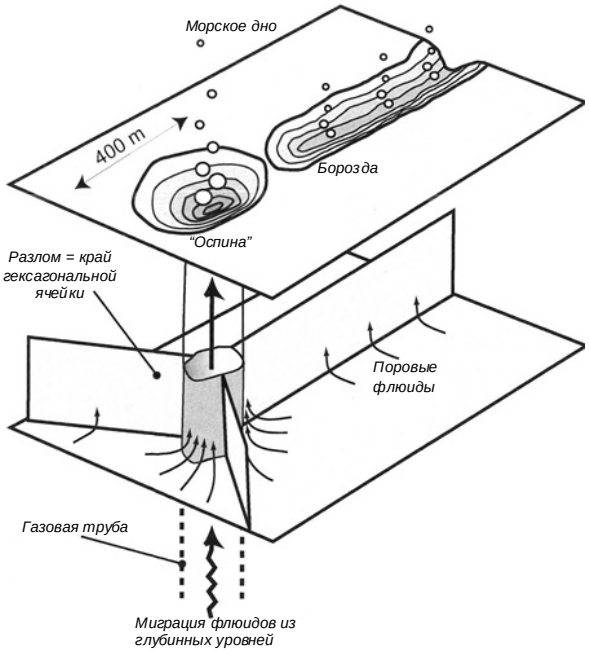


Рис. 1. ***Принципиальная схема миграции флюидов в пределах разрывных зон (по материалам А. Ге и др.)***

Подобные процессы могли происходить и в пределах Медвежьего месторождения, но еще более интенсивно. Флюиды глубоких горизонтов под огромными давлениями по ослабленным зонам и разломам устремлялись к вышележащим горизонтам и заполняли поровое пространство сенонских линзовидных резервуаров. Этот процесс сопровождался образованием дополнительной трещиноватости, так называемых следов «естественного флюидоразрыва пород».

В целом, описанное геологическое явление типично для глинистых и глинисто-кремнистых толщ, залегающих в верхних частях разрезов осадочных бассейнов. Характерные черты их морфологии указывают как на диагенетическое их происхождение, так и на связь с флюидодинамическими процессами, также являющимися конституционной чертой осадочных бассейнов.

Большая часть пород в интервале сенона имеет низкую проницаемость скелета, и для добычи газа с промышленно-рентабельными дебитами требуется наличие естественной трещиноватости пород и проведение многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) для образования вторичных техногенных трещин и увеличения зоны дренирования.

Невысокая открытая пористость и низкая проницаемость обусловили незначительную величину притоков газа из интервала нижней подсвиты березовской свиты. Однако для пород, содержащих значительную примесь кремнистого материала, характерно наличие естественной трещиноватости, что подтверждается данными анализа керна и микроскопическими исследованиями по скв. 1С Медвежьего месторождения, где в шлифах наблюдаются многочисленные разноориентированные, пересекающиеся, полые или заполненные буровым раствором микротрещины.

В настоящее время на Медвежьем месторождении испытано 5 скважин на сенонские отложения. По результатам испытания скважины 1С, пробуренной на сенонские отложения, получен приток газа дебитом 16,2 тыс. $м^3$/сут на штуцере диаметром 12 мм из интервала 930–994 м. В скв. 2С из интервала 985–1 019 м получен приток газа дебитом 13,1 тыс. $м^3$/с. В скважинах 153 и 61 получен слабый приток газа. В скв. 800 получено 0,732 $м^3$/сут газа из интервала 991–935 м. Причины таких низких дебитов кроются в невысоких значениях фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов.

Однако в мировой практике разработка подобных сложных коллекторов не является чем-то необычным. Сланцевый газ в США начали добывать в промышленных масштабах еще в начале 2000-х. Но сланцы по своим коллекторским свойствам значительно уступают сенонским коллекторам. Пористость пород-коллекторов сланцевой формации Барнет в Техасе колеблется от 4 до 9 %, проницаемость от 10^{-7} до 10^{-3} мД. Пористость пород сланцевой формации Гейнсвилл изменяется от 3 до 6 %, формации Игл Форд от 0 до 5 % [5], что значительно ниже ФЕС сенонских пород-коллекторов на Медвежьем месторождении.

Таким образом, при соблюдении необходимых технологических стандартов можно ожидать значительно больших дебитов из интервала сенона, по сравнению с дебитами, получаемыми при разработке сланцевых формаций.

Медвежье месторождение является уникальным с точки зрения изучения строения коллекторов нижнеберезовской подсвиты и их дальнейшей промышленной эксплуатации.

Во-первых, рассматриваемый комплекс наиболее конъюнктурен именно здесь, так как первое из введенных в разработку уникальных газовых месторождений — Медвежье — уже давно находится в состоянии падающей добычи и близко к полной отработке (пластовое давление упало ниже 4 мПа). Развитая инфраструктура позволит избежать дополнительных затрат на обустройство месторождения и транспортировку сенонского газа. Поэтому выявление возможности получения устойчивых промышленных дебитов газа из глинисто-кремнистых пород нижней подсвиты березовской свиты является весьма актуальной задачей на сегодняшний день.

Во-вторых, именно на территории Медвежьего месторождения по данным сейсморазведки МОГТ 3D на седиментационных срезах сейсмического куба амплитуд в интервале нижней подсвиты березовской свиты наблюдается наиболее интересная мегатрещиноватость, представляющая собой в плане систему связанных между собой полигональных разрывов (рис. 2), ширина которых на отдельных участках площади может достигать 200 м. Прослеживается генеральное направление развития трещин: с ЮЮВ на ССЗ, параллельно оси антиклинальной складки. Проведенный в скв. 2С микросейсмический мониторинг развития трещин ГРП показал, что основные трещины ГРП распространяются именно в этих направлениях.

Разрывные зоны образуют практически правильные гексагоны, расстояние между противоположными вершинами которых варьирует от нескольких сотен метров до первых километров. Отдельные полигональные разрывы соединяются со сдвиговыми дислокациями, расположенными в приосевой части Медвежьего мегавала и вытянутыми в меридиональном направлении.

Трещины распределены по площади неравномерно: большая их часть приурочена к разломам на восточном крыле Медвежьего мегавала. По мере увеличения расстояния от разломов размеры и густота распространения трещин сокращаются. На отдельных участках прослеживаемость трещин заметно ухудшается, что может быть связано с неоднородностью верхней части разреза.

Для получения подобной картины потребовалось применение методики полуавтоматического прослеживания горизонта по каждой линии и трассе в пределах

площади с последующей ручной корректировкой полученных результатов в наиболее проблемных зонах.

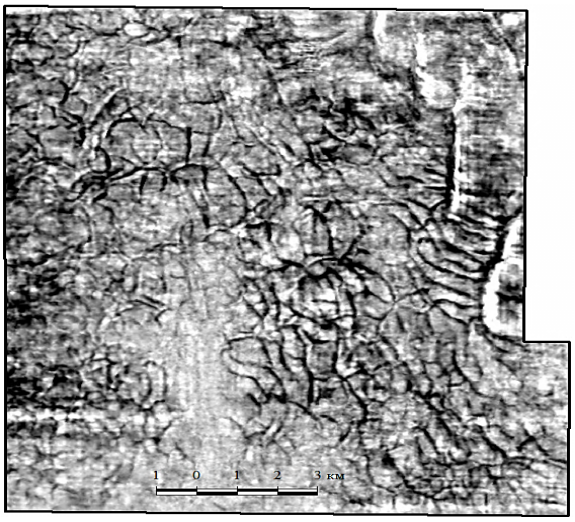


Рис. 2. ***Седиментационный срез в интервале горизонта C_3 (сенон)***

На временном сейсмическом разрезе в направлении с запада на восток видны локальные аномалии сейсмической записи, характерные для интервала сенона-сеномана (рис. 3). Они проявляются в виде пиков различной величины отрицательных и положительных. Причем места расположения этих пиков совпадают с трещинами, выявленными на седиментационных срезах. По нашему мнению, эти аномалии являются следствием неотектонических процессов. Этими низкоамплитудными разрывными нарушениями пронизан не только интервал сенона, но и выше- и нижележащие отложения, включая сеноманские.

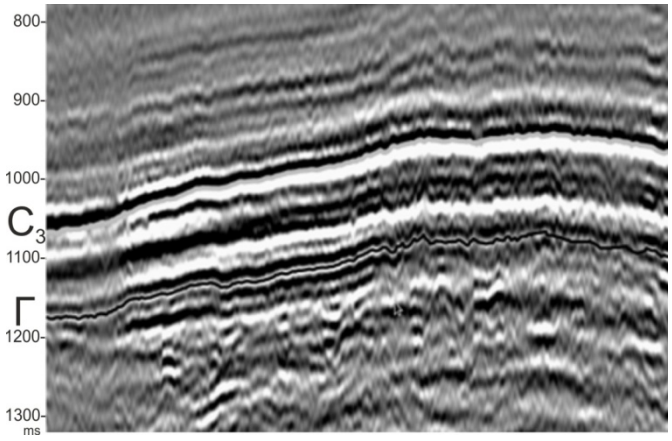


Рис. 3. ***Фрагмент временного сейсмического разреза в интервале отражающих горизонтов C_3 (сенон) и Г (сеноман)***

Как уже говорилось выше, характерная для глинисто-кремнистых пород мегатекстура, напоминающая поверхность «такыра», формируется при дегидратации кремнистых пород в процессе диагенеза. Затем на неотектоническом этапе в связи

с воздыманием территории и ростом структуры происходило дальнейшее растрескивание породы по ослабленным зонам, образовавшимся в результате дегидратации глинисто-кремнистого осадка. Этот процесс привел к образованию характерной для сенонских отложений Медвежьего месторождения мегатрещиноватости и полигональных разрывных зон, наблюдаемых на седиментационных срезах.

Основной особенностью сенонских коллекторов является высокая пористость (до 40 %) и низкая проницаемость (не более 80 мД), в связи с чем перспективность сенонских отложений во многом связана с наличием порово-трещинных коллекторов, способных отдавать пластовые флюиды. А так как разработка сенонского нефтегазоносного комплекса без проведения ГРП сопряжена со значительными трудностями, то наличие естественных природных макро- и микротрещин будет являться фактором, способным значительно облегчить разработку и увеличить дебиты сенонского газа.

Таким образом, наиболее перспективными зонами для размещения скважин являются узловые пересечения разнонаправленных трещин. Не случайно ряд авторов считают эти зоны высокопроницаемыми путями миграции глубокозалегающих флюидов.

На основе анализа данных по сеноманским залежам Ямбургского и Западно-Таркосалинского месторождений О. В. Бакуеву и С. Н. Беспаловой удалось установить прямую зависимость добывных возможностей коллекторов от расстояния до разрывных нарушений [6]. Это явление связано с тем, что вблизи разрывных нарушений происходит возрастание дополнительной проницаемости, связанной с трещинной частью коллектора. Для нижней подсвиты березовской свиты в связи с ее изначально низкими фильтрационно-емкостными свойствами эта зависимость должна проявляться еще более ярко.

На участках, где имеются повышенные газонасыщенные толщины, а коллекторские свойства опок выше, происходит падение скоростей распространения упругих колебаний, что наблюдается на детальных картах временных толщин между отражающим горизонтом (ОГ) Г и ОГ C_3(рис. 4).

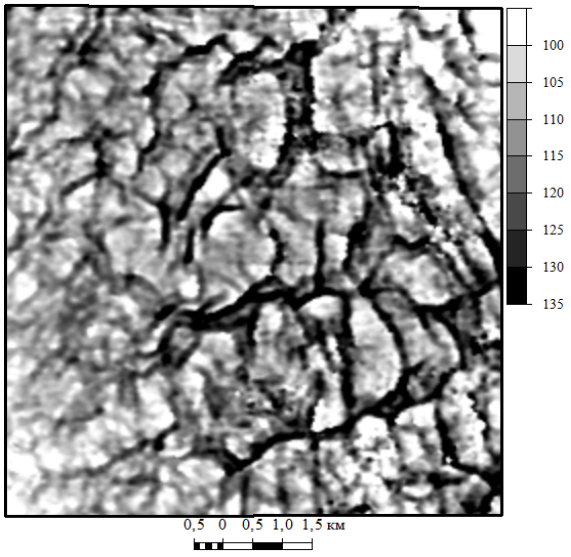


Рис. 4. ***Детальная карта временных толщин между ОГ C_3 и Г***

На рисунке в темной цветовой гамме представлены повышенные значения временных толщин. Как нетрудно убедиться, они совпадают с проявлениями мегатрещиноватости, выявленной по седиментационным срезам в интервале ОГ C_3. Это является признаком того, что данные трещины могут являться зонами повышенных газонасыщенных толщин. Более того, на детальных картах временных толщин

между ОГ C_2 (кровля березовской свиты) и ОГ C_3(кровля нижней подсвиты березовской свиты) наблюдается прямо противоположная ситуация: временные толщины в трещинных зонах минимальны, а следовательно выше кровли сенона они являются непроводящими.

Проанализировав имеющиеся данные, можно прийти к следующим выводам:

- отложения сенона являются перспективным поисковым объектом на обширных территориях северной части Западной Сибири;
- на Медвежьем месторождении в пределах выделяемых разрывных зон ожидается распространение коллекторов сенона с повышенными ФЕС и наличием трещинной проницаемости;
- эксплуатационные скважины для получения максимальных дебитов следует размещать в зонах пересечения соседних разнонаправленных трещин.

Список литературы

1. Стригоцкий С. В., Масленников В. В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении // Бурение газовых и газоконденсатных скважин: Сб. ВНИИЭгазпрома. – М., 1974. – Вып. 4. – С. 8-12.
2. Кулахметов Н. Х., Мишульский М. И. Часельская свита (верхний коньяк-кампан)// Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1977 – Вып. 121.
3. Бакуев О. В. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов // Вестник недропользователя ХМАО. – Ханты-Мансийск: СУР ХМАО. – 2002. – № 11 – С. 30-37.
4. Polygonal faults-furrows system related to early stages of compaction – upper Miocene to recent sediments of the Lower Congo Basin / Gay A., Lopez M., Cochonat P., Sermondadaz G //Basin Research – 2004.–Vol. 16, № 7. – P. 101-116.
5. Sone H. Mechanical properties of shale gas reservoir rocks and its relation to the in-situ stress variation observed in shale reservoirs: a dissertation submitted to the committee on graduate studies of Stanford university in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy. Stanforduniversity. March 2012
6. Бакуев О. В., Беспалова С. Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1995. − № 7. − С.16-21.

Сведения об авторе

Пережогин Александр Сергеевич, *аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89224850924, e-mail: hedinsiy@gmail.com*

Perezhogin A. S. *postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, phone: 892224850924, e-mail:hedinsiy@gmail.com*

УДК 553.98

ЦЕОЛИТЫ НИЖНЕМЕЛОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕССОЯХСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

ZEOLITIES OF LOWER CRETACEOUS RESERVOIR MESSOYAKHA GROUP FIELDS (WESTERN SIBERIA)

А. В. Поднебесных, Е. А. Жуковская, В. П. Овчинников

A. V. Podnebesnykh, E. A. Zhukovskaya, V. P. Ovchinnikov

ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***цеолиты, ломонтит, тип коллектора, петрофизический анализ,***

Key words: ***zeolites, laumontite, reservoir type, petrophysical analysis, formation electric resistivity***

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля разработки углеводородов (УВ) является выявление и описание всех геологических процессов, оказывающих влияние на качество и количество запасов углеводородов. Эти процессы могут стать факторами как со знаком «плюс», так и со знаком «минус». Одним из отрицательных факторов может вы-

ступать процесс цеолитизации. Этот процесс способен оказывать прямое влияние на динамику выработки остаточных запасов нефти и газа, выбор различных вариантов размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, прогноз добычи углеводородного сырья, планирование геолого-технологических мероприятий по повышению уровня добычи, определение наиболее рациональных вариантов разработки продуктивных горизонтов.

Следует отметить, что выявление такого процесса, как цеолитизация, зависит от большого количества факторов, но главным из них является качество и количество отобранного кернового материала. Особенности процесса цеолитизации рассмотрены на примере Восточно-Мессояхского месторождения.

Опробование продуктивных пластов $БУ_{12\text{-}13}$ Восточно-Мессояхского месторождения, относящихся к суходудинской свите, показало, что процесс цеолитизации оказывает прямое воздействие на прогнозирование типа флюида и диктует необходимость прогноза таких зон с максимальной достоверностью для снижения геологических неопределенностей и выработки обоснованной стратегии разработки и управления резервуаром.

В современной геологической литературе достаточно широко описаны процессы формирования цеолитов. Считается, что они приурочены к тектонически активным зонам в океанах, где, в соответствии с конвекционной моделью Е. Бонатти — И. Тота, происходит проникновение морской воды в разогретые породы базальтового ряда элементов в процессе ионно-обменных реакций флюидных растворов с породой [1, 2]. Цеолитизация, являясь вторичным процессом изменения осадочных терригенных горных пород, может быть распределена неравномерно как по вертикали, так и по латерали пласта.

Известно, что система «вода — порода» является равновесно-неравновесной, то есть она неравновесна преимущественно к первичным минералам, образовавшимся на стадии формирования породы, но почти всегда равновесна с вторичными минералами, образованными на стадии постседиментационного преобразования осадочной породы. Система «вода — порода» в своем развитии проходит несколько этапов, на каждом из которых формируется свой набор характерных вторичных минералов [3]. На формирование цеолитов определенное влияние оказывают и эпигенетические (наложенные) изменения продуктивных пластов. Эти изменения заключаются в формировании вторичных гидротермальных ассоциаций и сопровождаются дегидратацией ряда породообразующих минералов с возможным разуплотнением пород. В некоторых случаях авторы [4, 5] описывают появление вдоль разломов и крупных трещин обрамления, сложенного переработанными минеральными ассоциациями с проницаемостью до десяти миллидарси. А. Д. Коробов и др. [1] установили пространственную разобщенность проявления цеолитизации и карбонизации при разгрузке гидротермальных растворов. Ближе к зоне разломов развит цеолит, на удалении с падением парциального давления углекислого газа — кальцит. Такие преобразования являются относительно высокотемпературными, протекают при температуре раствора около 300 ^{0}C и в древних осадочных толщах прослеживаются на больших глубинах, будучи приуроченными к триасовым вулканогенно-осадочным отложениям прогибов и рифтовых зон (например, Колтогоро-Уренгойский грабен-рифт) [6]. В результате исследования керна ряда скважин Восточно-Мессояхского месторождения был выявлен нетипичный для осадочных терригенных отложений Западной Сибири цемент. В нижнемеловом интервале здесь наряду с традиционными минералами — каолинитом, гидрослюдой, хлоритом, кальцитом — в его составе отмечаются цеолиты (рис. 1). Породы с таким цементом по своим петрофизическим свойствам существенно отличаются от таковых с глинистым или карбонатным типом цемента.

По вещественному составу изучаемые породы относятся к собственно аркозам — характерно преобладание полевых шпатов над кварцем и относительно малое содержание обломков горных пород.

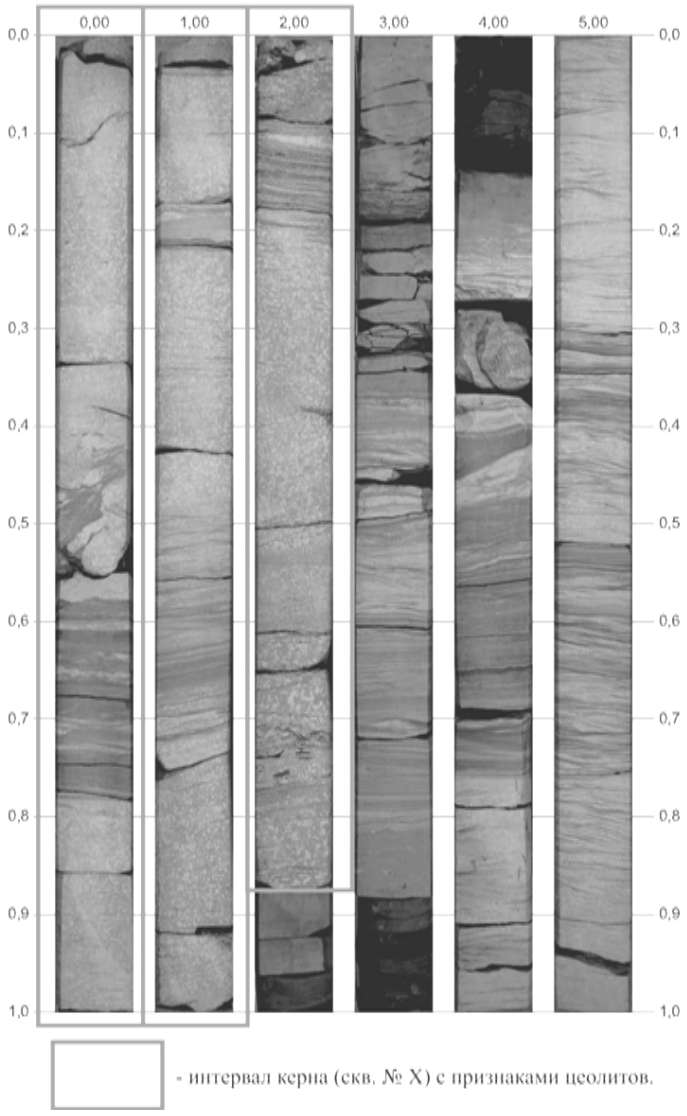


Рис. 1. ***Фотография распиленного керна с признаками цеолитизации, Восточно-Мессояхское месторождение***

Стадиальный анализ аутигенного минералообразования показал, что одними из первых образовались регенерационный кварц и каолинит, более поздней по времени образования можно считать гидрослюду, однако структурные взаимоотношения между ними окончательно не ясны.

Затем происходило формирование хлорита (нередко крустификационного), который часто окаймляет обломки кварца. Далее кристаллизовались цеолиты, заполняющие пространство между зернами с уже существующими пленками хлорита. Самым поздним минералом является кальцит, образующий поровый и иногда базальный тип цементации. Цеолиты и кальцит генетически связаны, так как оба минерала образуются в щелочных условиях среды, но кальцит имеет более широкие физико-химические пределы минералообразования. В отличие от многих природных цеолитов ломонтит проявляется почти исключительно в виде кальциевой

разновидности (леонгадит) Ca4(H2O)n[Al8Si16O48]. Впервые он был описан Ферсманом в 1909 г. [7].

Ломонтит образует агрегаты из призматических кристаллов с совершенной спайностью и хорошо выраженной ступенчатой отдельностью кристаллических агрегатов. Цеолит выполняет роль порового и пойкилитового цемента в песчанике средне-мелкозернистом алевритовом (рис. 2).

Рис. 2. ***Песчаник средне-мелкозернистый, полимиктовый, однородный, с глинистым и цеолитовым цементом.*** *Фотоснимок в поляризованном свете. Восточно-Мессояхское месторождение. Пласт* $БУ_{13}^{1}$

Предварительно можно сделать вывод, что перечисленные вторичные минералы выстраиваются в следующий ряд: регенерационный кварц — каолинит (и гидрослюда) — хлорит — цеолиты — кальцит. Каолинит образуется в кислой среде, хлорит — в нейтральной или слабо щелочной, цеолит и кальцит — в щелочной. Из этого следует, что химизм водной среды в процессе диа- и катагенеза изменялся от кислотной к щелочной. Довольно резкая смена химизма может быть связана с высокой скоростью прохождения гидротермальных растворов по высокопроницаемым зонам, претерпевшим сильное тектоническое воздействие.

Наличие только одного типа цеолитов рядом авторов объясняется преобразованием всех минеральных видов цеолитов в ломонтит под воздействием температуры, давления, pH, химизма среды и др. [4, 8].

Для Восточно-Мессояхского месторождения установлена связь кристаллизации цеолитов с гранулометрическим составом и пористостью песчано-алевритовых пород. В песчаниках средне-мелкозернистых содержание цеолитов достигает 13 % от площади шлифа, при этом количество пор составляет до 17 %. С уменьшением размера обломочных зерен уменьшается количество пор и цеолитов.

Для одного из нефтяных месторождений Уренгойского свода (А) зависимость пористости от состава обломочной части отсутствует (рис. 3). Пористость в породах с цеолитами не превышает 10 %, в безцеолитных разностях пористость возрастает до 14 %. Кристаллизация цеолитов также связана и с содержанием глинистых минералов (каолинита, гидрослюды). В песчаниках, где их содержится незначительное количество, количество цеолитов относительно большое, а в алевролитах с содержанием глинистых минералов до 10 % цеолиты отсутствуют. Цеолиты замещают более плотные полевые шпаты или глинистые (гидрослюдисто-каолинитовые) участки.

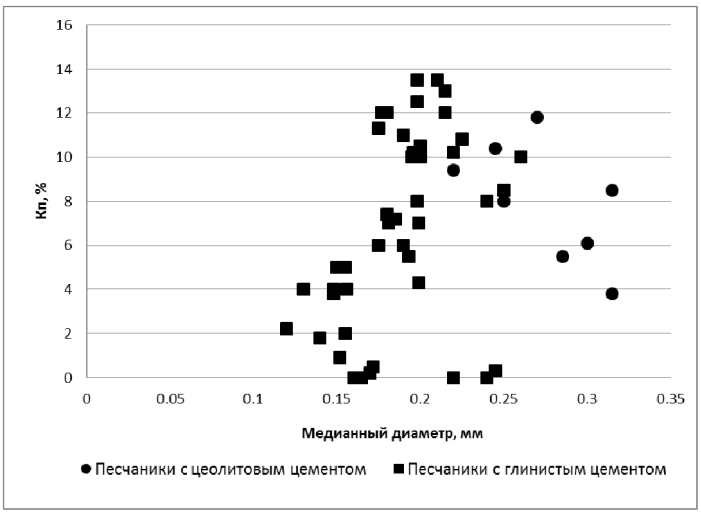


Рис. 3. ***Зависимость пористости от зернистости песчаных пород-коллекторов Восточно-Мессояхского месторождения, пласт БУ$_{12}$***

Результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) показали, что при насыщении цеолитизированных пород минерализованной водой полученные значения пористости по воде более высокие, чем по керосину. Чем выше содержание цеолитов, тем больше разность между пористостью (Кп) по воде и по керосину (рис. 4).

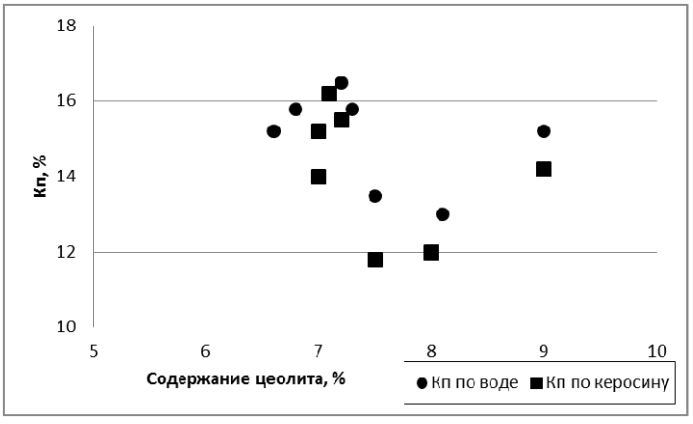


Рис. 4. ***Зависимость пористости от содержания цеолитов на Восточно-Мессояхском месторождении для пласта БУ$_{12}$.***

В ходе исследований установлено, что в целом участки развития цеолитизации характеризуются пониженным значением пористости в среднем на 2,5 % в сравнении с ниже- и вышезалегающими породами.

Петрофизическая типизация коллекторов проводилась на основании данных исследования керна, результатов испытаний пластов и геофизических исследований в скважинах. Выделение коллекторов в скважинах с ломонтитом осуществлялось по прямым качественным признакам: уменьшение диаметра скважины в интервалах коллекторов вследствие образования глинистых корок, превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда, наличие

радиального градиента сопротивления, фиксируемого по 3-слойным кривым БЭЗ, изменение во времени показаний методов сопротивлений [9].

Определение характера насыщения производилось по стандартным методикам с использованием данных по определению относительных фазовых проницаемостей на керне, в качестве критической водонасыщенности использовались данные при 95–98 % обводненности, рассчитанной по касательной к функции Леверетта (с учетом соотношения вязкостей флюидов для пластов БУ: 2.42 и 1.73 МПа*с).

Полученные уравнения критических водонасыщенностей были пересчитаны в критические сопротивления по стандартным уравнениям $Р_н = f(К_в)$, $Р_п = f(К_п)$. Однако зависимости Рп(Кп) и Рн(Кв) в термобарических условиях Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений некондиционны. Соответственно, критическое сопротивление, полученное по $Р_н = f(К_в)$ и $Р_п = f(К_п)$ в атмосферных условиях, занижено. В сложившейся ситуации более оправданно использовать линии раздела, проведенные по результатам испытаний.

Следует отметить, что погрешность определения УЭС пласта по изорезистивной методике составляет 20 %, то есть при УЭСп = 25 Омм с учетом погрешности УЭС пласта находится в диапазоне 20–30 Омм, то есть пропласток с такими свойствами может быть интерпретирован как продуктивный и как водонасыщенный. Кроме того, низкая минерализация пластовой воды пластов БУ (8–10 г/л) приводит к образованию больших зон проникновения D/d до 32, что также очень затрудняет оценку УЭС пластов. Все это приводит к необходимости привлечения дополнительной информации (геологической, ГТИ, результатов опробования и так далее) для оценки характера насыщения пластов БУ.

Известно [10], что цеолитсодержащие породы характеризуются гораздо большими значениями критических сопротивлений. Например, полученные в подсчете запасов Южно-Мессояхского месторождения [11] для пластов БУ критические сопротивления находятся в пределах 40–50 Омм. Поэтому для данных скважин были дополнительно получены интегральные распределения сопротивления (рис. 5), и дифференцированно применены значения ρкр = 27 Омм.

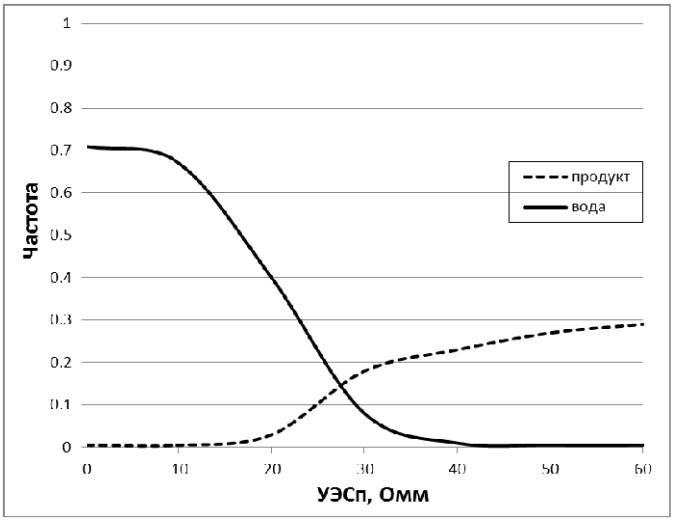


Рис. 5. ***Интегральное распределение критических сопротивлений для цеолитсодержащих пластов БУ на Восточно-Мессояхском месторождении***

Таким образом, в результате петрофизического анализа в петрофизическую модель продуктивных пластов были введены поправки на возможное содержание в них ломонтита.

Рассматривая процесс цеолитизации в региональном масштабе, можно отметить следующее: район цеолитизации пластов вытягивается узкой полосой 15–30 км с юга на север и главным образом приурочен к зонам региональных разломов, проходя через Хальмерпаютинское, Береговое, Пякяхинское, Южно-Мессояхское месторождения и, как сейчас установлено, через седловину между Мессояхским и Малохетским валами, то есть в непосредственной близости от Колтогоро-Уренгойского грабен-рифта [12]. Помимо этого процессы цеолитизации затронули отдельные районы на Восточно-Уренгойской и Заполярной площадях.

Таким образом, установлено, что цеолиты в терригенных породах представлены ломонтитом в виде пойкилитового или порового цемента в количестве до 13 %. Показано, что развитие цеолитизации связано с первичными факторами — формируются цеолиты в более крупнозернистых малоглинистых песчаниках, которые изначально были более пригодны для продвижения флюидов. Цеолитовый цемент пространственно разнесен с кальцитовым. Разность между пористостью (Кп) по воде и по керосину тем выше, чем больше содержание цеолита в песчанике.

Цеолитизация терригенных нижнемеловых коллекторов севера Западной Сибири носит региональный характер, и ее развитие закономерно приурочено к зонам региональных разломов и генетически привязано к районам с максимальной метасоматической проработкой вмещающих пород. Определение зон циолитизации методами ГИС довольно затруднительно, поэтому при выявлении таких интервалов по данным анализа кернового материала необходимо вводить поправки на возможное содержание в них ломонтита.

Список литературы

1. Коробов А. Д., Коробова Л. А., Ахлестина Е. Ф. Минеральные ассоциации продуктов гидротермального изменения — ключ к пониманию возникновения зон разуплотнения и фазовой зональности углеводородов (на примере Западной Сибири // Известия Саратовского университета. 2008. Т. 8. вып. 1. – С. 42-50.
2. Крокен Д. Подводные минеральные месторождения. – М.: Мир, 1982. – 390 с.
3. Шварцев С. Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 336 с.
4. Поспелов В. В., Шнип О. А. Цеолиты нефтесодержащих пород шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа, 1995. – № 7.– С. 38-43.
5. Поспелов В. В. Некоторые особенности разработки залежей нефти в цеолитсодержащих породах фундамент // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008. – № 3. – С.1-16.
6. Ван А. В., Предтеченская Е. А. Диагностика вулканокластического материала по продуктам его изменения // Диагностика вулканогенных продуктов в осадочных толщах: Материалы Российского совещания с международным участием. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2012. – С. 83-85.
7. Ферсман А. Е. Избранные труды, т. 1. – М.: Издательство АН СССР, 1952.
8. Брек Д. Цеолитовые молекулярные сита. – М.: Мир, 1976.
9. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В. И. – М-Тверь, 2003. – 257 с.
10. Беляков Е. О. Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов. Диссертация на соискание ученой степени к. г.-м. н., Тюмень, 1998.
11. Подсчет запасов газа и конденсата пластов группы БУ Южно-Мессояхского месторождения. Авт: Глебов А. Ф., Мусихин В. А., ООО «Лукойл-Западная Сибирь». – Москва, 2008. – 345 с.
12. Сахибгареев Р. С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л., 1989. – 243 с.

Сведения об авторах

Поднебесных Александр Владимирович, *к. г.-м. н., начальник отдела подсчета запасов УВ Управления геологии и разработки месторождений «Ямал» ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, тел. 8(3452)685670, e-mail: Podnebesnikh.AV@gazpromneft-ntc.ru*

Жуковская Елена Анатольевна, *к. г.-м. н., руководитель направления по концептуальной геологии терригенных коллекторов ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, тел. 8(812)3136924, e-mail: Zhukovskaya.EA@gazpromneft-ntc.ru*

Овчинников Василий Павлович, *д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206692, e-mail: burenie@rambler.ru*

Podnebesnykh A. V., *Candidate of Science in Geology and Mineralogy, head of the department for hydrocarbon reserves estimation, geology and development, LLC «Yamal» «Gazpromneft NTC», Tyumen, phone: 8(3452)685670*

Zhukovskaya E. A., *Candidate of Science in Geology and Mineralogy, head of the sector for conceptual geology of terrigenous reservoirs, LLC «Gazpromneft NTC», St.Petersburg, phone: 8(812)3136924*

Ovchinnikov V. P., *Doctor of Engineering, head of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone 8(3452)206692*

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН ФИЛЬТРАЦИИ В ПЛАСТЕ К ГОРИЗОНТАЛЬНОМУ СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

APPLICATION OF FLOWING TESTS TO DETERMINE THE ZONES OF FILTRATION IN THE FORMATION TOWARDS THE HORIZONTAL BOREHOLE

М. Л. Карнаухов, Д. И. Шустов, Т. А. Абрамов, Д. Э. Исламов
M. L. Karnaukhov, D. I. Shustov, T. A. Abramov, D. E. Islamov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***горизонтальные скважины, гидродинамические исследования (ГДИ), кривая снижения давления (КСД), соляно-кислотная обработка***
Key words: ***horizontal wells, well tests, drawdown analyzes, hydrochloric acid treatment of formation***

В последние десятилетия стали массово применять горизонтальные скважины (ГС) при разработке месторождений нефти и газа, при этом возникло много новых задач, которые по причине необычного механизма течения флюидов в пласте к ГС не могли возникнуть при работе вертикальных скважин. Для горизонтальных скважин главной задачей является определение характера движения жидкости в пласте к горизонтальному стволу.

Для определения характера притока жидкости в ствол скважины можно было бы с успехом применить известные методы термометрии и расходометрии. И на практике есть уже немало примеров спуска приборов с помощью колтюбинговых установок для замера расходометрией или термометрией зон поступления жидкости в ствол. Однако при этом возникают не только технические проблемы доставки приборов в горизонтальный ствол с последующим замером притока во времени и по длине ствола. Принятые технологии заканчивания скважин с перфорированными хвостовиками приводят к тому, что жидкость часто попадает в хвостовик, сначала двигаясь по затрубному пространству, так как хвостовики не цементируются. При этом сложно выявлять зоны притока термометрией и расходометрией.

В данной работе приводятся примеры оценки механизма движения жидкости к ГС на основе гидродинамических исследований. С помощью кривых восстановления давления (КВД), записываемых после отработки скважины, или кривых падения давления (КПД) — после остановки закачки, определяется в целом средняя проницаемость пласта в зоне дренирования скважины, средний скин-эффект и эффективная длина ствола.

Ниже приведем конкретный практический пример, показывающий, как вести обработку данных исследования нагнетательных ГС. На рис.1 показан график давления, записанный при испытании горизонтального ствола нагнетательной сква-

жины. Выполнено 6 режимов работы, первый — режим закачки с расходом $q_2 = -157$ м^3/сут, далее выполняется режим падения давления.

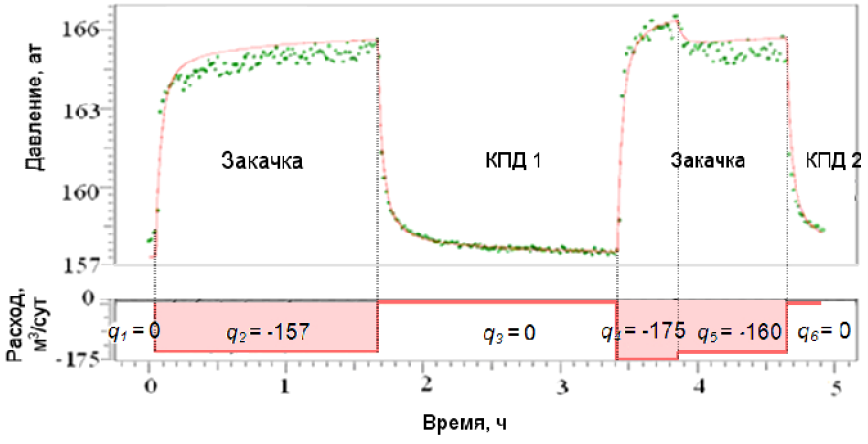


Рис. 1. ***График давлений при исследовании горизонтальных скважин (до интенсификации)***

Представления о работе горизонтальных стволов можно получить на основе КВД (или КПД) по данным логарифмических графиков производных давления. На рис. 2 приведены три производные КВД для различных режимов течения жидкости к стволам скважин. Все три КВД в начальной своей части имеют кривую в форме полусинусоиды, что является результатом влияния емкости ствола скважины.

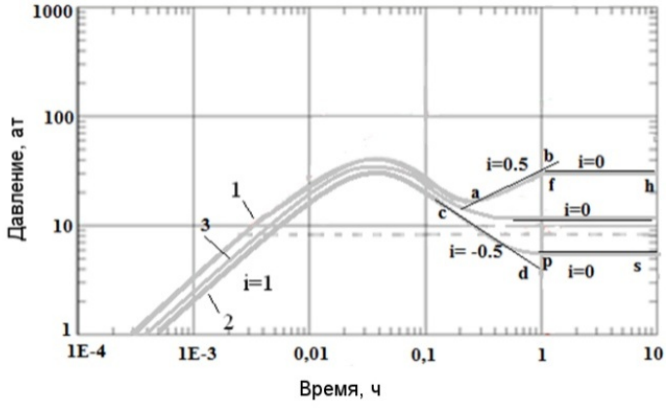


Рис. 2. ***Вид производной давления (КВД), записанной в горизонтальной скважине***

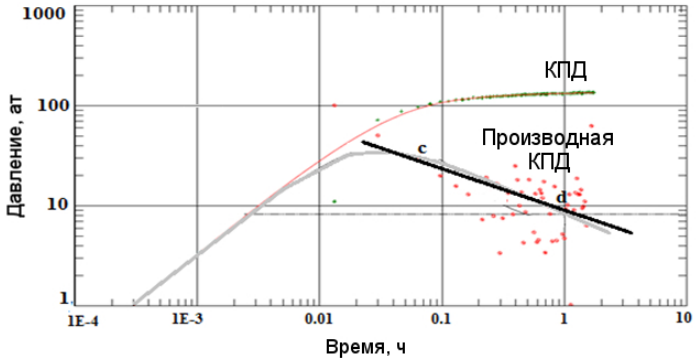
В нашем анализе рассматривается форма кривых по истечении одного часа замера:

1. Кривая под номером 1 имеет участок с наклоном $i = 0{,}5$ (a – b), который характеризует плоскопараллельное течение к стволу скважины (кривая под номером 1), в конце процесса формируется радиальное течение $–i = 0$ (участок f – h), оно отражается в виде горизонтальной прямой на диаграмме. Такая форма КВД (или КПД) свидетельствует о том, что течение жидкости к стволу скважины охватывает существенную его часть (или весь ствол), тогда длина участка a – b должна быть максимальной.

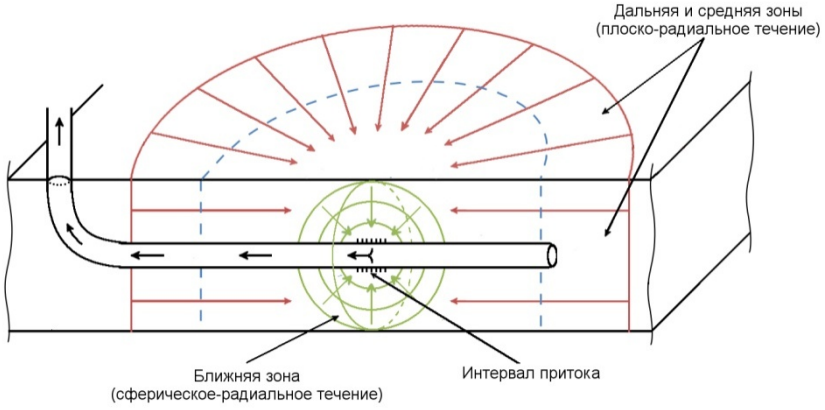
2. Кривая под номером 2 соответствует сферическому течению i = –0,5 (участок c – d), в конце замера КВД отражает радиальное течение (участок p – s). Такой вид КВД свидетельствует о том, что вскрыта только малая часть ствола, в результате чего и сформировался сферический режим течения, а конце процесса — радиальный.

3. Кривая под номером 3 соответствует классическому случаю вертикальной скважины с радиальным течением. Здесь нет отклонений конечного участка производной КВД от горизонтальной линии на всем интервале замера.

Наиболее информативна в нашем практическом примере КПД 1(см. рис. 1). На рис. 3 изображена КПД-1 и ее производная в лог-лог координатах.



а)



б)

Рис. 3. ***а) КПД и производная КПД в билогарифмических координатах; б) схема сферического потока к участку ГС***

На графике (рис. 3 а) выделяется прямолинейный наклонный участок с наклоном i = –0,5 , который свидетельствует о появлении тенденции сферического течения (участок c — d). На рис. 3 б показана схема возможного течения, то есть видно, что работает только очень узкий интервал скважины.

С целью подключения в работу всего ствола скважины была проведена кислотная обработка. Способ обработки нефтяного пласта, вскрытого скважиной с горизонтальным стволом, осуществляется спуском колтюбинговой колонны. Закачку кислоты в пласт осуществляют при равномерном перемещении колонны труб по оси ствола в обрабатываемом интервале продуктивного пласта, а потоку кислоты при выходе из трубы придают вращательное движение. Расходы жидко-

сти при закачке кислоты и давление в скважине при обработке и испытании изображены на рис. 4.

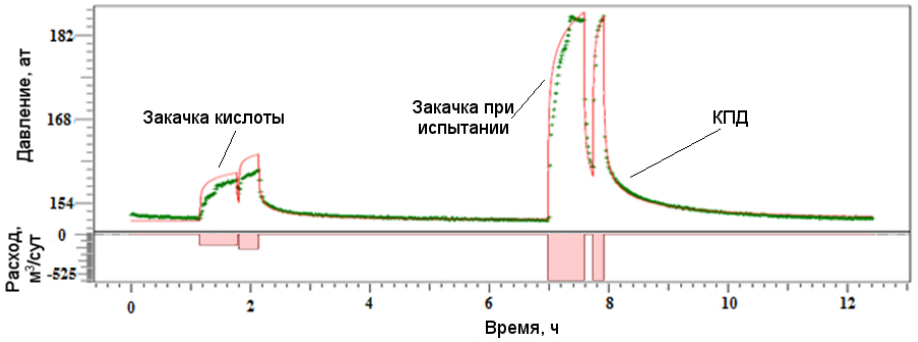
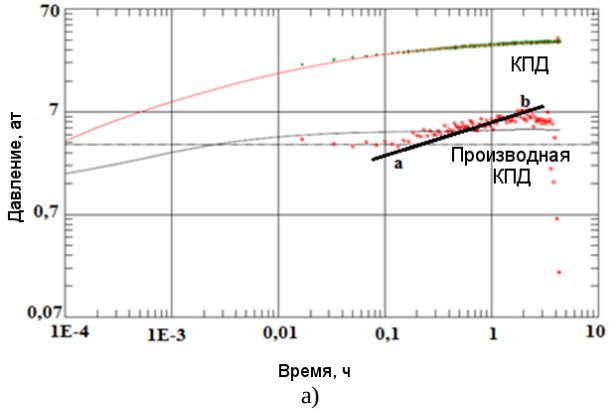
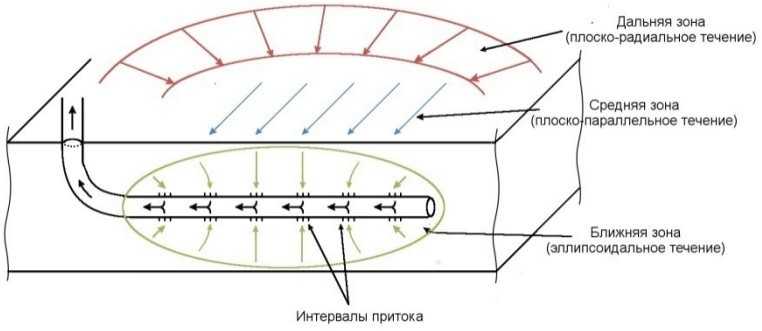


Рис. 4. ***График закачки кислоты и записи КПД***

На рис. 5 а представлена КПД и ее производная в билогарифмических координатах, записанная после интенсификации скважины. Из графика видно, что после 0,1 ч закрытия скважины на КПД фиксируется прямолинейный участок с наклоном, близким к i = 0,5, что свидетельствует о плоскопараллельном притоке к стволу горизонтальной скважины. То есть теперь жидкость стала поступать в скважину по большей части ее горизонтального ствола, как это показано на рис. 5 б. Это свидетельствует о том, что кислотная обработка позволила более равномерно распределить течение жидкости по стволу скважины при нагнетании.



а)



б)

Рис. 5. ***а) КПД в лог-лог координатах, записанная после кислотной обработки; б) схема притока жидкости ко всему участку ГС***

Таким образом, выявление тенденций в изменении кривых роста или снижения давления позволяет определить эффективность выравнивания профиля закачки, а также результативность применяемых способов интенсификации. А именно определяется рабочая длина ствола скважины по профилю притока жидкости к нему. Поэтому гидродинамические исследования горизонтальных скважин позволяют, как и ПГИ и расходометрия, определять доминирующие потоки из ствола скважины в пласт при работе нагнетательных скважин.

Сведения об авторах

***Карнаухов Михаил Львович**, д. т. н., профессор кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89222677181, e-mail: karnauhov@front.ru*

***Шустов Дмитрий Игоревич**, аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89220455500, e-mail: shustov05@mail.ru*

***Абрамов Тимур Алексеевич,** аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89123825399, e-mail: led1zep1@gmail.com*

***Исламов Давлет Эреджепович**, аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89829240348, e-mail: IslamovDE@oaovn.ru*

***Karnaukhov M. L.**, Doctor of Engineering, professor of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89222677181, e-mail: karnauhov@front.ru*

***Shustov D. I.**, postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89220455500, e-mail: shustov05@mail.ru*

***Abramov T. A.,** postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89123825399, e-mail: led1zep1@gmail.com*

***Islamov D. E.,** postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89829240348, e-mail: IslamovDE@oaovn.ru*

УДК 622.279.51/.7(571.1)

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКРЫТОГО ГАЗОВОГО ФОНТАНА НА ПОИСКОВЫХ СКВАЖИНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ANALYSIS OF CAUSES OF OPEN GAS BLOWOUT FROM WILD CATS IN WEST SIBERIA

А. В. Кустышев, В. В. Журавлев, Л. У. Чабаев
A. V. Kustyshev, V. V. Zhuravlev, L. U. Chabaev

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***скважина, глушение, аномально низкое пластовое давление, поглощение, жидкость глушения, электроцентробежный насос***
Key words: ***well, well killing, abnormally low reservoir pressure, lost circulation, well killing fluid, electric centrifugal pump***

В настоящее время основные месторождения нефти и газа находятся на завершающей стадии разработки, добыча углеводородов на месторождениях из года в год снижается [1, 2, 3]. В этой ситуации перспективным направлением является освоение новых нефтегазовых месторождений в ранее не обустраиваемых регионах, таких как Восточная Сибирь, Якутия и Дальний Восток. Однако не следует сбрасывать со счетов и Западную Сибирь, где ускоренными темпами идет поиск углеводородного сырья, включая север Тюменской области, Ямальский и Гыданский полуострова, арктический шельф, а также Уватский район и Курганскую область [4, 5].

Ближайшие перспективные районы с запасами углеводородного сырья расположены в основном в зоне южной лесотундры. В орографическом отношении территория представляет собой водораздельную поверхность с абсолютными отмет-

ками рельефа от 80 до 100 м с плавным понижением к долинам рек до отметки 60 м. Основными реками являются Надым, Пур, Таз, Седэ-Яха и Правая Ныда. Русла последних двух рек сильно извилистые и имеют небольшую глубину, поэтому практически несудоходны. Ледостав на реках заканчивается в октябре. Мелкие речушки, протекающие здесь, промерзают до дна. Вскрытие рек начинается в конце мая — первой половине июня. Характерной гидрографической особенностью района является обилие озер. Озера изометричной формы и небольшой глубины. Повсеместно распространены болота. Все это ограничивает транспортировку грузов.

Климат района субарктический с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура воздуха — минус 5,6 ^{0}С. Среднемесячная температура в январе минус 30 ^{0}С, самая низкая — от минус 50 до минус 55 ^{0}С. Среднегодовое количество осадков составляет от 300 до 550 мм, большая часть которых приходится на лето. Снежный покров на открытых участках маломощный (от 25 до 30 см) и до 1 м в понижениях рельефа. Это, в свою очередь, негативно влияет на условия труда обслуживающего персонала, в рабочем графике отмечаются актированные дни и запрещения на выезд транспорта из населенных пунктов.

По геокриологическим условиям рассматриваемая зона находится в центральной части Надым-Пур-Тазовской области, которая характеризуется прерывистым по площади и в разрезе распространением многолетнемерзлых пород (ММП). Температура мерзлых пород изменяется от 0 до минус 4 ^{0}С. Среди криогенных процессов наибольшее распространение имеют термокарст и пучение.

Дорожная сеть представлена автомобильной трассой и одноколейной железной дорогой Новый Уренгой — Надым и Новый Уренгой — Ямбург, пересекающими территорию основных разрабатываемых месторождений. В местах, удаленных от этих трасс, дороги отсутствуют. По территории также проходят трассы межпромысловых и магистральных газопроводов от разрабатываемых месторождений.

В процессе поискового бурения в настоящее время применяются специальные площадки. Площадка бурения представляет собой насыпное грунтовое сооружение, обеспечивающее размещение и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства и опробования скважины. Грунтовое основание предотвращает прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественными грунтами территории производства работ. Высота отсыпки площадки бурения чаще всего составляет 1,5–2,0 м.

Бурение и испытание поисково-оценочных скважин ведется обычно буровой установкой, наиболее распространена установка завода «Уралмаш». Прострелочно-взрывные работы (ПВР) проводятся обычно с использованием подъемника ПКС-5, оборудованного перфорационной системой однократного использования, такой как ГЖО 89-АТ (ТУ 52989204.005-2001) с зарядами ЗПК89-АТ-М-04 (ТУ 52989204.001-2001) с плотностью прострела 16 отверстий на погонный метр, что обеспечивает создание на каротажном кабеле 300 и более отверстий.

Рассмотрим на примере одной поисково-оценочной скважины возможные причины возникновения отрытого газового фонтана, чаще всего встречающиеся в промысловой практике.

Почти все поисково-оценочные скважины вертикальные, пробурены на максимально необходимую глубину, вскрывающую все перспективные нефтегазовые горизонты, в нашем случае на глубину 3 600 м.

Конструкция скважины типична для испытаний глубоких скважин на юрские отложения. Кондуктор диаметром 426 мм спущен на глубину 415 м на 135 м выше проектной отметки, не перекрывает подошву ММП, что может явиться одной из причин смятия обсадных колонн в зоне мерзлых пород. Первая промежуточная колонна диаметром 324 мм спущена на проектную глубину 1 250 м. Вторая про-

межуточная колонна диаметром 245 мм спущена на проектную глубину 3 296 м, на 4 м не достигнув проектной отметки. Потайная колонна диаметром 194 мм установлена в интервале 2 786–3 393 м. Эксплуатационная колонна диаметром 140 мм спущена почти на проектную глубину 3 599 м вместо 3 600 м по проекту.

Устье скважины оборудовано колонной головкой ОКК3-70-168× ×245×324×426К1-ХЛ с установленной на ней трубной головкой ТГ 140х70, входящей в комплект фонтанной арматуры АФ6-80/65×70 К1-ХЛ, и двухплашечным превентором 2ППР 180×70, оснащенным трубными плашками диаметром 73 мм и глухими плашками такого же типоразмера. Устьевое оборудование опрессовано совместно с верхней частью эксплуатационной колонны в интервале от 0 до 2 108 м на давление 20,3 МПа. По результатам испытаний скважина признана герметичной. Скважина в указанном интервале была заполнена солевым раствором плотностью 1 050 кг/м^3.

Неконтролируемый выброс газа произошел в процессе испытания VIII эксплуатационного объекта после завершения бурения скважины и успешного испытания нижележащих эксплуатационных объектов. После завершения испытания очередного VII объекта (2 176–2 183 м) и его ликвидации установкой цементного моста (2 108–2 203 м) приступили к испытанию вышележащего объекта.

Перед проведением прострелочно-взрывных работ эксплуатационная колонна (как это практикуется) была прошаблонирована шаблоном диаметром 89 мм и опрессована на давление 51,8 МПа совместно с цементным мостом и противовыбросовым оборудованием (ПВО). Затем колонна была проперфорирована в интервале 1 806–1 825 м зарядами ЗПК89-АТ-М-04.

Следует отметить, что во время спуска перфоратора в рассматриваемой нами скважине отсутствовал контроль объема вытесняемого из скважины раствора, что недопустимо, и что в конечном итоге привело к аварии. Практически это является основной ошибкой персонала, приводящей к аварийному выбросу.

Долив недостающего раствора в скважину проводился при подъеме перфоратора до глубины 50 м от устья через задавочную трубную линию цементировочным агрегатом ЦА-320. После этого буровая бригада удалялась на безопасное расстояние, а члены геофизического отряда осуществляли осмотр перфоратора. При этом контроль полноты долива скважины определялся визуально переливом жидкости через верх плашечного превентора, что является нарушением техники безопасности из-за отсутствия инструментального контроля технологического процесса, а также по причине загрязнения рабочей площадки и высокой вероятности получения травм обслуживающим персоналом.

Таким способом (с нарушением правил безопасности) были проведены шесть спускоподъемных операций с перфоратором. При этом объем долитого раствора в скважину и его плотность также не контролировались, что могло привести к возникновению выброса раствора, находящегося в скважине, на любом спускоподъеме перфоратора.

После проведения седьмого спуска и срабатывания перфоратора был начат подъем отстреленного перфоратора. С глубины 1 000 м были начаты работы по доливу раствора в скважину. При нахождении перфоратора на глубине 650 м начался перелив раствора через превентор и провисание каротажного кабеля. Для устранения провисания кабеля скорость подъема инструмента была увеличена до 6 000 м/ч. Тем не менее, несмотря на принятые меры, спустя несколько секунд перелив раствора перешел в фонтанирование до высоты ротора буровой установки. Геофизический кабель начал с огромной скоростью вылетать из скважины. Струей раствора из скважины был выброшен перфоратор с каротажным кабелем.

При закрытии в аварийной ситуации глухих плашек превентора фонтан на некоторое время прекратился, но затем после разрушения одной из плашек превентора он возобновился с прежней силой. Скважина перешла в открытое фонтаниро-

вание. Причиной разрушения плашки стало создание в превенторе избыточного давления в связи с тем, что в процессе ускоренного (лучше сказать — поспешного) закрытия глухих плашек забыли открыть задвижку на факельную линию для сброса избыточного давления. Это может свидетельствовать о растерянности обслуживающего персонала и плохом знании ими положений аварийного расписания при возникновении нефтегазоводопроявлений (НГВП).

Анализируя причины возникновения фонтана, можно констатировать, что:

- работы проводились в отсутствие достоверной геологической информации, что само по себе требовало повышенных мер безопасности;
- в процессе подготовительных работ к ПВР был неверно проведен расчет плотности бурового раствора из-за неверной взятой глубины интервала перфорации;
- в процессе строительства скважины не полностью была перекрыта зона ММП кондуктора, что могло привести к смятию обсадных колонн и возникновению фонтана;
- во время спуска и подъема перфоратора отсутствовал контроль объема вытесненного раствора со скважин (нарушение п. 2.9.3 ПБ 08-624-03 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности»);
- при ПВР отсутствовал контроль объема доливаемого раствора в скважину (нарушение п. 2.9.3 ПБ 08-624-03);
- не организован технологический процесс по сбору и контролю объема и плотности вытесняемого раствора из скважины (нарушение п. 2.1.8 ПБ 08-624-03);
- отсутствовал контроль технологического процесса со стороны инженерно-технических работников (начальника геофизического отряда и мастера бригады по исследованию при ПВР и вскрытию продуктивного горизонта) (нарушение п. 2.1.8 ПБ 08-624-03);
- первоочередные действия буровой бригады при первых признаках НГВП были неправильными;
- отсутствовал контроль работы бригады по испытанию скважин со стороны руководства цеха освоения и испытания скважин (нарушение п. 2.1.8 ПБ 08-624-03).

Для ликвидации открытого газового фонтана сразу же было перекрыто движение постороннего транспорта по подъездной дороге к фонтанирующей скважине. Были определены границы опасной зоны, и проведено обследование устья скважины и территории опасной зоны.

После чего без промедления были начаты работы по расчистке подходов к устью скважины [6, 7].

В связи с большой загазованностью на устье скважины, так как фонтанирующая струя распылялась об элементы конструкции основания буровой установки, провели расшивку этого основания от укрывающих ее щитов для снижения загазованности, расширения доступа к устью и задвижкам на отводах противовыбросового оборудования (ПВО).

В процессе расчистки устья скважины произошло возгорание фонтанирующей струи и падение вышки буровой установки (рис. 1). Несмотря на горящий факел на устье скважины были продолжены работы по разбору и растаскиванию с устья скважины металлоконструкций и емкостного парка с постоянным орошением объекта работ. Это проводится с целью снижения температуры нагреваемого под воздействием пламени устьевого оборудования и создания водяной завесы, препятствующей дальнейшему распространению пожара [6–9].

Рис. 1. ***Открытый газовый фонтан с возгоранием струи газа на момент падения вышки буровой установки***

В случае сохранения возможности управления задвижками трубной головки на фонтанирующей горящей скважине проводится сборка задавочной линии, через которую в скважину закачивается вода при максимально возможной производительности цементировочных агрегатов. Растаскиванием от устья скважины добиваются формирования компактной струи газа, на которую можно навести противовыбросовое оборудование для обуздания фонтана (рис. 2).

Рис. 2. ***Растаскивание оборудования при горящей струе газа на устье фонтанирующей скважины***

Для ликвидации открытого газового фонтана в условиях отсутствия дорог лучше всего подходит технология ликвидации фонтана под струей горящего пламени [8, 10]. Для этого вблизи устья монтируется тросовая оснастка, состоящая из крановой подвески КП-25 и мачты с траверсой. На траверсу подвешивается запорно-устьевая сборка (ЗУС), включающая крестовину с боковыми задвижками, сдвоенный превентор и газоотводную трубу. Под струей горящего газа, поднятого с

помощью струй из лафетных стволов на безопасную высоту, на устье скважины проводят раскрепление фланцевого соединения трубной головки с верхней катушкой головки обсадной трубы и демонтаж ПВО и трубной головки. После чего с помощью крановой подвески КП-25 осуществляют наведение на устье горящей скважины ЗУС, отводя пламя пожара через отводную трубу вверх от устья скважины (рис. 3). Затем ЗУС крепят на колонной головке, и скважина готова к дальнейшим работам по ее глушению [11].

Рис. 3. ***Наведение запорно-устьевой сборки на устье фонтанирующей скважины***

В процессе глушения обычно используются утяжеленные буровые растворы [12]. В нашем случае, учитывая высокую вероятность использования скважины в дальнейших работах, в скважину последовательно закачали: техническую воду (плотностью 1 010 кг/м^3) в объеме 55 м^3, снизив первоначальное давление 14,5 МПа до атмосферной величины, затем раствор хлорида кальция ($CaC1_2$) плотностью 1 260 кг/м^3 в объеме 23 м^3, далее блокирующий раствор с наполнителем Полицелл-ЦФ в объеме 10 м^3 и в заключение раствор СГС-18 (плотностью 1 050 кг/м^3) в объеме 20 м^3.

Данная чрезвычайная ситуация еще раз подчеркнула необходимость неукоснительного соблюдения требований правил безопасности как в процессе строительства скважины, так и в процессе ее опробования, особенно при бурении поисковых скважин в условиях отсутствия достоверной геологической информации о разрезе бурящейся скважины, о величинах пластовых давлений и температур в каждом бурящемся или испытываемом интервале, необходимость обязательного соблюдения проектных решений.

В очередной раз была подтверждена оправданность стратегии ООО «Газпром газобезопасность», нацеленной на постоянное повышение квалификации оперативного и профилактического составов военизированных частей и обслуживающего персонала организаций недропользователей и организаций-подрядчиков.

Список литературы

1. Тер-Саркисов Р. М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. – М.: Изд-во ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 407 с.

2. Ермилов О. М. и др. Добыча газа и газоконденсата в осложненных условиях эксплуатации месторождений / О. М. Ермилов, А. Н. Лапердин, С. И. Иванов; отв. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 291 с.

3. Мулявин С. Ф. Проектирование и разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 204 с.

4. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал: В 3 т. / Под общ ред. Ю. К. Васильчука, Г. В. Крылова, Е. Е. Подборного. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз»; С-Пб.: Недра, С-Петерб. Отд-ние, 2006.
5. Энергетическая стратегия России.
6. Предотвращение и ликвидация газопроявлений и открытых фонтанов при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера / Л. У. Чабаев, А. В. Кустышев, Г. П. Зозуля, М. Г. Гейхман. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 189 с.
7. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин / Л. У. Чабаев, Д. М. Чудновский, С. Р. Хлебников, А. Г. Аветисов, Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, Ю. А. Пуля. – Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2009. – 267 с.
8. Чабаев Л. У. Основы стратегии и тактики ликвидации открытых газовых фонтанов // Пожарная безопасность. – 2008. – № 4. – С. 83-85.
9. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «Спецтехника», 2001. – 416 с.
10. Пат. 2231627 РФ. Е 21 В 35/00 Способ ликвидации открытых фонтанов на нефтегазовых скважинах / Л. У. Чабаев, А. В. Кустышев, Н. И. Иллюк.- № 2002130666; Заяв. 22.11.02; Опубл. 27.06.04; Бюл. № 18.
11. Пат. 2261982 РФ. Е 21 В 35/00 Способ ликвидации открытого нефтегазового фонтана / Р. А. Бакеев, А. В. Кустышев, О. В. Сизов, Л. У. Чабаев (РФ). – № 2004117694; Заяв. 10.06.04; Опубл. 10.10.05, Бюл. № 28.
12. Бакеев Р. А., Журавлев В. В., Кустышев А. В., Ятлук О. В. Некоторые аспекты ликвидации открытого газоконденсатного фонтана и пожара в удаленных районах Крайнего Севера // Пожарная безопасность. – 2011. – № 1. – С. 126-130.

Сведения об авторах

Кустышев Александр Васильевич, *д. т. н., профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)286694*

Журавлев Валерий Владимирович, *аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)286694*

Чабаев Леча Усманович, *д. т. н., академик Международной академии наук экологии и безопасности жизнедеятельности, член диссертационного совета Тюменского государственного нефтегазового университета (по специализации «Пожарная и промышленная безопасность – нефтегазовое дело»), г. Тюмень*

Kustyshev A. V.*, Doctor of Engineering, professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286694, e-mail: kustishev@tngg.info*

Zhuravlev V. V.*, postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286694*

Chabaev L. U*., Doctor of Engineering, academician of the International Academy of Sciences in Ecology and Safety of Life Activity, member of the dissertation council of Tyumen State Oil and Gas University*

УДК 622.692.4.052

ТЕХНОЛОГИЯ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ОБВОДНЕННОЙ НЕФТИ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

TECHNOLOGY OF WATER-CUT OIL VISCOSITY IN THE FIELD PIPELINES

А. В. Майер, Н. И. Магомедшерифов, М. Д. Валеев
A. V. Mayer, N. I. Magomedsherofov, M. D. Valeev

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Ключевые слова: ***промысловые трубопроводы, обводненная нефть, вязкость нефти, сепараторы, перекачка нефти, перекачка воды***
Key words: ***flowlines, watery oil, oil viscosity, viscosity oil separators, oil pumping, pumping water***

Перекачка по промысловым трубопроводам обводненной нефти связана с образованием водонефтяных эмульсий преимущественно в перекачивающих центробежных насосах дожимных насосных станций (ДНС). На ДНС осуществляется предварительный сброс воды, снижающий загрузку нефтепроводов, дальнейшие расходы на перекачку, энерго- и материалоемкость систем обезвоживания и обессоливания нефти, а также сокращающий протяженность трубопроводов системы поддержания пластового давления. Смешение пластовых жидкостей в высокооборотных рабочих органах насосов ЦНС создает условия образования тонкодисперс-

ных структур эмульсий. Эмульсии пластовой воды с нефтью повышенной вязкости обладают уже значительно большей вязкостью по сравнению с исходной нефтью и гидравлическими сопротивлениями в трубах [1, 2]. Транспорт таких жидкостей сопровождается высокими давлениями в трубах и их порывами.

Одним из способов снижения вязкости обводненной нефти в трубопроводах является дестабилизация эмульсий или снижение их устойчивости вводом деэмульгатора в начальном участке системы сбора нефти. Но ввод деэмульгаторов частично разрушает эмульсию в трубопроводах, образуя подстилающий слой воды, толщина которого увеличивается в пониженных участках трассы. Постоянный контакт стенки труб с водой приводит к коррозии и порыву коллекторов.

Известен способ последовательной откачки нефти и воды, например из скважин, создающий в трубах чередующиеся пробки нефти и воды и предупреждающий эмульгирование нефти [3]. В данной статье анализируется возможность и перспектива применения последовательной перекачки нефти и воды в промысловых трубопроводах с целью предупреждения эмульгирования нефти и снижения давления в системах сбора нефти, газа и воды.

Последовательная откачка нефти и воды насосами ДНС почти полностью предупреждает эмульгирование в насосе и снижает коррозию труб благодаря периодическому смачиванию металла углеводородной жидкостью. Была разработана и испытана технологическая схема последовательной подачи нефти и воды из сепараторов УПС на прием насосов (рис. 1). Газоводонефтяная смесь из депульсатора через задвижки *3* или *4* поступает в один из горизонтальных сепараторов *1* или *2*. Тандем сепараторов спроектирован так, что один из них предназначен для сброса воды, а другой — для последовательного слива нефти и остаточной воды на прием насосов.

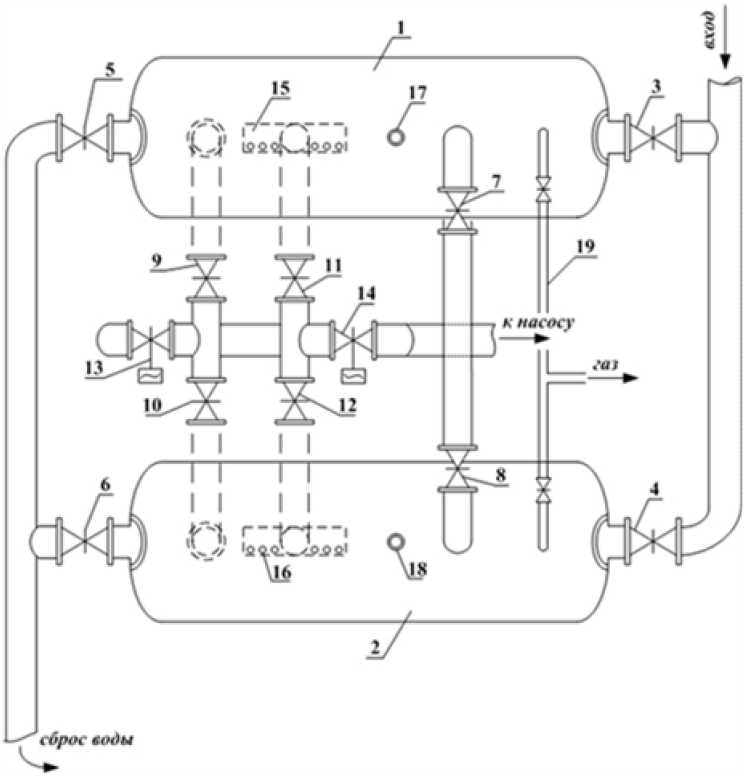


Рис. 1. ***Схема последовательного слива на прием насоса нефти и воды на УПС***

Сепараторы могут меняться переключением задвижек *3* и *4*, а также *5* и *6*. По мере поступления смеси в емкость (допустим 1) через задвижку *5* происходит сброс воды в отстойники для улавливания нефти, а через верхние отводы и задвижки *7* и *8* нефть с остаточной водой поступает в емкость *2*. В емкости *2* жидкость расслаивается на нефть и воду с образованием межфазного уровня раздела. В емкостях установлены датчики межфазного уровня ДУЖ-ІМ *17* и *18*. Отбор остаточной водной фазы из емкости производится через нижний патрубок и задвижки *10* и *13* или *9* и *13* (последняя имеет электропривод). Нефтяная фаза отбирается из верхней части сепаратора через стояк и перфорированный горизонтальный патрубок *15* или *16*, расположенный на уровне, соответствующем примерно ¾ диаметра сепаратора. Далее нефть проходит через задвижки *12* и *14* или *11* и *14*. Чередование отборов нефти и воды производится с помощью электроуправляемых задвижек *13* и *14* по мере достижения межфазным уровнем максимального и минимального положений. При достижении минимального уровня срабатывает герметизированный контакт ДУЖ-ІМ, подающий сигнал на закрытие задвижки *13* и открытие *14*. При этом начнется цикл откачки нефти через задвижки *12* и *14*. Межфазный уровень «нефть — вода» начнет подниматься из-за накопления воды в емкости. После достижения уровнем максимальной отметки откроется задвижка *16*, а *14* — закроется. Начнется цикл откачки воды, и газовая фаза отводится из емкости по линии *19*. Разработаны и механические варианты переключения потоков жидкостей с помощью поплавка промежуточной плотности, представленные для примера на рис. 2.

Устройство состоит из патрубка для забора нефти *1* с седлами *2* и *3*, патрубка для забора воды *4* с седлами *5* и *6*, приемной линии *7*, насосов откачки, шаровых клапанов *8* и *9*, направляющей *10* (для шарового клапана *9*) с продольными щелями, патрубков с фланцами *11* и *12* на емкости, где закреплены заборные патрубки, патрубка с заглушкой *13* (для извлечения шарового клапана *8*), камеры *14* (для перетока жидкости из заборных патрубков на приемную линию насоса). В емкости установлен регулятор *15* уровня раздела фаз «нефть — газ».

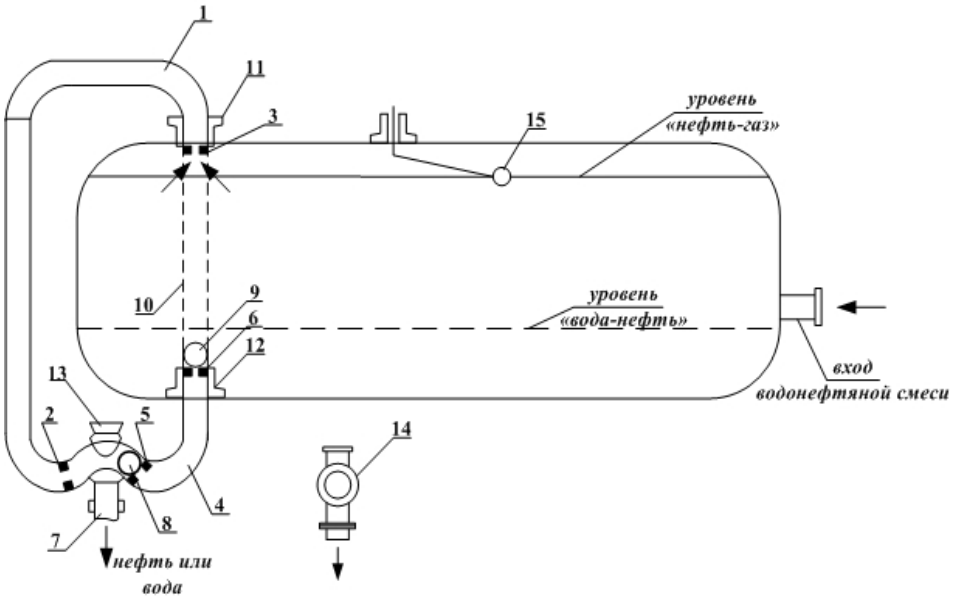


Рис. 2. ***Схема последовательного сброса нефти и воды на УПС***

Плотность шарового клапана должна превышать плотность нефти и быть меньше плотности воды.

Таким образом, клапан *9* будет находиться на границе раздела фаз «нефть — вода». Шаровой клапан *8*, напротив, выполнен тяжелым (металлическим) для перекрытия потоков нефти и воды.

На рис. 2 показано положение, при котором только что было произведено переключение клапана *8* на положение «перекачки нефти». Нефть через седло *3*, трубопровод *1*, седло *2* и приемную линию *7* поступает на прием насоса. Поступление и расслоение воды будет приводить к ее накоплению в сепараторе. Межфазный уровень «нефть — вода», а вместе с ним и клапан *9* будут подниматься, и после полного заполнения емкости водой клапан *9* перекроет седло *3*. Мгновенно образовавшийся перепад давления между полостью сепаратора и приемом насоса заставит клапан *8* переключиться в противоположное положение. Начнется фаза откачки воды через седла *6* и *5* и т. д.

Нижний уровень раздела «нефть — газ» емкости поддерживается постоянным благодаря регулированию расхода через насос посредством датчика уровня, схемы управления и регулирующего клапана на выкиде насоса. Верхний уровень «нефть — газ» регулируется газовой заслонкой *15*.

Опытно-промышленные испытания технологии проводились на установках предварительного сброса воды (УПС) «Кушуль» и «Андреевка» в НГДУ «Чекмагушнефть». Первоначально переключение потоков осуществлялось в режиме ручного регулирования. Поступления жидкостей на указанные УПС в среднем составляли соответственно 8,5 и 6,0 тыс. $м^3$/ сут, в том числе нефти 520 и 780 тн /сут. Сброс воды составлял 4,50 и 3,75 тыс. $м^3$/сут. Длины участков нефтепроводов $Д_у$ = 250 мм от УПС до пунктов подготовки нефти составляют соответственно 21 и 26 км.

Опыт эксплуатации показал почти полное отсутствие эмульсации нефти на выкиде насосов. При подходе к конечному пункту перекачки образовывалась зона смеси, протяженностью от 250 до 400 м при начальной длине нефтяной пробки около 2 000 м.

Для контроля состояния зоны смешения нефти и воды в обоих трубопроводах на конечных участках примерно за 5 км до пунктов подготовки нефти были врезаны пробоотборники жидкости. Отбор жидкости производился через трубку, введенную сверху на 2/3 диаметра трубопровода. Отборы жидкости с целью повышения точности производились через каждые 15 секунд в объеме около 200 мл. Наличие зоны смеси определялось по факту наличия воды в отобранной нефти.

Анализ отобранных проб жидкости позволил ориентировочно оценить длины пробок смесей нефти и воды, образованных по мере движения жидкостей по трубопроводам.

После УПС «Кушуль» в точке отбора проб в трубопроводе образовывались пробки длиной около 250 м, а после УПС «Андреевка» — около 400 м.

Опыт эксплуатации также показал практически полное отсутствие эмульсообразования на выкиде насосов после сброса воды из продукции на обоих УПС.

Периодическое смачивание поверхности трубопровода безводной нефтью при прохождении по ней нефтяной пробки благодаря образованию защитной углеводородной пленки на поверхности металла позволяет существенно уменьшить коррозию труб и увеличить ресурс проложенного трубопровода. До внедрения технологии на трубопроводе «Кушкуль — Телепаново» в среднем за год происходило 9 порывов. На трубопроводе «Андреевка — Телепаново» среднее количество порывов за год составляло 5. После внедрения технологии на трубопроводе «Кушкуль — Телепаново» произошло 3 порыва, а на трубопроводе «Андреевка — Телепаново» в течение года не было порывов.

Все это позволяет говорить о целесообразности применения технологии последовательной откачки нефти и воды по промысловым трубопроводам.

Выводы.

- Экспериментально подтверждена эффективность технологии последовательной перекачки нефти и воды по промысловым трубопроводам, позволяющая предупреждать образование стойких эмульсий в насосах перекачки системы сбора и снижать вязкость перекачиваемой жидкости, а также снижать коррозию трубопроводов благодаря периодическому смачиванию всей поверхности трубы углеводородной средой.
- Для практического применения технологии в настоящее время требуется разработка технических средств автоматизированного переключения потоков нефти и воды в отстойных аппаратах УПС или ДНС.

Список литературы

1. Уразаков К. Р., Богомольный Е. И., Сейтпагамбетов Ж. С. и др. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин. Под ред. Валеева М. Д. – М.: Недра, 2003. – 303 с.
2. Усова Л. Н., Зайдуллина Э. М., Фахретдинов Р. Р. Предварительный сброс пластовой воды на Туймазинском месторождении. – СПб: Недра, 2008. – 128 с.
3. Валеев М. Д., Давлетшин З. Ш., Зайнашев Р. А. Последовательная откачка нефти и воды из скважин и отстойных аппаратов. – М.: Нефтяное хозяйство. –1992. – № 1. – С. 39-41.

Сведения об авторах

Майер Андрей Владимирович, *младший научный сотрудник кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)416889*

Магомедшерифов Нух Имадинович, *к. т. н., ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск*

Валеев Марат Давлетович*, д. т. н., профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

Mayer A. V., *junior scientific worker of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)416889*

Magomedsherofov N. I., *Candidate ofTechnical Sciences, OJSC «Gaspromneft-Noyabrskneftegas», Noyabrsk*

Valeev M. D., *Doctor of Engineering, professor, Ufa State Petroleum Engineering University, Ufa*

УДК 622.243.23

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ТРАНСЦЕНДЕНТНЫХ КРИВЫХ

ANALYSIS OF RESULTS OF DIRECTIONAL WELLS PROFILE STUDY BASED ON TRANSCENDENTAL CURVES

А. В. Ошибков, Д. Д. Водорезов, М. В. Двойников

A. V. Oshibkov, D. D. Vodorezov, M. V. Dvoinikov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***скважина, проектирование профиля, траектория, трансцендентная кривая***

Key words: ***well, profile design, path, transcendental curve***

Анализ результатов теоретических исследований технико-технологических решений, направленных на реализацию решения задачи повышения эффективности бурения скважины за счет использования инновационных подходов в разработке методов создания энергосберегающих профилей, показал, что [1]:

- использование кривой клотоиды (биклотоиды) в качестве сглаживающей кривой на участках набора и падения зенитного угла имеет ряд преимуществ при проектировании интервалов искривления, среди которых более сглаженный профиль при стыковке с вертикальным и прямолинейными участками с учетом проч-

ностных характеристик КНБК. Однако осуществление проводки по (проектному) профилю по заданной траектории, рассчитанной по спирали (особенно в нижних интервалах — участок интенсивного набора зенитного угла, где требуется осуществлять периодический или постоянный проворот бурильной колонны), практически невозможно, так как вращение КНБК приводит к стабилизации зенитного угла;

- использование брахистохроны позволяет получать более сглаженную кривую, обеспечивающую в итоге снижение сил трения при спускоподъемных операциях (СПО) и бурении скважины. Однако с практической точки зрения реализовать профиль, содержащий кривую траекторию продолжительного (имеющего большой радиус R и небольшую интенсивность) сглаженного искривления, довольно сложно. Вторым отрицательным моментом является то, что для сопряжения с прямолинейными участками требуется применение дополнительных кривых в виде клотоиды или биклотоиды.

С целью определения моментно-силовых показателей работы системы внутрискважинного оборудования при бурении и СПО было осуществлено планирование и проведение ряда вычислительных экспериментов.

Объектом вычислительного эксперимента являлись профили скважин, которые содержат несколько сопряженных участков (прямолинейный, искривленный), а также профили, имеющие непрерывную кривизну с заданной интенсивностью искривления, представленные одной линией без сопряжения прямолинейных участков и участков набора кривизны. Причем они были выполнены на основе четырех видов трансцендентных кривых: клотоиды, биклотоиды, брахистохроны, трактрисы и циклоиды при проектировании тангенциального профиля.

Для сравнения в качестве исходного (базового) профиля был принят четырехинтервальный классический профиль, содержащий вертикальный, наклонно-прямолинейный и два искривленных участка.

Следующий этап проведения вычислительных экспериментов предполагал ввод необходимых данных для исследования профилей, построенных на основе трансцендентных кривых (клотоиды, биклотоиды, брахистохроны, трактрисы), описываемых параметрическими уравнениями. В табл. 1 представлены начальные данные для построения профилей.

Таблица 1

Данные для построения профилей с целью проведения вычислительного эксперимента

Параметр	Значение	Единица измерения
Отход забоя по горизонтали x_{max}	450	м
Глубина забоя по вертикали y_{max}	2 620	м
Минимально допустимый радиус R_{min}	300	м
Желаемый угол входа в пласта$_{пл}$	65,0	град.

Из введенных выше данных производилось получение координат y для профилей и радиусов искривления $R(x)$ в зависимости от координаты x.

Трактриса. Кривая описывается параметрическими уравнениями вида:

$$y = \pm a \cdot \left(\ln\left(\tan\frac{t}{2}\right)\right) + \cos t \qquad (1)$$

$$x = a \cdot \sin t,$$

где a — постоянная величина, определяющая длину касательной от точки замера до точки пересечения с осью y; t — угол между касательной к трактрисе в точке замера и осью y.

В декартовых координатах:

$$y(x) := -\left(a \cdot ln\left(\frac{a - \sqrt{a^2 - x^2}}{x} \right) + \sqrt{a^2 - x^2} \right), \quad (2)$$

где a — отрезок касательной постоянной длины, может варьироваться в зависимости от отхода и глубины забоя; x — горизонтальная координата; y — вертикальная координата.

$$R(x, a) := \frac{a^2 \cdot \sqrt{1 - \frac{x^2}{a^2}}}{x} \quad (3)$$

где R — радиус кривизны в точке с горизонтальной координатой x, причем

$$R < R_{min};\ y \in 0..\ y_{max};\ x \in 0..\ x_{max}.$$

На рис. 1 представлена зависимость радиуса кривизны R от отхода a и расчетный профиль с заданными начальными условиями трактрисы.

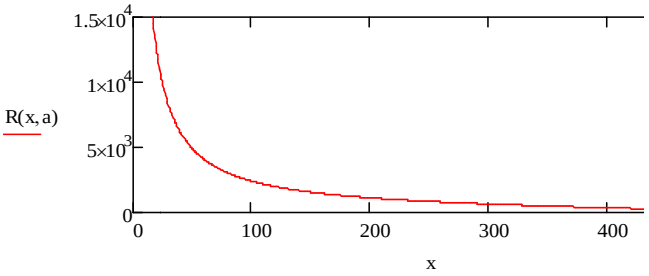


Рис. 1. ***Функция радиуса R трактрисы от отхода по горизонтали a***

Тангенциальный профиль состоит из трех участков. Первый участок — вертикальный. Второй — искривленный. Третий участок — прямолинейный, наклонный. Глубина начала искривленного участка также выбиралась исходя из начальных условий, она равна 450 м (см. табл. 1).

Координаты для второго участка рассчитываются по формулам:

$$y(a) := \sin(a) \cdot r;\ x(a) := \cos(a) \cdot r;\ a \in 0 \ldots a_{пл},$$

где a — угол, r — радиус (причем радиус r при тангенциальном профиле постоянный).

Координаты наклонного прямолинейного участка рассчитываются по формуле прямой исходя из координат окончания искривленного участка и точки входа в пласт.

$$y(x) = kx + b,$$

где k и b — коэффициенты, находимые при решении системы уравнений.

На рис. 2 представлена зависимость радиуса кривизны R от глубины скважины и расчетный тангенциальный профиль.

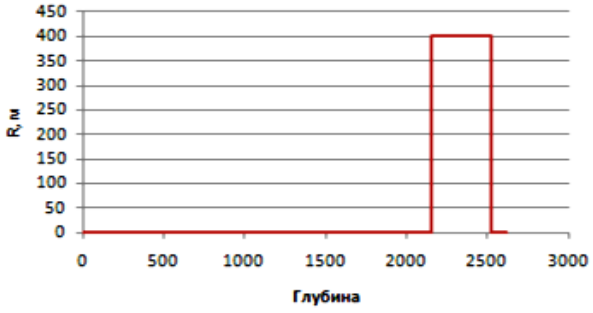


Рис. 2. ***Зависимость радиуса кривизны тангенциального профиля от глубины скважины***

Биклотоида состоит из вертикального участка, а также искривленного участка, составленного двумя обращенными друг к другу клотоидами таким образом, что функция кривизны непрерывна. Минимальный радиус достигается между клотоидами.

Глубина вертикального участка подбирается исходя из требований радиуса и координат забоя.

Координаты первой и второй клотоиды рассчитываются исходя из уравнений:

$$x(p) := \left(\int_0^p \sin\left(\frac{t^2}{2 \cdot R^2 a_{пл}} \right) dt \right)', \quad y(p) := \left(\int_0^p \cos\left(\frac{t^2}{2 \cdot R^2 a_{пл}} \right) dt \right)' \tag{4}$$

$$p := R \cdot a_{пл} \tag{5}$$

где p — коэффициент клотоиды, R — радиус в конце первой и начале второй клотоиды, $a_{пл}$ — угол входа в пласт.

Затем вторая клотоида зеркально отображается от первой по перпендикуляру от касательной в последней точке первой клотоиды.

На рис. 3 представлена зависимость радиуса кривизны R от глубины скважины и расчетный профиль по биклотоиде.

Рис. 3. ***Зависимость радиуса кривизны профиля, построенного по параметрическим уравнениям кривой-биклотоиды от глубины скважины***

Брахистохрона состоит из трех участков: вертикального, клотоиды и брахистохроны. Клотоида сопрягает вертикальный участок и брахистохрону таким образом, что функция искривления (изменения радиуса) непрерывна.

Необходимый угол набирается клотоидой и брахистохроной. Клотоида рассчитывается из условий того, какой угол ей необходимо набрать по приведенной выше формуле. Брахистохрона рассчитывается по формулам:

$$x1(t) := \frac{h \cdot (t - \sin(t))}{2}, \qquad y1(t) := \frac{h \cdot (1 + \cos(t))}{2}, \tag{6}$$

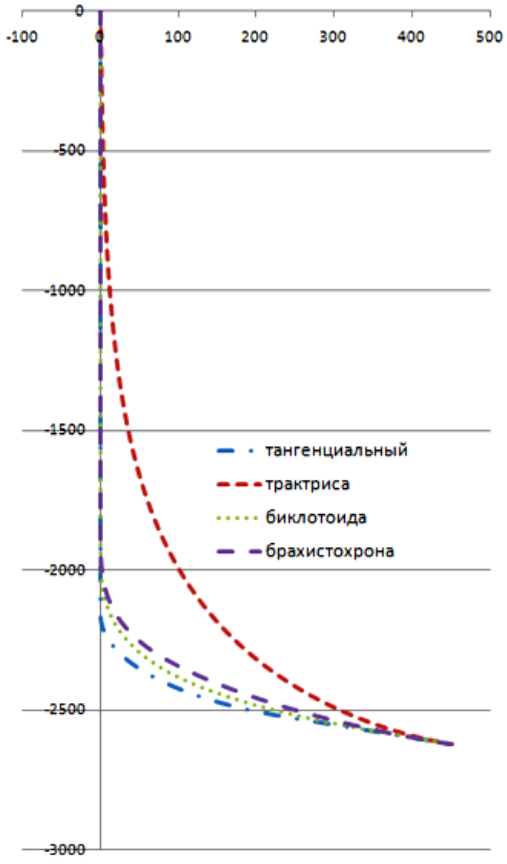
где t — коэффициент брахистохроны, подбираемый исходя из координат забоя и угла входа в пласт; h — масштабный коэффициент брахистохроны.

На рис. 4 представлена зависимость радиуса кривизны R от глубины скважины и расчетный профиль, построенный по параметрическим уравнениям трансцендентной кривой — брахистохроны.

Рис. 4. ***Зависимость радиуса кривизны профиля, построенного по параметрическим уравнениям кривой-брахистохроны, от глубины скважины***

На рис. 5 представлены расчетные профили скважин, построенных на основе параметрических уравнений кривых (клотоиды, биклотоиды, брахистохроны, трактрисы) при заданных начальных условиях.

Рис. 5. ***Расчетные профили скважин на основе параметрических уравнений кривых (клотоиды, биклотоиды, брахистохроны, трактрисы)***



Результаты вычислительных экспериментов основных параметров профилей скважин представлены в табл. 2.

Анализ результатов исследований показал, что проектирование по трансцендентным кривым обеспечивает наиболее сглаженные участки набора и снижения кривизны профиля. Исходя из расчетов, с учетом равнозначных начальных условий построения профиля (глубина по вертикали, критерий интенсивности угла, угла входа в пласт и отхода по горизонтали) минимальную глубину скважины по стволу содержит профиль, запроектированный по трактрисе.

Таблица 2

Характеристика полученных профилей скважин

Значение	Биклотоида	Трактриса	Тангенциальный	Брахистохрона
Минимальный радиус, м	425	300	400	400
Минимальный радиус достигается на глубине, м	2 385	2 620	2 156	2 318
Глубина по стволу, м	2 828	2 738	2 851	2 810

Наиболее положительным показателем по радиусу обладает тангенциальный профиль, так как минимальный радиус у него составил не более 400 м, и набор интенсивности искривления начинается с минимальной по сравнению с остальными траекторией глубины — 2 156 м. Однако у него тоже присутствуют пиковые значения интенсивности в интервале 2 200–2 500. Необходимо отметить, что у профиля, запроектированного по трактрисе, скачков изменения интенсивности не наблюдается. Изменение радиуса происходит равномерно почти с 300 м до забоя 2 465 м, без превышения критерия интенсивности набора зенитного угла. Данный показатель повлияет на снижение результирующих напряжений, действующих на инструмент при СПО и бурении скважины.

Список литературы

1. Двойников М. В., Ошибков А. В., Каримов А. Н. Разработка и исследование энергосберегающих профилей наклонно направленной скважины на основе трансцендентных кривых // Нефть и газ. Известия вузов. – 2013. № 5 – С. 21-26.

Сведения об авторах

Двойников Михаил Владимирович, *д. т. н., профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89224715684, e-mail: dvoinik72@mail.ru*

Ошибков Александр Валерьевич, *директор экспериментального завода буровой техники, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)611256, e-mail: oshibkov@mail.ru*

Водорезов Дмитрий Дмитриевич, *аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел.8(3452)206092*

Dvoinikov M. V.*, Doctor of Engineering, professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89224715684, e-mail: dvoinik72@mail.ru*

Oshibkov A. V.*, Director of the experimental factory of drilling technique, Tyumen State Oil and Gas University, phone: 83452611256, e-mail: oshibkov@mail.ru*

Vodorezov D. D.*, postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092*

УДК 622.27

МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

METHODS OF INFLOW STIMULATION IN A GAS-CONDENSATE WELL

В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский

V. V. Panikarovski, E. V. Panikarovski

Тюменский государственный нефтегазовый университет, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Ключевые слова: ***гидравлический разрыв пласта, пропант, жидкость ГРП, давление разрыва, репрессия***

Key words: ***formation hydraulic fracturing, proppant, FHF liquid, fracturing pressure, repressuring***

Основными методами притока газоконденсатных скважин на месторождениях севера Западной Сибири являются солянокислотные и глинокислотные обработки, повторная перфорация, гидравлический разрыв пласта (ГРП). Одним из наиболее эффективных методов интенсификации стал ГРП, позволяющий выводить из бездействующего фонда газоконденсатные скважины. Длительность эффекта интен-

сификации методом ГРП и физико-химическими методами сопоставима и превышает более трех лет. Средние приросты дебитов скважин, где был проведен ГРП, превышают в 4 раза первоначальные, а после физико-химического воздействия увеличение дебита составило от 1,5 до 2,0 раз.

В связи с ограниченностью фонда эксплуатационных скважин, где по геолого-техническим условиям возможно проведение ГРП, повторной перфорации, требуется внедрение других методов интенсификации — бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием, радиального бурения, использования скважинного оборудования для эксплуатации скважин с повышенной обводненностью. Перспективными для внедрения стали методы ГРП с использованием колтюбинговых установок в наклонно направленных и горизонтальных скважинах без разобщающих пакеров. Существует несколько разновидностей данных технологий.

«Селективный» ГРП в горизонтальных скважинах успешно решается при объединении технологий гидропескоструйной перфорации (ГПП) и ГРП. Технология селективного создания трещин при «струйном» ГРП состоит в предварительной резке колонны с дальнейшим образованием серии каверн при проведении ГПП и разрыве пласта при проведении процесса. Образование серий трещин возле отверстий перфорации способствует формированию общей трещины, поэтому плотность перфорации и место образования перфорационных отверстий определяют место начала образования общей трещины. В вертикальных скважинах при расположении насадок параллельно оси насосно-компрессорных труб (НКТ) в ходе ГПП инициируют образование вертикальной трещины перпендикулярно стволу скважины. В горизонтальных скважинах при проведении ГПП и размещении насадок по радиусу перфоратора образуется трещина, перпендикулярная стволу скважины, а при размещении насадок по длине образуется трещина в плоскости ствола, что обеспечивает высокую вероятность начальной ориентации плоскости трещин. Работы по интенсификации притока с использованием метода ГРП на газоконденсатных скважинах месторождений севера Западной Сибири проводят ОАО «Пурнефтеотдача», филиал «Тюменьбургаз» ООО «Бургаз», компании «Шлюмберже», «Катокнефть» и другие. Успешность проведения работ по ГРП составила: ОАО «Пурнефтеотдача» — 50,0 %, филиал «Тюменьбургаз» — 63,6 %, компания «Шлюмберже» — 88,0 %. В целом успешность проведения операций ГРП составила 67,0 %. На рисунке представлено сопоставление продуктивности газоконденсатных скважин Ямбургского месторождения после проведения ГРП перечисленными выше компаниями.

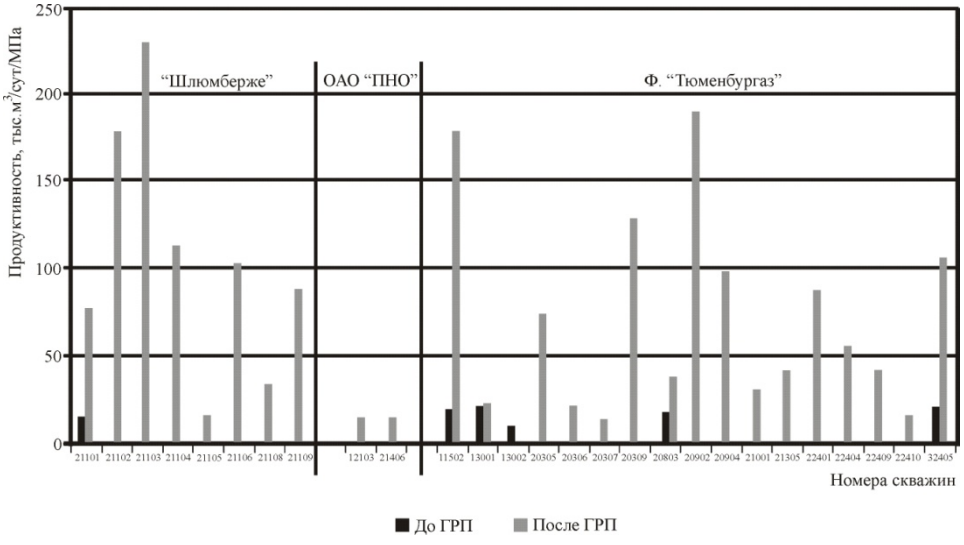


Рисунок. ***Продуктивность газоконденсатных скважин, в которых проведены работы по ГРП***

Средняя продуктивность скважин после ГРП у компании «Шлюмберже» — 104,7 тыс. $м^3$/сут/МПа, у филиала «Тюменьбургаз» — 71,0 тыс. $м^3$/сут/МПа, у ОАО «Пурнефтеотдача» — 13,3 тыс. $м^3$/сут/МПа.

Важным отличием технологий проведения ГРП филиалом «Тюменьбургаз» и компании «Шлюмберже» являются объемы закачки пропанта и жидкости разрыва. У филиала «Тюменьбургаз» масса закачиваемого пропанта при проведении ГРП изменяется от 6,0 до 30,0 т, у компании «Шлюмберже» эта масса составляет от 30,0 до 68,0 т. Снижение массы закачиваемого пропанта приводит к уменьшению длины и ширины трещины ГРП, падению продуктивности скважин и эффекта ГРП. Кроме того, по технологии компании «Шлюмберже» диаметр перфорационных отверстий для закачки пропанта фракции 16/30, диаметр перфорационных отверстий должен составлять более 12 мм. В отличие от филиала «Тюменьбургаз», который применяет для перфорации перфораторы ПК-105, ПКТ-89 с диаметром отверстий от 10,4 до 11,5 мм, компания «Шлюмберже» использует перфораторы «Power Flour» с диаметром отверстий 21,4 мм. В большинстве случаев при закреплении трещин ГРП филиал «Тюменьбургаз» применяет пропант 20/40. Основное отличие применяемых для ГРП технологий у этих компаний связано с составом жидкостей ГРП. Если филиал «Тюменьбургаз» использует гель на основе дизельного топлива, в отличие от геля на водно-метанольной основе компании «Шлюмберже», то в конечном итоге это приводит к тому, что такие гели имеют более низкую плотность и несущую способность пропанта, максимальное давление разрыва при ГРП — от 37,8 до 58,0 МПа, а гели на водно-метанольной основе имеют давление разрыва при ГРП от 27,2 до 66,4 МПа. Процессы освоения скважин после ГРП для этих компаний значительно отличаются. Освоение скважин компанией «Шлюмберже» проводится с помощью колтюбинговой установки закачкой азота и пенной азотированной системы с добавлением ингибитора глин. Филиал «Тюменьбургаз» при освоении скважин применяет водно-метанольный раствор NaCl, у которого после подъема НКТ до плановой глубины с помощью колтюбинговой установки понижают уровень закачкой азота.

Основным отрицательным фактором при проведении ГРП является отсутствие специальных исследований, связанных с определением оптимальных и допустимых параметров технологического режима эксплуатации скважин после проведения ГРП, позволяющих избежать разрушения скелета горной породы, выноса пропанта из трещины ГРП, выпадения конденсата в призабойной зоне. Основным требованием к скважинам, где требуется проведение ГРП, является выполнение ремонтно-водоизоляционных работ по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и ограничению водопритоков.

При выборе объектов для ГРП необходимо руководствоваться данными о первоначальной геолого-физической информации с учетом следующих факторов:

- неоднородность пласта по простиранию и расчлененности по толщине должна обеспечивать высокую эффективность ГРП за счет приобщения к разработке ранее не дренированных зон;
- проницаемость пласта не должна превышать 0,03 $мкм^2$ при вязкости флюида до 5 мПа·с и 0,03–0,05 $мкм^2$ при вязкости флюида до 50 мПа·с;
- толщина литологических экранов, отделяющих продуктивный пласт от водонасыщенных коллекторов, должна быть не менее 6,0 м;
- глубина залегания пласта, определяемая технологией ГРП, в частности, прочностью пропанта и термостойкостью жидкости ГРП [1].

Для выбора скважин, где проектируется процесс ГРП, нужно учитывать следующие факторы:

- наличие объектов, имеющих низкое значение дебита скважины по сравнению с потенциальным;
- скважины, где коллекторы с высоким пластовым давлением отличаются низкой степенью дренирования;
- обводненность продукции скважины не должна превышать 30 %.

Выбор объектов для ГРП следует проводить на основании расчетов допустимой и максимальной репрессий, возникающих при ГРП, величину которых определяют с учетом горного давления.

Для предотвращения перетоков жидкости ГРП по заколонному пространству рассчитывают допустимую и максимальную репрессии, возникающие при ГРП [1]. Допустимая репрессия $\Delta P_р$ определяется из выражения

$$\Delta P_р = \Delta P_1 \cdot l, \quad (1)$$

где $\Delta P_р$ — допустимая репрессия, МПа; ΔP_1 — предельный перепад давления на метр цементного кольца, равный 1,5 МПа/м; l — расстояние от нижних отверстий интервала проницаемого пласта (не менее 10 м), м.

Максимальная репрессия ΔP_{max} , возникающая в процессе гидроразрыва пласта, определяется уравнением

$$\Delta P_{max} = P_з - P_{пл.тек}, \quad (2)$$

где ΔP_{max} — максимальная репрессия, МПа; $P_з$ — забойное давление при разрыве пласта, МПа; $P_{пл.тек}$ — текущее пластовое давление, МПа.

Гидроразрыв пласта проводится в скважине при отсутствии перетока жидкости разрыва пласта по заколонному пространству в случае превышения допустимой репрессии над максимальной.

Гидравлический разрыв пласта не может проводиться в скважинах, имеющих негерметичность эксплуатационной колонны, плохое состояние цементного камня за обсадной колонной, нарушение, связанное со смятием эксплуатационной колонны. В скважинах, где в процессе эксплуатации возникли перетоки жидкости, газа, пластовой воды, перед ГРП необходимо проводить ремонтно-изоляционные работы по исправлению крепи скважины и изоляции притока пластовой воды.

Учитывая опыт и результаты работ при проведении ГРП на Уренгойском и Ямбургском месторождениях, необходимо отметить, что закачка от 50 до 100 т пропанта способствует созданию трещин длиной от 100 до 120 м, которые будут достаточны для получения промышленных притоков газа и конденсата.

При проектировании разработки газоконденсатных месторождений необходимо учитывать увеличение расстояний между скважинами в направлении распространения трещин ГРП и уменьшение расстояния в ортогональном направлении при сохранении или увеличении площади дренирования.

Результаты исследований свидетельствуют, что на газоконденсатных объектах требуется более тщательный подбор скважин для проведения ГРП и использование современных технологий.

Список литературы

1 Булатов А. И., Качмар Ю. Д., Макаренко П. П., Яремийчук Р. С. Освоение скважин. – М.: Недра, 1999. – 472 с.

Сведения об авторах

Паникаровский Валентин Васильевич, *д. т. н., профессор кафедры «Геологии месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390346, e-mail: V-panikar@yandex.ru*

Паникаровский Евгений Валентинович*, к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, старший научный сотрудник ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)286697, e-mail: Panikarovskiy@tngg.ru*

Panikarovskiy V. V.*, PhD, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, senior scientific worker of the company «TyumenNIIgiprogas. Ltd», phone: 8(3452)390346, e-mail: V-panikar@yandex.ru*

Panikarovskiy E. V.*, Candidate of Technical Sciences, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, senior scientific worker of the company «TyumenNIIgiprogas. Ltd», phone: 8(3452)286697, e-mail: Panikarovskiy@tngg.ru*

УДК 622.279.7

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, СВОЙСТВ ПОРОД И ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ANALYSIS OF INFLUENCE OF TECHNOLOGY FACTORS, ROCK PROPERTIES AND WELL KILLING FLUIDS ON PERMEABILITY OF THE BOTTOM-HOLE FORMATION ZONE IN THE WEST SIBERIA FIELDS

Ж. С. Попова
J. S. Popova

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***технологические факторы, терригенные отложения, сеноманская залежь, жидкость глушения, блокирующая композиция, аномально низкое пластовое давление***
Key words: ***technology factors, terrigenous sediments, Cenomanian deposit, well killing fluid, blocking composition, abnormally low reservoir pressure***

Одна из основных причин снижения продуктивности скважин после ремонта — несоответствие применяемых жидкостей глушения геологическим условиям залежи. Жидкости глушения должны подбираться из условий нанесения минимального ущерба продуктивному пласту и обеспечения проведения необходимых операций при ремонте и необходимых измерений в скважине. Основное назначение жидкости глушения заключается в обеспечении необходимой репрессии на пласт, исключающей ее самопроизвольный выброс и гарантирующей сохранение коллекторских свойств призабойной зоны скважины [1].

Известно, что глубина проникновения фильтрата жидкости глушения в песчаники, которыми сложена сеноманская залежь Западной Сибири, может достигать 5 м или более. Нарушение эксплуатационных свойств пласта под воздействием фильтрата является одной из важных причин снижения добычи. Однако степень закупоривания зависит от чувствительности пласта к этому фильтрату. Чистые песчаники высокой проницаемости (несмотря на то, что проникновение фильтрата здесь происходит гораздо интенсивнее, чем в коллекторы низкой проницаемости) обычно не кольматируют, когда их пластовая вода химически совместима с фильтратом жидкости глушения [2].

Возможно снижение проницаемости в пределах до 100 % в зависимости от типа породы пласта и растворов. Чувствительными являются пласты, содержащие глины, диспергируемые и/или такие низкопроницаемые породы, в которых прослеживаются проблемы насыщения, или коллекторы, дающие почти насыщенные рассолы, или нефти, содержащие парафин и асфальтены. Любое изменение минерализации поровой жидкости оказывает влияние на стабильность глинистых частиц в пористой среде. В частности, понижение минерализации или увеличение водородного показателя (pH) воды, окружающей глинистые частицы дестабилизированного пласта, действует так же, как частицы технологического раствора, вытесненные в его породу. По мере начала добычи мелкие частицы мигрируют в направлении сужений пластовых наслоений либо образуют наносы в зависимости от размера зерен и пор.

Воздействие жидкости глушения на продуктивный пласт происходит с помощью двух механизмов: химического и механического.

Примером химического (или как его еще называют смешанного) воздействия является процесс глинизации пласта и его закупоривания жидкостями.

Механическое воздействие на пласт проявляется в закупоривании пласта по стенке скважины в призабойной зоне или в нарушении структуры пласта.

Анализ применения жидкостей глушения в различных коллекторах показывает, что:

- на проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов существенное влияние оказывает химическая природа жидкости глушения;
- определяющим фактором в проблеме сохранения коллекторских свойств пласта, наряду с химической природой жидкости глушения, является наличие в ней механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм;
- наиболее технологичными и безопасными в применении из-за простоты приготовления и взрывобезопасности являются солевые растворы на водной основе без твердой фазы;
- разработка новых эффективных составов жидкостей глушения может осуществляться на основе водных растворов химических соединений с повышенными ингибирующими способностями по отношению к глинистой фазе коллектора, а также растворов на этой основе, содержащих растворимую твердую фазу;
- применение новых составов жидкостей глушения на водной основе «без твердой фазы» должно сопровождаться очисткой (используемого оборудования, скважины), при которой исключается проникновение нерастворимых твердых мехпримесей с диаметром частиц 2 мкм в призабойную зону;
- перспективным направлением является создание жидкости глушения на углеводородной и полимерной основе.

На основании этого жидкость глушения должна удовлетворять ряду требований, таких как: иметь плотность, достаточную для обеспечения необходимого противодавления на пласт, обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств пласта, регулируемость технологических свойств (взрыво- и пожаробезопасность, термостабильность), а также технологичность в приготовлении и использовании.

Плотность жидкости глушения определяют из расчета создания столбом жидкости давления, превышающего пластовое давление в соответствии с требованиями правил [3, 4].

Минимальное превышение гидростатического давления столба жидкости глушения относительно глубины кровли пласта с учетом глубины скважины и аномальности пластового давления приведено в табл. 1 [4].

Таблица 1

Нормы превышения гидростатического давления над пластовым давлением

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления над пластовым давлением	
	для нефтеводонасыщенных пластов	для газовых и газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
1 000	1,0	1,5
1 001–2 500	1,5	2,0
2 501–4 500	2,0	2,25
4 501 и более	2,5	2,7

К указанному значению репрессии добавляется величина произведения $A \cdot K_a$, где A — коэффициент, учитывающий колебания гидростатического давления при спускоподъемных операциях; K_a — коэффициент аномальности пластового давления по отношению к гидростатическому давлению при плотности воды 1 000 кг/м^3. С целью сохранения коллекторских свойств прискважинной зоны пласта необходимо обеспечить минимально возможное проникновение жидкости глушения в пласт под действием перепада давления в системе «скважина — пласт» (репрессии). Это чаще всего достигается увеличением условной вязкости жидкости глушения за счет введения растворимых в ней полимеров.

Возможные допустимые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин приведены в табл. 2.

Таблица 2

Допустимые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин

Глубина скважины, м	Допустимые отклонения при плотности жидкости глушения, кг/м^3		
	до 1 300	1 300–1 800	более 1 800
1 000	1,0	–	–
1 001–2 500	1,5	–	–
2 501–4 500	2,0	–	–
4 501 и более	2,5	–	–

Выбор типа полимера, используемого для загущения жидкости глушения, необходимо осуществлять исходя из сведений о солевой основе жидкости, температурных условий применения и продолжительности ведения ремонтных работ. Для определения оптимальной концентрации добавки загустителя необходимо выбрать требуемую величину вязкости жидкости глушения с учетом температурных условий применения.

Для предотвращения поглощения жидкости глушения в высокопроницаемых продуктивных пластах (более 0,3 мкм^2), а также при глушении скважин с большим газовым фактором (более 400 м^3/м^3) следует применять буферную жидкость максимально возможной вязкости. При наличии в скважине насосно-компрессорных труб (НКТ), спущенных до забоя, и интенсивном поглощении жидкости глушения в состав загущенной буферной жидкости необходимо ввести водо- и (или) кислоторастворимые наполнители (молотый мел, известняк, сидерит, поваренную соль и др.). Ориентировочная дозировка загустителя — до 2 %, наполнителя — до 4 %.

Учитывая требования коррозионной инертности жидкости глушения по отношению к металлу труб и внутрискважинного оборудования, промышленному использованию жидкости для глушения скважины должны предшествовать лабораторные испытания на коррозионную активность. При этом коррозионная активность водных растворов неорганических солей увеличивается с уменьшением pH, повышением температуры (особенно выше 90 ^{0}C) и при разбавлении жидкости глушения пластовыми водами.

Дополнительным фактором, способствующим появлению локальной коррозии, является отложение на поверхности металлов водонерастворимых солей [$CaSO_4$], [$CaCO_3$], происходящее при смешивании жидкостей на основе кальцийсодержащих солей с пластовыми водами сульфатного и гидрокарбонатного типа. Образование осадков, как правило, сопровождается кольматацией порового пространства продуктивного пласта, отложением солей на элементах насосного оборудования в скважине, лифтовых трубах, нефтесборном коллекторе.

С целью предотвращения отрицательного влияния капиллярных сил, возникающих на границе раздела фаз при контакте жидкостей глушения на водной основе с пластовой углеводородной жидкостью, необходима обработка жидкости глушения соответствующими поверхностно-активными веществами (ПАВ). Обработке следует подвергать жидкости при глушении скважин с низкой проницаемостью продуктивных пластов (менее 50 мД).

При выборе ПАВ следует руководствоваться следующим:

- межфазное натяжение на границе раздела фаз «жидкость глушения — пластовый флюид» должно быть минимальным и не превышать 7 ÷ 10 мН/м;
- ПАВ должны обладать способностью гидрофобизации поверхности поровых каналов призабойной зоны пласта;
- в рассолах следует применять неионогенные и (или) катионные ПАВ, либо их композиции.

В качестве примера рассмотрим процесс глушения скважин на Ямбургском газоконденсатном месторождении, в частности на сеноманской залежи. Месторож-

дение находится в стадии падающей добычи, характеризующейся падением пластового давления, образованием депрессионной воронки и снижением дебита.

В качестве жидкости глушения на месторождении в основном применяется инвертно-эмульсионный раствор без содержания твердой фазы. Раствор представляет собой эмульсию «вода в масле», где водной фазой является водный раствор хлористого натрия, а углеводородная фаза представляет собой газовый конденсат с добавками ПАВ-эмульгатора. К достоинствам этого раствора можно отнести отсутствие контакта водной фазы раствора с пластом, что снижает отрицательное воздействие жидкости глушения на глинистый цемент коллектора. Кроме этого раствора при глушении газоконденсатных скважин применяются новые, экологически чистые растворы, представляющие собой водный раствор биополимеров, полимер-коллоидный раствор [5, 6].

С целью снижения отрицательного воздействия фильтрата жидкости глушения на пласт растворы готовятся на солевой основе. Применение солей увеличивает плотность раствора и оказывает дополнительную «нагрузку» на блокирующий раствор. Недостатком полимерного раствора является низкая морозостойкость, поэтому его применение возможно только в летний период. Для глушения газоконденсатных скважин в зимний период применяется водоспиртовой раствор на основе изопропилового спирта. Достоинством раствора является высокая морозостойкость, легкость приготовления, экологичность и сохранность фильтрационно-емкостных свойств коллектора при глушении.

В условиях аномально низких пластовых давлений для предупреждения поглощения жидкости глушения и снижения загрязнения пласта существует необходимость блокирования прискважинной зоны. В настоящее время по нашей рекомендации на месторождении применяется блокирующий раствор, основой которого является загущенная жидкость глушения с добавлением кольматирующего материала. Также на месторождении применяются рекомендуемые нами блокирующие композиции на основе хлористого кальция. Твердая фаза такой композиции образуется за счет химической реакции активных компонентов при их смешении. Твердая фаза имеет размер, сравнимый с размером пор коллектора неокомских отложений, при обработке прискважинной зоны соляной кислотой в процессе вызова притока кольматирующий материал полностью растворяется.

В перспективе для глушения газоконденсатных скважин в условиях аномально низких пластовых давлений, по нашему мнению, есть необходимость перейти на использование легких или облегченных жидкостей глушения на спиртовой или полигликолевой основе с обязательным блокированием прискважинной зоны пласта. При этом к блокирующим и жидкостям глушения при проведении ремонтных или других работ на скважинах необходимо предъявлять дополнительные требования: высокую вязкость, широкое регулирование структурно-механических свойств, низкий показатель фильтрации, недопустимость нарушения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и эксплуатационных характеристик объекта разработки, недефицитность и дешевизну применяемых химических реагентов, морозоустойчивость, простоту технологии приготовления композиции в промысловых условиях, обеспечение пожарной безопасности при проведении капитального ремонта скважин на месторождениях Западной Сибири.

Список литературы

1. Кустышев А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.

2. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: Учеб. пособ. / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников, Ю. В. Ваганов, В. В. Дмитрук, М. Г. Гейхман. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.

3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Ростехнадзор, 2013. – 312 с.

4. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. – Краснодар, НПО «Бурение», 1997. – 83 с.

5. Попова Ж. С. Экологически чистые технологические растворы для бурения и ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 45-46.

6. Попова Ж. С., Ткаченко Р. В., Дмитрук В. В., Рахимов С. Н. Проблемы глушения газоконденсатных скважин Ямбургского месторождения // Подготовка кадров и современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. тр. Института нефти и газа и материалов Межрегиональной научно-технич. конф. с международным участием, посвященной 10-летию Института Нефти и Газа и 65-летию Победы в Великой Отечественной войне (11–12 февраля 2010 года). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – В двух частях. – Ч. 2. – С. 38-40.

Сведения об авторе

Попова Жанна Сергеевна, *аспирант, ассистент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200987, e-mail: gane_p2001@mail.ru*

Popova J. S., *assistant of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)200987, e-mail: gane_p2001@mail.ru*

УДК 622.24.051

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКЦИЙ В ОПОРАХ ШАРОШЕЧНОГО ДОЛОТА

ANALYTICAL DETERMINATION OF RESPONSES IN CONE BIT BEARINGS

В. А. Пяльченков

V. A. Pyalchenkov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***бурение, долото, шарошка, опора, нагрузка***

Key words: ***drilling, drill bit, cone bearing, the load***

Определение реакций в опорах шарошечного долота при различных вариантах взаимодействия вооружения шарошек с забоем является важной практической задачей, решение которой позволит оптимизировать конструкцию как опор, так и вооружения. Ее решению посвящено значительное число экспериментальных исследований, выполненных на различных устройствах [1]. Вместе с тем представляет интерес попытка ее аналитического решения.

В качестве модели будем рассматривать шарошку, установленную на цапфе на подшипниках качения и нагруженную осевой силой P, приложенной на расстоянии R от оси долота (рис. 1).

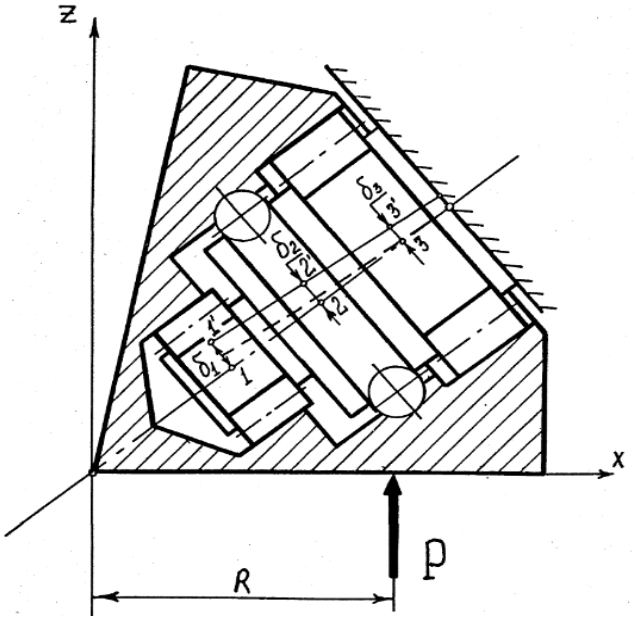


Рис. 1. ***Расчетная схема шарошечного узла***

Можно предположить, что деформация корпуса шарошки будет незначительной по сравнению с деформацией цапфы и контактными деформациями в подшипниках, и ею можно пренебречь. Лапу (за исключением цапфы) также будем считать недеформируемой. Для того чтобы определить величины реакций в подшипниках, рассмотрим условия равновесия шарошки.

Шарошка должна находиться в равновесии под действием внешней силы P и сил реакций в подшипниках. Будем считать, что периферийный и концевой роликовые подшипники воспринимают только радиальные, а шариковый замковый подшипник — осевую и радиальную нагрузки (рис. 2).

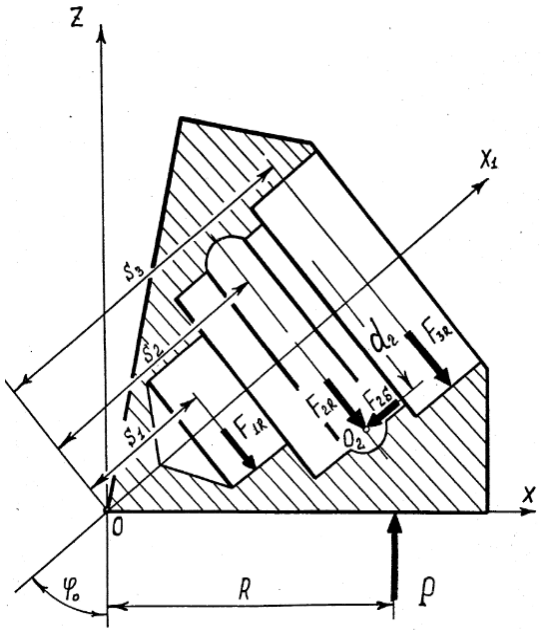


Рис. 2. ***Схема сил, действующих на шарошку***

Для данной системы сил можно составить три аналитических условия равновесия:

$$\sum Z_{1i} = 0; P\sin\varphi_0 - F_{1R} - F_{2R} - F_{3R} = 0,$$

$$\sum X_{1i} = 0; P\cos\varphi_0 - F_{2S} = 0, \qquad (1)$$

$$\sum M_{2i} = 0; P(R - S_2\sin\varphi_0 - \frac{d_2}{2}\cos\varphi_0) + F_{1R}(S_2 - S_1) - F_{3R}(S_3 - S_2) = 0.$$

Поскольку уравнений (1) недостаточно для определения всех неизвестных, то данная система является статически неопределимой, и для ее решения необходимо составить дополнительные уравнения, рассмотрев деформацию системы. Примем, что зазоры во всех подшипниках равны нулю, поскольку при наличии зазоров степень статической неопределимости системы возрастает. До приложения нагрузки оси цапфы и шарошки совпадают. Цапфу рассматриваем как консольную балку, жестко защемленную одним концом. При приложении нагрузки цапфа деформируется, и ось ее занимает новое положение. Поскольку шарошка не связана жестко с цапфой, то после деформации их оси не совпадают (см. рис. 1). Если ось цапфы после деформации будет криволинейной, то ось шарошки в силу принятых ранее допущений остается прямолинейной.

Из условия подобия треугольников (см. рис. 1), можно получить выражение:

$$\frac{\delta_1-\delta_3}{S_3-S_1}=\frac{\delta_2-\delta_3}{S_2-S_1}. \quad (2)$$

Выражение (2) удобно представить в виде

$$\delta_2(S_3-S_1)=\delta_3(S_2-S_1)+\delta_1(S_3-S_2). \quad (3)$$

Из схемы перемещения шарошки относительно цапфы (см. рис.1) следует, что:

$$\delta_1=\delta_{1y}+\delta_{1k}\ , \quad (4)$$

$$\delta_2=\delta_{2y}+\delta_{2k}\ , \quad (5)$$

$$\delta_3=\delta_{3y}+\delta_{3k}\ , \quad (6)$$

где $\delta_{1y},\delta_{2y},\delta_{3y}$ — перемещение точек 1, 2, 3 в результате упругой деформации цапфы; $\delta_{1k},\delta_{2k},\delta_{3k}$ — перемещение точек 1, 2, 3 в результате контактных деформаций соответственно в малом роликовом, шариковом и большом роликовом подшипниках.

Рассмотрим деформацию цапфы как консольной балки, защемленной в лапе (рис. 3).

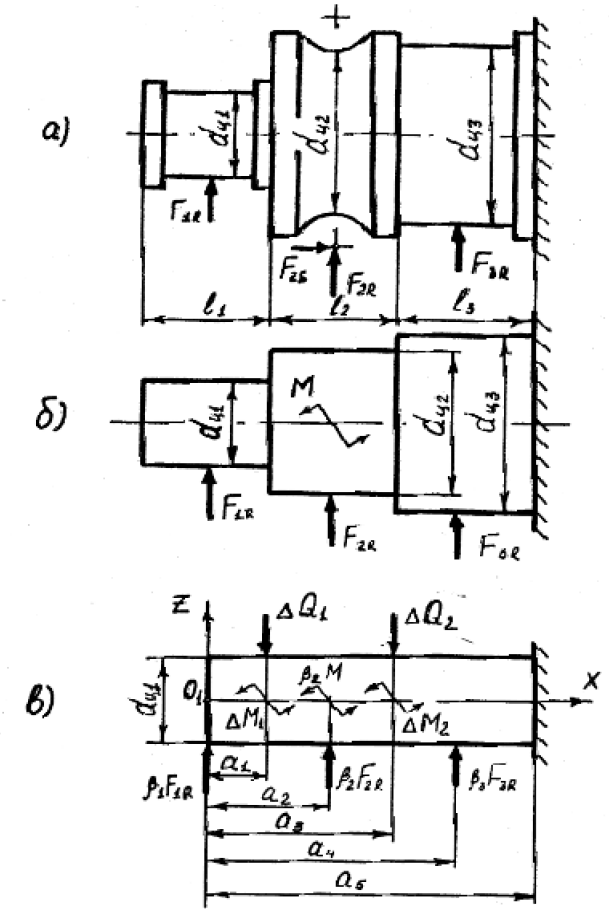


Рис. 3. ***Схема к расчету деформации цапфы***

Очевидно, что без внесения существенной погрешности в результат цапфу действительной формы (рис. 3 а) можно заменить цапфой упрощенной формы (рис. 3 б), имеющей три цилиндрических участка, диаметры которых равны диаметрам беговых дорожек на цапфах малого роликового, шарикового и большого роликового подшипников. Силу F_{2S} перенесем на ось балки, добавив пару сил с моментом

$$M = \frac{F_{2S} * d_2}{2}. \quad (7)$$

Так как перенесенная на ось балки сила F_{2S} не влияет на изгиб балки, то при дальнейшем рассмотрении эту силу учитывать не будем.

Определим прогибы балки в точках приложения сил F_{1R}, F_{2R}, F_{3R}. Определение перемещений методом непосредственного интегрирования дифференциального уравнения упругой линии балки для рассматриваемого случая сопряжено со значительными трудностями, которые заключаются в необходимости составления и решения системы линейных алгебраических уравнений для определения произвольных постоянных интегрирования. Число уравнений, составляющих систему, определяется как *2xn*, где *n* — число участков, на которые разбивается балка. В нашем случае необходимо было бы решать систему из 10 уравнений, поэтому для определения перемещений в интересующих нас точках воспользуемся видоизмененным методом начальных параметров [2]. Преобразуем ступенчатую балку (см. рис. 3 б) в эквивалентную балку постоянного сечения с моментом инерции I_0, равным моменту инерции первого участка балки. Чтобы балка постоянного сечения была эквивалентна исходной, необходимо умножить все действующие внешние нагрузки на соответствующие коэффициенты приведения β, а в местах сопряжений различных сечений приложить дополнительные нагрузки ΔQ и ΔM (рис. 3 в).

Определение коэффициентов приведения и подробные выкладки приведены в работе [3]. Произведя преобразования и введя ряд дополнительных обозначений, получим окончательное выражение для определения прогибов цапфы:

$$\delta_{1y} = B_1 F_{1\mathrm{R}} + B_2 F_{2\mathrm{R}} + B_3 F_{3\mathrm{R}} - B_4 F_{1\mathrm{S}}; \quad (8)$$

$$\delta_{2y} = B_5 F_{1\mathrm{R}} + B_6 F_{2\mathrm{R}} + B_7 F_{3\mathrm{R}} - B_8 F_{1\mathrm{S}}; \quad (9)$$

$$\delta_{3y} = B_9 F_{1\mathrm{R}} + B_{10} F_{2\mathrm{R}} + B_{11} F_{3\mathrm{R}} - B_{12} F_{2\mathrm{S}}. \quad (10)$$

Коэффициенты $B_1 - B_{12}$ являются постоянными величинами, зависящими от геометрических размеров и материала цапфы.

Перейдем к определению перемещений точек 1, 2, 3 (см. рис. 1), происходящих в результате суммарных контактных деформаций в подшипниках, которые складываются из деформаций при контакте тел качения с шарошкой и цапфой. В малом роликовом подшипнике

$$\delta_{1k} = \delta_{1k\text{ш}} + \delta_{1k\text{ц}}, \quad (11)$$

где $\delta_{1k\text{ш}}$ — перемещение точки 1 в результате контактной деформации роликов и шарошки; $\delta_{1k\text{ц}}$— перемещение точки 1 в результате контактной деформации роликов и цапфы.

Деформацию будем определять в месте контакта наиболее нагруженного ролика, усилие на который при нормальном радиальном зазоре определяется как [4]

$$Q_{1max} = \frac{5F_{1R}}{Z_1}, \quad (12)$$

где Z_1— число роликов в подшипнике.

При контакте роликов с цапфой, что соответствует случаю внешнего контакта двух цилиндров с параллельными осями из одинакового материала с коэффициен-

том Пуассона M = 0,3, сближение осей можно определить из выражения, полученного Б. С. Ковальским [5], учитывающего не только деформацию в контакте, но и общую деформацию цилиндров:

$$\delta_{1k_{ц}} = 0{,}579\frac{q_1}{E}\left[l_n\frac{d_{y1}d_{P1}}{l_{P1}^2} + 0{,}814\right|, \quad (13)$$

где l_{P1}, d_{P1} — длина и диаметр ролика; $q_1 = \frac{Q_{1max}}{l_{P1}}$ — нагрузка на единицу длины ролика. E = 210 ГПа — модуль упругости стали.

После подстановки и преобразования получим

$$\delta_{1k_{ц}} = b_{13} * F_{1R} \quad (14)$$

$$b_{13} = \frac{2.895}{l_{P1}Z_{P1}}\left[l_n\frac{d_{y1}d_{P1}}{l_{P1}^2} + 0.814\right|. \quad (15)$$

При контакте роликов с шарошкой, что соответствует случаю контакта цилиндра с цилиндрической полостью, сближение можно определить [6] из выражения

$$\delta_{1k_{ш}} = \frac{2(1-M^2)}{E}q_1(1 - \ln c), \quad (16)$$

где

$$C = 1{,}08\sqrt{\frac{q_1}{E} * \frac{d_{ш1}d_{P1}}{d_{ш1}-d_{P1}}}. \quad (17)$$

Учитывая, что в нашем случае диаметр цилиндрической впадины $d_{ш1}$ в несколько раз больше диаметра цилиндра d_{P1}, можно для вычисления перемещения $d_{шк1}$ воспользоваться эмпирической формулой [7], справедливой для контакта стального цилиндра с плоскостью

$$\delta_{1k_{ш}} = \frac{0{,}462}{10^3\sqrt[3]{d_{P1}}} * \frac{Q_{1max}}{l_{P1}}. \quad (18)$$

Расчеты показали, что использование выражения (18) вместо выражения (16) при существующих соотношениях линейных размеров в подшипниках опоры долота вносит погрешность, величина которой не превышает 2,5 %. Потому будем использовать выражение (18), представив его в виде

$$\delta_{1k_{ш}} = B_{14} * F_{1R}\,, \quad (19)$$

где

$$B_{14} = \frac{2.31*10^{-3}}{\sqrt[3]{d_{P1}}Z_1 l_{P1}}. \quad (20)$$

Таким образом, суммарная контактная деформация в малом роликовом подшипнике определяется как

$$\delta_{1k} = F_{1R}(B_{13+}B_{14}). \quad (21)$$

Рассуждая аналогично, определим суммарную контактную деформацию в большом роликовом подшипнике:

$$\delta_{3k} = F_{3R}(B_{15+}B_{16}), \quad (22)$$

где

$$B_{15} = \frac{2{,}895}{l_{P3}ZE}\left[\ln\frac{d_{y3}d_{p3}}{l_{P3}^2} + 0{,}814\right|, \quad (23)$$

$$B_{16} = \frac{2.31*10^{-3}}{\sqrt[3]{d_{P3}}Z_{P3}l_{P3}}, \quad (24)$$

где $d_{P3}, l_{P3,} Z_{P3}$ — соответственно диаметр, длина и количество роликов в большом подшипнике.

Рассмотрим теперь шариковый подшипник. Для него суммарная контактная деформация определится как

$$\delta_{2k} = \delta_{2ik} + \delta_{2wk}. \quad (25)$$

Сближение двух стальных тел с точечным контактом можно в общем случае определить по методике, изложенной в работе [7]. Подробные выкладки приведены в [3].

Подставив полученные выражения для перемещений в (3) и проведя преобразования, получим искомое условие, устанавливающее взаимосвязь между неизвестными реакциями в подшипниках опоры:

$$B_{18}F_{1R} + B_{19}F_{2R} + B_{20}F_{2R}^{\frac{2}{3}} + B_{21}F_{3R} - B_{22}F_{2S} = 0; \quad (26)$$

С учетом системы уравнений (1) и ряда обозначений преобразуем выражение (26). Получим уравнение третьей степени с одним неизвестным F_{2R}:

$$F_{2R}^3 + C_1F_{2R}^2 + C_2F_{2R} + C_3 = 0, \quad (27)$$

где C_1, C_2, C_3 — коэффициенты, зависящие от размеров и материала деталей опоры, а также от величины и радиуса приложения силы P.

Уравнение (27) может иметь один или три корня [8]. При решении учитывалось только одно наибольшее по алгебраической величине значение F_{2R}. Величины остальных реакций в подшипниках определяются из уравнений:

$$F_{2S} = B_{24}P;$$
$$F_{3R} = B_{26}P - B_{27}F_{2R}; \quad (28)$$
$$F_{1R} = B_{28}P - B_{29}F_{2R}.$$

Получить интересующие нас зависимости величин реакций в подшипниках опоры от силы P и радиуса ее приложения R в явном виде не представляется возможным, поэтому эти зависимости были получены в виде таблиц значений величин реакций при различных P и R для опоры долота 215,9К-ПВ. По результатам расчетов построены графические зависимости. При изменении радиуса R происходит перераспределение нагрузки между подшипниками (рис. 4).

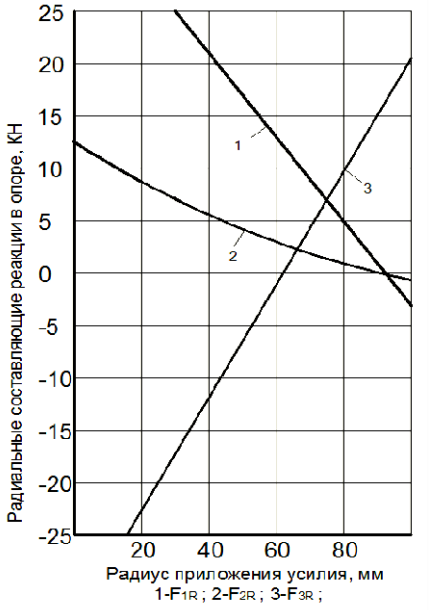


Рис. 4. ***Расчетные зависимости радиальных усилий в подшипниках от радиуса приложения внешнего усилия (P = 10 КН)***

При малом радиусе (R < 60 мм) расчетная радиальная нагрузка на периферийный роликовый подшипник отрицательна, то есть нагрузка воспринимается не нижними, а верхними роликами. При перемещении точки приложения силы, действующей на шарошку от оси долота к периферии, нагрузка, действующая на концевой роликовый подшипник и шариковый замковый, уменьшается, а нагрузка на периферийный роликовый подшипник возрастает. Когда линия действия внешней силы проходит через центр нижнего, наиболее нагруженного шарика, нагрузка распределяется между всеми тремя подшипниками опоры, что значительно повышает контактную жесткость опорного узла. При изменении положения точки приложения нагрузки происходит перераспределение нагрузки между подшипниками.

Применение данной методики может позволить на стадии проектирования оценить влияние расположения вооружения на загруженность и долговечность подшипников опоры долота.

Список литературы

1. Пяльченков В. А. Устройство для измерения нагрузки на опорные подшипники шарошечного долота / Брагин А. Ф., Боднарчук В. А., Жуков Г. В., Басанов Ю. И., Дрогомирецкий Я. Н. / Авторское свидетельство № 1474251. – 1989. – Б. И. – № 15.
2. Писаренко Г. С. Сопротивление материалов. – Киев: Вища школа, 1979. – 696 с.
3. Пяльченков В. А. Повышение работоспособности шарошечных долот путем рационального распределения нагрузок по элементам вооружения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М., 1983. – 216 с.
4. Бейзельман Р. Д. Подшипники качения. Справочник. – М.: Машиностроение, 1975. – 572 с.
5. Пономарев С. Д. Расчеты на прочность в машиностроении. Т. 2. – М.: Машгиз, 1958. – 974 с.
6. Справочник машиностроителя. Под редакцией Серенсена С. Б. Т. 3. – М.: Машгиз, 1962. – 651 с.
7. Спришевский А. И. Подшипники качения. – М.: Машиностроение, 1969. – 632 с.
8. Бронштейн И. Н., Семендяев К. А. Справочник по математике. – М.: Наука, 1980. – 976 с.

Сведения об авторе

Пяльченков Владимир Алексеевич, *д. т. н., доцент кафедры «Прикладная механика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200790, e-mail: pial228@rambler.ru*

Pialchencov V. A.*, Doctor of Technical Sciences, the assistant Professor of the chair «Applied mechanics» Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)200790, e-mail: pial228@rambler.ru*

УДК 622.276

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ПОЛОГОЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ В СЛОИСТОМ ПЛАСТЕ

MODELING OF HORIZONTAL OIL WELL OPERATION IN THE STRATIFIED BED

С. К. Сохошко, Ж. М. Колев, Н. В. Назарова

S. K. Sohoshko, J. M. Kolev, N. V. Nazarova

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***нефтяная скважина, перфорированная скважина, профиль притока, стационарный режим, пологая скважина, слоистый пласт***

Key words: ***oil well, perforated hole, inflow profile, velocity profile, steady-state flow mode, numerical model, horizontal borehole, layered reservoir***

Широкое применение пологих скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений вызывает необходимость изучения их работы, в том числе при вскрытии ими неоднородных слоистых пластов [1]. При этом возникают такие задачи, как определение для каждого вскрываемого пропластка профиля притока, эпюры скорости потока флюида по стволу, расположения интервалов перфорации в пределах пропластков и других параметров с учетом их фильтрационно-емкостных свойств.

В работе [2] получено решение для распределения депрессии и профиля притока вдоль ствола пологой перфорированной нефтяной скважины, работающей на стационарном режиме в однородно-анизотропном пласте. В данном решении каждое перфорационное отверстие представлялось в виде точечного стока. При наличии вместо перфорационных отверстий достаточно протяженных перфорационных каналов естественно было бы учитывать направление и длину перфорационных каналов. Это можно осуществить, если каждый перфорационный канал ствола представлять в виде линии стоков, а значение давления (депрессии) в районе каждого канала представлять в виде суперпозиции давлений, создаваемых каждым каналом в районе рассматриваемого.

Депрессия ΔP_j в пласте в районе канала с номером j для пологой скважины в этом случае имеет вид:

$$\Delta P_j = \frac{\mu}{4\pi k_h}\sum_{i=1}^{N} Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty}\int_{L_i}\left(\begin{array}{l}\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2+\frac{1}{\sqrt{k_h/k_v}}(z_j-z_i+2nh)^2}\right)^{-1}+\\ +\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2+\frac{1}{\sqrt{k_h/k_v}}(z_j+z_i+2nh)^2}\right)^{-1}\\ -0{,}5\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j+y_{ki})^2+\frac{1}{\sqrt{k_h/k_v}}(z_j-z_i+2nh)^2}\right)^{-1}-\\ -0{,}5\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j+y_{ki})^2+\frac{1}{\sqrt{k_h/k_v}}(z_j+z_i+2nh)^2}\right)^{-1}-\\ -0{,}5\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_{ki})^2+\frac{1}{\sqrt{k_h/k_v}}(z_j-z_i+2nh)^2}\right)^{-1}-\\ -0{,}5\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_{ki})^2+\frac{1}{\sqrt{k_h/k_v}}(z_j+z_i+2nh)^2}\right)^{-1}\end{array}\right) dL_i \qquad (1)$$

где Q_i — дебит перфорационного канала с номером i, м^3/с; μ — вязкость нефти, Па/с; k_h — проницаемость по горизонтали, м^2; k_v — проницаемость по вертикали, м^2; h — толщина пласта, м^2; x_j, y_j, z_j — координаты точки, в которой определяется давление, м; x_i, y_i, z_i — координаты перфорационного канала с номером i добывающей скважины, м; $y_{ki} = y_i + R_k$ — координаты перфорационного канала с номером i фиктивной нагнетательной скважины, м; R_k — расстояние до фиктивной нагнетательной скважины, м; L_i — траектория перфорационного канала с номером i.

В случае пологой скважины уравнение траектории перфорационного канала представляет собой уравнение прямой линии, перпендикулярной стволу скважины. Решение (1) можно представить в виде

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^{N} Q_i S_{ij}\,, \qquad (2)$$

где Q_i — дебит канала с номером i; S_{ij} — функция, учитывающая расположение канала, его длину, анизотропию, толщину вскрываемого пласта, расстояние до нагнетательной скважины и т. д.

Для депрессии в стволе скважины $\Delta P_j^{скв}$ в районе канала с номером j можно записать уравнение Бернулли с учетом гидравлических и местных сопротивлений в стволе:

$$\Delta P_j^{скв} = \Delta P_з - \frac{\rho}{2}(V_з^2 - V_j^2) - \sum_{k=1}^{j} \rho g (h_м + h)_k\,, \qquad (3)$$

где $\Delta P_з$ — депрессия в начале ствола скважины, Па; ρ — плотность жидкости, кг/м^3; $V_з^2$ — скорость жидкости в начале ствола скважины, м/с; V_j^2 — скорость жидкости в районе отверстия с номером j, м/с; g — ускорение свободного падения, м/с^2; $h_м$ — падение напора за счет местных сопротивлений в районе канала с номером k, м; h — падение напора за счет гидравлических сопротивлений в районе канала с номером k, м.

Уравнения (2) и (3) объединяются в уравнение

$$\sum_{i=1}^{N} Q_i S_{ij} = \Delta P_з - \frac{\rho}{2}(V_з^2 - V_j^2) - \sum_{k=1}^{j} \rho g (h_м + h)_k \ . \qquad (4)$$

В результате решения уравнения (4) определяются дебиты перфорационных каналов Q_i.

В случае вскрытия пологой скважиной слоистого пласта, ствол скважины вскрывает каждый из пропластков только один раз.

Давление (депрессию) в районе перфорационного канала с номером j следует определять как суперпозицию давлений (депрессий), создаваемых при работе каналов участков ствола, находящихся в рассматриваемом пропластке с номером m.

$$\Delta P_j^m = \sum_{i=1}^{N_1} Q_i S_{ij}^m + \sum_{i=1}^{N_2} Q_i S_{ij}^m + ... + \sum_{i=1}^{N_k} Q_i S_{ij}^m \ , \qquad (5)$$

где N_1, N_2, …, N_k — количество перфорационных каналов для k-го интервала ствола в рассматриваемом пропластке.

Функция S_{ij}^m для пропластка с номером m должна определяться с учетом его характеристик (толщины и проницаемости).

Уравнения вида (5) записываются для каждого из вскрываемых пропластков, и полученная система уравнений решается совместно с уравнением движения жидкости в стволе скважины вида (4). В результате решения полученной системы уравнений определяются неизвестные дебиты перфорационных каналов Q_i.

Рассмотрим пологую скважину, вскрывающую 2 несообщающихся пропластка мощностью 6 и 18 м. Давление в начале пологого ствола 20 МПа. Участок ствола, проходящий через верхний пропласток, перфорирован от кровли до подошвы, в нижнем, более мощном пропластке, расположены два интервала перфорации.

Исходные данные для расчета приведены в таблице.

Исходные данные для численного моделирования

Интервал	Параметр	Значение			Размерность
1	Начало	4			м
	Конец	10			м
	Плотность перфорации	10			отв./м
	Длина канала	0,2			м
	Количество отверстий	261			шт.
2	Начало	12			м
	Конец	20			м
	Плотность перфорации	7	7	12	отв./м
	Длина канала	0,2			м
	Количество отверстий	198	198	339	шт.
3	Начало	23			м
	Конец	30			м
	Плотность перфорации	5	10	5	отв./м
	Длина канала	0,2			м
	Количество отверстий	63			154
Пласт	Параметр	Значение			Размерность
1	Давление	30			МПа
	Кровля	4			м
	Подошва	10			м
	Вертикальная проницаемость	20			мДа

Продолжение таблицы

Пласт	Параметр	Значение	Размерность
1	Горизонтальная проницаемость	50	мДа
2	Давление	30,5	МПа
	Кровля	12	М
	Подошва	30	м
	Вертикальная проницаемость	100	мДа
	Горизонтальная проницаемость	10	мДа

Графически траектория профиля представлена на рис. 1.

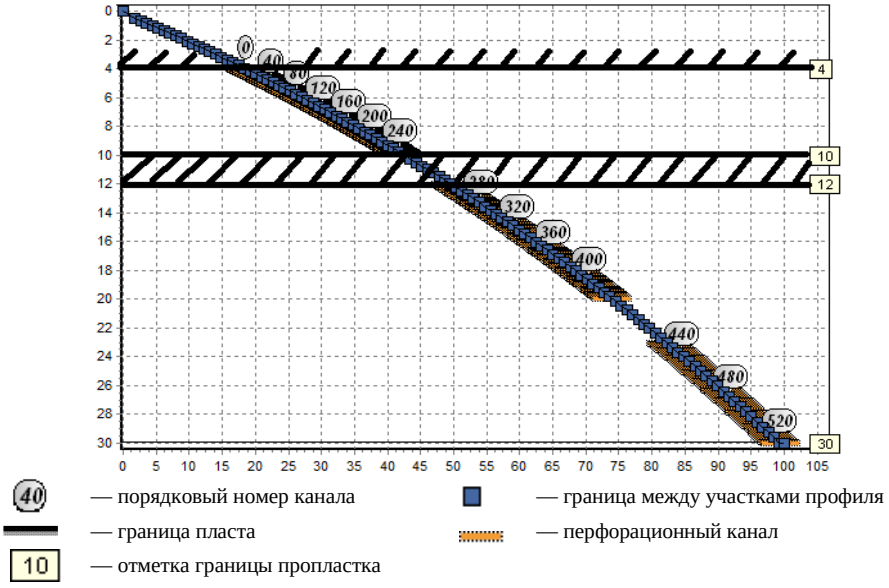


Рис. 1. ***Траектория пологого ствола, вскрывающего два пропластка***

Результаты расчета показали, что дебит пологой скважины равен 191,42 м^3/сут., из них 73,158 м^3/сут. отбирается из верхнего пропластка и 118,263 — из нижнего. Профиль притока и эпюра скоростей показаны на рис. 2.

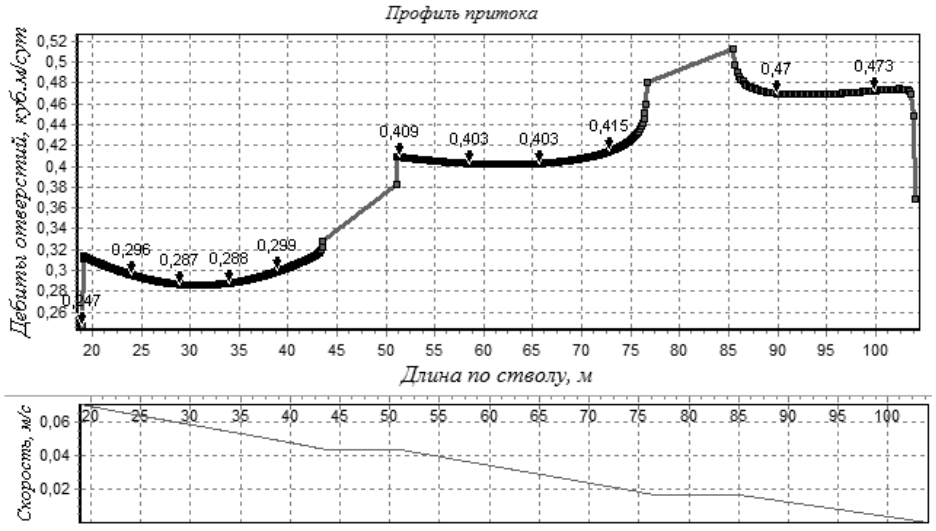


Рис. 2. ***Профиль притока к пологой скважине в слоистом пласте***

Дебиты каналов нижнего пропластка выше (см. рис. 2); в каналах, находящихся у кровли и подошвы, наблюдается заметное падение дебита. Наибольшие дебиты дают каналы третьего интервала, с наименьшей плотностью перфорации, из-за меньшей их интерференции. Рассмотрим, как изменится профиль притока при изменении плотности перфорации (m) каждого из интервалов перфорации (рис. 3).

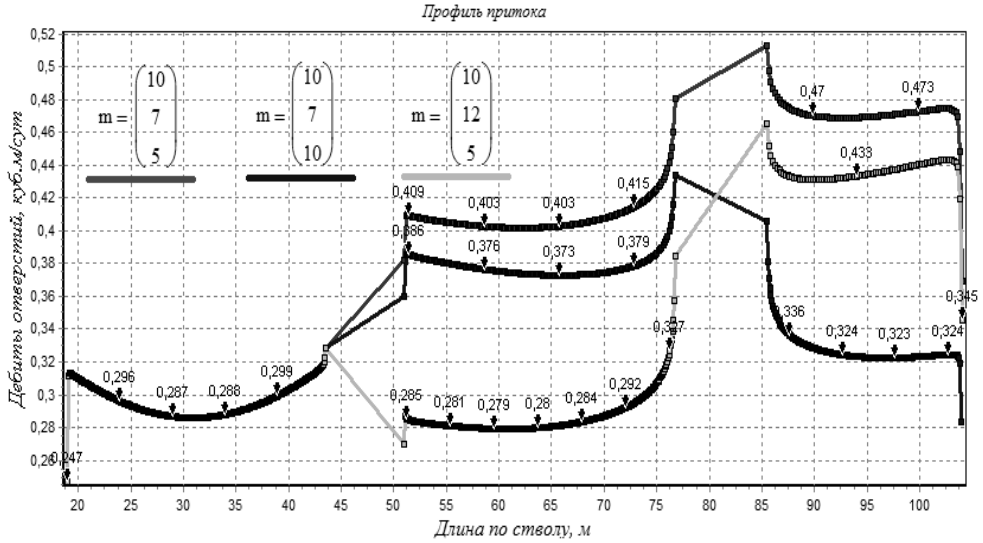


Рис. 3. ***Изменение профиля притока к пологой скважине при изменении плотности перфорации одного из интервалов***

Увеличение плотности расположения каналов во втором интервале не понижает дебит в первом интервале, так как из-за непроницаемой границы отсутствует взаимовлияние отверстий, находящихся в разных пластах. Однако с увеличением плотности перфорации на одном из интервалов, расположенном в нижнем пласте, падает дебит каналов как данного интервала, так и других, расположенных в том же пропластке.

Список литературы

1. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964.
2. Сохошко С. К., Колев Ж. М. Профиль притока к пологому стволу нефтяной скважины на стационарном режиме. НТЖ «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 2014. – № 3. – С. 33-39.

Сведения об авторах

Сохошко Сергей Константинович, *д. т. н., заведующий кафедрой «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: sksohoshko@mail.ru*

Колев Жеко Митков, *ассистент кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: jackkolev@gmail.com*

Назарова Нелли Владимировна, *ассистент кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень*

Sohoshko S. K.*, Doctor of Engineering, head of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, e-mail: sksohoshko@mail.ru*

Kolev J. M., *assistant of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, e-mail: jackkolev@gmail.com*

Nazarova N. V.*, assistant of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University*

УДК 622.279:532:519.6

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

MATHEMATICAL MODEL OF OPERATIONAL MANAGEMENT OF A GAS-CONDENSATE FIELD

К. М. Федоров, В. Е. Вершинин
K. M. Fedorov, V. E.Vershinin

Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений, г. Сочи
Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***интегральная модель месторождения, газоконденсатные месторождения, математическая модель, оптимизация добычи конденсата***
Key words: ***integrated model of a field, gas-condensate fields, mathematical model, optimization of production of condensate***

При разработке газоконденсатных месторождений одним из важнейших показателей эффективности добычи выступает конденсатно-газовый фактор (КГФ) добываемой продукции. Его значение в первую очередь зависит от состава газоконденсатной смеси, пластового и забойного давления. При снижении давления в газоконденсатной смеси ниже давления начала конденсации происходит ретроградная конденсация (выпадение жидкого конденсата). Выпадение конденсата в пласте помимо прямых потерь в добываемой продукции приводит к снижению проницаемости в зоне «конденсатной банки», поэтому представляет собой нежелательное явление. Вместе с тем для увеличения объемов добычи часто приходится снижать забойное давление ниже давления начала конденсации. Поскольку доля выпадающего в пласте конденсата возрастает при уменьшении давления, то возникает задача управления скважинами с целью нахождения оптимального соотношения между объемом добываемой продукции и количеством потерь в пласте. Оперативное управление газоконденсатным месторождением реализуется посредством выбора диаметров штуцеров на скважинах, позволяющего добиться плановых показателей по добыче как газа, так и конденсата. Объем добываемого газа при этом, как правило, ограничен пропускной способностью газотранспортной системы либо планом добычи и выступает в качестве верхнего предела. Это порождает оптимизационную задачу максимизации добычи конденсата (или минимизации его потерь) за счет соответствующего подбора диаметров штуцеров. Поскольку диаметр штуцера напрямую влияет на распределение давлений в пласте и стволе скважины, то для решения данной задачи необходимо связать в единой системе уравнений параметры управления (диаметр штуцера), внешние параметры (текущие пластовые давления и давление на выходе из газотранспортной системы), целевые показатели (добыча конденсата) и лимитирующие показатели (добыча газа).

Математические модели пластовых систем. Рассмотрим вопрос создания математической модели, позволяющей найти решение поставленной оптимизационной задачи. Как объект управления газоносный пласт относится к объектам с распределенными параметрами и описывается дифференциальными уравнениями в частных производных. Применяемые при разработке месторождений традиционные фильтрационные модели газоконденсатных пластов требуют значительных вычислительных ресурсов и предназначены в основном для анализа схемы разработки месторождения, а не для оперативного управления процессом добычи и тем более для отыскания оптимальных диаметров штуцеров. Причин этому несколько: неопределенность в параметрах пласта, большая длительность расчетов и невозможность оперативного пересчета часто меняющихся условий добычи при проведении геолого-технологических мероприятий на месторождении. Поэтому реше-

ние задачи расчета параметров текущего технологического режима работы скважин предпочтительнее строить на основе упрощенных полуаналитических моделей.

При построении математической модели процесса добычи газоконденсатной смеси на месторождении ограничимся рассмотрением ее движения до точки входа в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Это связано с тем, что технологические параметры на входе в УКПГ достаточно жестко ограничены, и их значения можно принять за некоторые неизменные константы. Движение газоконденсатной смеси рассмотрим в последовательности: пласт — ствол скважины — управляющий штуцер — шлейф (участок поверхностной газосборной сети). При этом происходит понижение ее температуры и давления. Потери давления в каждом элементе системы пропорциональны дебиту газа.

Движение газа в пласте. Потери давления в пласте при добыче газообразной продукции обычно описываются двучленным уравнением вида [1]

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = AQ + BQ^2 \ , \qquad (1)$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление на контуре питания скважины, $P_{заб}$ — давление на забое скважины, Q — дебит газа в стандартных условиях. Коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B в уравнении (1) для случая одиночной скважины в радиально-симметричном пласте могут быть аналитически выражены через его фильтрационно-емкостные характеристики [2]. Наличие трещин ГРП может быть учтено введением соответствующих поправок [3]. Для случая реального месторождения выделить положение контура питания отдельной скважины становится затруднительно. Более того, его форма динамически изменяется и может значительно отличаться от окружности, что усложняет отыскание аналитического выражения для коэффициентов A и B. При этом меняется и смысл величины $p_к$ — усредненное пластовое давление на контуре питания скважины. Тем не менее считается что уравнение (1) в большинстве случаев хорошо согласуется с фактическими данными и вполне применимо при оценках дебитов. Коэффициенты A и B рассчитываются по результатам газодинамических исследований скважин [3]. При этом следует учитывать, что они могут с течением времени изменяться вследствие изменения формы контура питания и выпадения жидкого конденсата вблизи скважины.

Изменение температуры газа в пласте связано с эффектом Джоуля — Томсона. При значительных депрессиях дросселирование газа в пласте сопровождается изменением температуры. Для большинства случаев этот эффект приводит к понижению температуры газа (положительный эффект) в забойной зоне по сравнению с пластовой температурой. Величина изменения температуры газа определяется дифференциальным коэффициентом Джоуля — Томсона

$$D=(\mathrm{d}T/\mathrm{d}P)_н \ , \qquad (2)$$

где T — температура газа; P — давление газа. Коэффициент D определяется при постоянной энтальпии H по таблицам или с помощью аналитических выражений.

Движение газа в стволе скважины. Движение смеси в стволе скважины представляет собой двухфазное течение. Наличие жидкости в потоке обусловлено выносом конденсата и воды из пласта, а также ретроградными явлениями при снижении давления и температуры в стволе скважины. Если объемная доля жидкости в потоке невелика, то в скважине возникает дисперсно-кольцевой режим течения [4]. Точный расчет дебитов фаз в этих условиях возможен только путем решения дифференциальных уравнений для двухфазных потоков с учетом граничных условий на забое и устье скважины и теплового взаимодействия газоконденсатной смеси с окружающими скважину горными породами. Данные обстоятельства затруд-

няют процедуру поиска решения, поскольку забойное и устьевое давление заранее неизвестны и зависят от дебита. Упрощение модели и использование аналитического полунеявного решения позволяет свести эту задачу к алгебраическим уравнениям. Решение уравнения баланса сил (в широко распространенном гидравлическом приближении) для газа в стволе вертикальной скважины можно записать в виде [2, 3]

$$P_з = \left[P_y^2 e^{2S} + 9{,}914310^3 \frac{\lambda Q^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d^5} \left(e^{2S} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}} = \left[P_y^2 e^{2S} + \theta Q^2 \right]^{\frac{1}{2}} \qquad (3)$$

где Q — дебит газа в стандартных условиях, тыс.м^3/сутки; P_y — устьевое давление, атм; $P_з$ — забойное давление, атм; d — внутренний диаметр НКТ; ρ — плотность газа; λ — коэффициент гидравлического сопротивления НКТ; z_{cp} — усредненное по стволу скважины значение коэффициента сверхсжимаемости; T_{cp} — средняя температура в стволе скважины; S — весовой множитель, определяемый формулой

$$S = \frac{\mu g L}{R z_{cp} T_{cp}} \qquad (4)$$

где μ — молекулярная масса газа, кг/моль, R=8,31 Дж/(кг· К) — универсальная газовая постоянная.

Наличие небольшого количества влаги в стволе скважины (3–5 % объемного содержания) учитывается поправкой к плотности газа [3].

Коэффициент λ гидравлического сопротивления НКТ зависит от шероховатости труб и характера движения газа в трубе, определяемом безразмерным числом Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = \frac{17{,}77 \cdot Q \cdot \rho_{отн}}{d\mu}; \quad \varepsilon = \frac{2l}{d}, \qquad (5)$$

где Re — число Рейнольдса, ед.; Q — дебит газа, приведенный к стандартным условиям, тыс.м^3/сут; d — внутренний диаметр труб, м; μ — динамическая вязкость, мПа·с; ε — относительная шероховатость, ед.; l — абсолютная шероховатость, м; $\rho_{отн}$ — относительная плотность газа по воздуху.

При турбулентном течении, которое как правило имеет место в газовых и газоконденсатных скважинах, λ зависит от Re и ε и определяется по формуле [3]

$$\lambda = \frac{1}{4\left[\ln\left(\frac{5{,}62}{\mathrm{Re}^{0{,}9}} + \frac{\varepsilon}{7{,}41} \right) \right]^2}. \qquad (6)$$

При больших расходах, характерных для газовых и газоконденсатных добывающих скважин, возникает режим автомодельной турбулентности, при котором λ не зависит от числа Рейнольдса Re и определяется по формуле [3]

$$\lambda = \frac{1}{\left[2\ln\left(\frac{\varepsilon}{7{,}41} \right) \right]^2}. \qquad (7)$$

Выражение (3) является неявным уравнением относительно $P_з$, поскольку $z_{ср} = Z(P_{ср}, T_{ср})$ зависит от среднего давления, которое, в свою очередь, зависит от неизвестного забойного. Если перепад между пластовым и забойным давлением невелик, то в качестве $z_{ср}$ можно взять постоянную величину, например $z_{ср} = Z((P_{уст}+P_{пл})/2, T_{ср})$. Существенное влияние на температуру газа и его давление будет оказывать теплообмен с окружающими породами. Несколько упрощая задачу нахождения давления, можно принять, что поток газа в скважине имеет постоянную «усредненную» температуру. При вычислении «средней» температуры следует учесть тот факт, что усреднять необходимо величину 1/T [2]. Если предположить, что начальное распределение температуры газа по высоте близко к линейному закону (при постоянстве геотермального коэффициента), $T_{ср}$ будет находиться по формуле [3]:

$$T_{ср}=\left(T_{заб}-T_{уст}\right)/\ln\left(T_{заб}/T_{уст}\right). \qquad (8)$$

Для расчета зависимости $T = T(y,t)$ температуры газа вдоль ствола работающей скважины в различные моменты времени учитывают не только тепловое взаимодействие газа с холодной окружающей породой, но и эффект Джоуля — Томсона. Прогрев породы приводит к тому, что распределение температуры самой породы, газа и эффект охлаждения будут изменяться с течением времени. Качество решения такой нестационарной тепловой задачи зависит от наличия точных данных по теплофизическим характеристикам скважины и окружающих пород. При их отсутствии приходится моделировать тепловые потоки по усредненным табличным данным. В этом случае прибегают к полуэмпирической формуле, дающей динамику температуры газа вдоль ствола скважины с учетом всех указанных эффектов охлаждения [2, 3, 4]

$$T_x = T_{пл} - \Gamma(L-x) - (T_{пл}-T_з)\cdot e^{-a(L-x)} + \\ + \frac{1-e^{-a(L-x)}}{\alpha}\left[\Gamma - \frac{A}{C_p} - \frac{D_i\cdot(P_з-P_x)}{L-x}\right], \qquad (9)$$

где L — глубина скважины, м; x — глубина, на которой рассчитывается температура, м; D_i — коэффициент Джоуля — Томсона для середины интервала от забоя до расчетной точки; $T_{пл}$ — пластовая температура, К; $T_з$ — температура на забое, К; T_x — температура в расчетной точке с координатой x, К; Γ — геотермальный коэффициент для пласта, К/м; $P_{пл}$ — пластовое давление, атм; $P_з$ — давление на забое, атм; P_x — давление в расчетной точке с координатой x, атм; A — термический эквивалент работы — 0,098905 кДж/кг·м; C_p — удельная теплоемкость газа при постоянном давлении для средних давления и температуры на интервале от забоя до расчетной точки; α — коэффициент, определяемый по зависимости [3]

$$\alpha = \frac{2\pi\cdot\lambda_n}{\rho_{отн}\cdot Q\cdot C_p\cdot\ln\left(1+\left[\pi\cdot\lambda_n\cdot t/\left(C_n\cdot R_c^2\right)\right]^{1/2}\right)}, \qquad (10)$$

где $\lambda_П$ — теплопроводность пласта, ккал/м час ^{0}C; $\rho_{отн}$ — относительная плотность газа, доли ед.; C_p — удельная теплоемкость газа; $C_П$ — объемная теплоемкость породы для приближенных расчетов, равна 700 ккал/(м$^{3\cdot}$К); Q — дебит газа в

стандартных условиях (тыс. м^3/сутки); t — время работы скважины с момента пуска, ч; R_c — радиус скважины, м.

Движение газа через штуцер. Управление дебитом скважин осуществляется с помощью сужающих устройств. В отечественной практике в основном используются штуцеры с дросселирующим отверстием/каналом. Конструктивные особенности исполнения штуцера могут значительно повлиять на вид формулы, связывающей перепад давления и массовый (объемный, приведенный к стандартным условиям) поток газа. Как правило, соотношение для массового расхода имеет структуру, неудобную для использования в системе уравнений движения газа. Удобнее привести такую зависимость к виду

$$P_{буф}^2 - P_{шл}^2 = B_{штуц} Q^2 \ , \qquad (11)$$

где Q — объемный расход газа в стандартных условиях, тыс. куб. м /сутки; $P_{буф}$ — давление на буфере (входное давление в штуцере), атм; $P_{шл}$ — давление на выходе из штуцера в шлейф, атм; $B_{штуц}$ — коэффициент сопротивления штуцера.

Явный вид коэффициента $B_{штуц}$ зависит от типа применяемого штуцера. В общем случае он зависит от входного/выходного давления. Таким образом, выражение (11) представляет собой неявное уравнение относительно давлений и решаться должно итерационным методом. Наличие мелкодисперсной жидкости в потоке учитывается скорректированным значением средней плотности смеси в уравнении (11) и его решении [5].

Температура газа при движении в штуцере будет меняться вследствие дроссель-эффекта Джоуля — Томсона. Для пластовых углеводородных газов большинства месторождений при устьевых давлениях и температурах этот эффект практически всегда положительный (сопровождается понижением температуры при падении давления). Интегральный эффект изменения температуры на штуцере можно выразить через коэффициенты уравнения состояния. Используя уравнение состояния Битти — Бриджмена, можно получить выражение для изменения температуры в виде [3]

$$T_2 = T_1 + \frac{1}{\overline{C}_p} + P_2\upsilon_2 - P_1\upsilon_1 + (T_1\beta_1 - \beta)\left(\frac{1}{\upsilon_1} - \frac{1}{\upsilon_2}\right) + \\ + \frac{T_1\gamma_1 - \gamma}{2}\left(\frac{1}{\upsilon_1^2} - \frac{1}{\upsilon_2^2}\right) + \frac{T_1\delta_1 - \delta}{3}\left(\frac{1}{\upsilon_1^3} - \frac{1}{\upsilon_2^3}\right), \qquad (12)$$

где $P_1 = P_{буф}$, $T_1 = T_{буф}$, $P_2 = P_{шл}$, $T_2 = T_{шл}$ — начальные и конечные значения давления и температуры газа на штуцере соответственно, υ_1 и υ_2 — удельные объемы газа (м^3/кг) до и после штуцера, $\overline{C}_p$ — усредненная теплоемкость газа, коэффициенты β, β_1, γ, γ_1, δ, δ_1 определяются константами, входящими в уравнение состояния, и температурой.

Движение газа в шлейфе. Шлейф представляет собой горизонтальный участок газопровода, соединяющего скважину с кустовым коллектором или напрямую с установкой комплексной подготовки газа (УКПГ). Для уточненного расчета движения газа в шлейфе необходим учет рельефа местности, знание протяженности восходящих и нисходящих участков, коэффициенты тепловых потерь при движении горячего газа. В упрощенном варианте расчета можно пренебречь изменениями высоты. Расчет потерь давления в горизонтальной трубе идентичен расчету потерь давления в стволе скважины, за исключением учета веса столба газа. Температуру газа, необходимую для расчета давлений, можно принять равной средне-

му значению температур на входе и выходе из шлейфа. Если шлейф короткий и тепловыми потерями можно пренебречь, то в качестве средней температуры можно взять температуру на выходе из штуцера. Более точный расчет температуры потребует учета тепловых потерь, что зависит от расхода газа. В этом случае вполне пригоден итерационный способ расчета температуры в шлейфе. Соотношение между расходом и перепадом давления при изотермическом движении газа в трубе шлейфа принимает вид [4]

$$P_{шл}^2 - P_{шл.вых}^2 = \lambda \frac{16}{\pi^2 D^5} \rho_0 P_0 \frac{z_{ср} T_{ср} L}{z_0 T_0} Q^2 = KQ^2, \qquad (13)$$

где ρ_0 — плотность газа в стандартных условиях; P_0 — давление газа в стандартных условиях; $P_{шл}$,$P_{шл.вых}$ — давления газа на входе и выходе из шлейфа; Q — объемный расход газа в стандартных условиях; λ — коэффициент гидравлического сопротивления трубы шлейфа, определяется как и в случае скважины; D — внутренний диаметр трубы шлейфа; z_0 — коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях; $z_{ср}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при средней температуре и среднем давлении в шлейфе; L — длина шлейфа; T_0 — температура при стандартных условиях; $T_{ср}$ — средняя температура в шлейфе.

Прогнозирование добычи конденсата. Объем добываемого конденсата зависит в первую очередь от содержания в газе тяжелых фракций C^{5+}. Содержание оценивается величиной КГФ. Зависимость КГФ (потенциал C^{5+}) от давления и температуры восстанавливается по известному составу газа. Снижение КГФ происходит в области давлений ниже точки $P_{нк}$- давления начала конденсации. Эту зависимость можно представить в виде таблиц или аппроксимировать линейной зависимостью в рабочей зоне снижения КГФ. Потери конденсата происходят только в пласте, где выпавшая жидкая фаза оседает в поровом пространстве. Капли конденсата, возникшие в скважине, выносятся на поверхность восходящим потоком газа и попадают в сепараторы без потерь. Таким образом, величина потерь зависит исключительно от забойного давления и температуры.

Интегральная модель месторождения. Математическая модель, описывающая движение газа и конденсата в системе пласт — скважина — штуцер — шлейф при указанных выше ограничениях, содержит алгебраические уравнения (1–13). Неизвестными величинами выступают Q, $P_з$, $T_з$, $P_{буф}$, $P_{шл}$, $T_{буф}$, $T_{шл}$. Для определения всех неизвестных необходимо задать пластовое давление $P_{пл}$, пластовую температуру $T_{пл,,}$, давление на выходе из шлейфа $P_{шл\ вых}$. Система уравнений, определяющих давления в системе, принимает простой вид

$$\begin{aligned} P_{пл}^2 - P_{заб}^2 &= AQ + BQ^2 \\ P_{заб}^2 - P_{буф}^2 e^{2S} &= \theta Q^2 \\ P_{буф}^2 - P_{шл}^2 &= B_{штуц} Q^2 \\ P_{шл}^2 - P_{шл.вых}^2 &= KQ^2 \end{aligned} \qquad (14)$$

и может быть разрешена в «явном» виде относительно Q, $P_з$, $P_{буф}$, $P_{шл}$,. Необходимо учитывать, что ряд коэффициентов в системе зависит от дебита газа и давлений. Поэтому решение системы (14) следует искать итерационным методом (прямой итерации) с контролем сходимости. Расход газа ищется как положительный корень квадратного уравнения (второй корень всегда отрицателен)

$$P_{пл}^2 - P_{шл.вых}^2 e^{2S} = AQ + Q^2 (B + \theta + (B_{штуц} + K) e^{2S}). \qquad (15)$$

После определения расхода газа давления определяются из (14). Алгоритм решения системы позволяет напрямую связать диаметр штуцера и расход газа, что выгодно отличает данный способ от часто используемого метода конечных разностей решения исходных дифференциальных уравнений. В данном случае не требуется делать прогонку, меняя расходы газа в целях совпадения профилей давления и температуры. Авторами был реализован алгоритм решения системы (1–15) с помощью Microsoft Excel. Сходимость итераций позволила ограничиться в расчетах 6 шагами. Расчет добычи газа и конденсата можно провести для всех возможных значений диаметров штуцеров по каждой скважине месторождения. Например, небольшое месторождение из 25 скважин с допустимым набором из 15 типоразмеров штуцеров требует реализовать всего 375 расчетов параметров добычи, что вполне реализуемо на персональном компьютере. На основании полученных данных с помощью метода простого перебора можно отыскать максимум добычи конденсата при известном ограничении по добыче газа в целом по месторождению. Некоторые расчеты при этом оказываются заведомо ненужными и их можно исключить, используя известные алгоритмы.

Хотя математическая модель (1–15) не может в полной мере отразить процессы, происходящие в пласте, ее вполне достаточно для организации группового управления процессом добычи газа и конденсата. Предлагаемая методика расчета позволяет решать задачи текущего и перспективного прогнозирования параметров технологического режима газовых и газоконденсатных скважин. Алгоритм расчета может быть встроен в программу оптимизации работы месторождения за счет подбора диаметров штуцеров, в программу прогнозирования добычи или определения пластового давления по известному профилю добычи.

Таким образом, в работе рассмотрена упрощенная математическая модель движения газа в интегральной системе пласт — скважина — штуцер — шлейф и получена система алгебраических уравнений для расчета основных параметров потока газа. Указан численный метод решения уравнений полученной системы, и выявлены его преимущества перед методом конечных разностей. Применение такой модели позволило реализовать методику отыскания оптимального набора управляющих работой месторождения штуцеров, обеспечивающих снижение потерь конденсата в пласте. Определен класс задач, в которых может быть использован данный алгоритм.

Список литературы

1. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
2. Гриценко А. И. Руководство по исследованию скважин / Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М., Ремизов В. В., Зотов Г. А.; под ред. Е. Н. Ивакина. – М.: Наука, 1995.– 523 с.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных месторождений / под ред. Зотова Г. А., Алиева З. С. – М.: Недра, 1980. – 301с.
4. Гриценко А. И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / Гриценко А. И., Клапчук О. В., Харченко Ю. А. – М: Недра, 1994. – 240 с.
5. Кремлевский П. П. Расходомеры и счетчики количества веществ: Справочник: Кн.1. – 5-е изд. перераб. и доп. – СПб.: Политехника, 2002. – 409 с.

Сведения об авторах

Федоров Константин Михайлович, *д. ф-м. н., профессор, Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений, г. Сочи, тел. 78622255447*

Вершинин Владимир Евгеньевич, *старший преподаватель кафедры «Моделирование физических процессов и систем», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)297641, e-mail: vvershinin@list.ru*

Fedorov K. M., *Ph.D. professor, Academy of Engineering of Oil and Gas Fields, Sochi, phone: 78622255447*

Vershinin V. E., *Senior lecturer in «Modeling of physical processes and systems», Tyumen State University, Tyumen, phone: 8(3452)297641, e-mail: vvershinin@list.ru*

УДК 622.276

К ВОПРОСУ О СОЗДАНИИ МЕТОДИКИ ПОДБОРА ЩЕЛЕВЫХ РАСШИРЯЕМЫХ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ

DEVELOPING THE TECHNIQUES FOR SELECTION OF SLOTTED EXPANDABLE SCREENS FOR SAND CONTROL

В. Е. Ханжина, В. В. Коновалов
V. E. Khanzhina, V. V. Konovalov

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Ключевые слова: ***пескопроявление, щелевой расширяемый фильтр, прочностные расчеты щелевых трубных изделий, метод конечных элементов***
Key words: ***sand control, slotted expandable sand screen, strength calculations of slotted tubular goods, finite element method***

В современных условиях добычи нефти проблема выноса песка из терригенных коллекторов является актуальной даже для тех регионов, добыча углеводородов в которых до недавнего времени не осложнялась пескопроявлением. Согласно данным ОАО «Гипровостокнефть» в Самарской области первые случаи отказов погружного оборудования в результате повышенного содержания количества взвешенных частиц в добываемой продукции были зафиксированы в 2002 году [1]. Такой эффект был вызван форсированным отбором жидкости на некоторых месторождениях высоковязкой нефти северной группы Самарской области. Это объясняется разрушением слабо- и среднеконсолидированных терригенных пород призабойной зоны. Данная проблема особенно актуальна на месторождениях высоковязкой нефти из-за повышенных депрессий на пласт. Пескопроявление стало основной причиной отказа УЭЦН на Славкинском нефтяном месторождении, что экспериментально доказано исследованием образца шламовых отложений физико-аналитическими методами с применением высокоточного оборудования [2].

К наиболее распространенным методам предотвращения суффозии относится экранирование поверхности породы механическими фильтрами различной конфигурации [3].

Механические фильтры без гравийной упаковки имеют ряд достоинств: простота установки и сравнительно невысокая стоимость. К недостаткам относятся низкие (по сравнению с гравийной упаковкой) показатели эффективности и надежности. Снижение эффективности и надежности обусловлено большим зазором между фильтром и стенкой скважины, который в процессе эксплуатации заполняется мелкодисперсными частицами, в результате чего на поверхности фильтра образуется практически непроницаемая корка. Для устранения данной проблемы были изобретены гравийные упаковки и расширяемые фильтры.

Несмотря на то, что гравийные упаковки зарекомендовали себя как эффективный и надежный способ борьбы с пескопроявлением, сложность эксплуатации и высокая стоимость установки ограничивают применение данного метода.

Системы щелевых расширяемых фильтров ESS, разработанные компанией Weatherford, зарекомендовали себя в мировой нефтедобывающей промышленности как эффективный и надежный метод контроля пескопроявления. Более того, известны случаи, когда щелевые расширяемые фильтры (ЩРФ) успешно эксплуатировались в скважинах, где гравийная упаковка оказалась неэффективной [4].

Высокая продуктивность скважин, оборудованных ESS, объясняется большой площадью, открытой для фильтрации, что приводит к уменьшению скин-эффекта. Контакт поверхности фильтра со стенкой скважины направлен на быструю стабилизацию пласта и минимизацию движения частиц песка возле фильтра [5]. Более

того, по сравнению с гравийными упаковками ЩРФ более просты в установке и эксплуатации.

Впервые данная технология была применена в конце 90-х годов XX века. К 2009 году зафиксировано уже более 570 внедрений ESS [6] с отказами на начальной стадии эксплуатации менее 5 %.

В основе системы ESS лежит щелевой расширяемый трубчатый элемент, в котором щели располагаются продольно (вдоль оси) по всей длине трубы. При расширении щели открываются в форме «бриллианта», что обеспечивает максимальную площадь фильтрации. Типичная расширенная щелевая труба представлена на рис. 1.

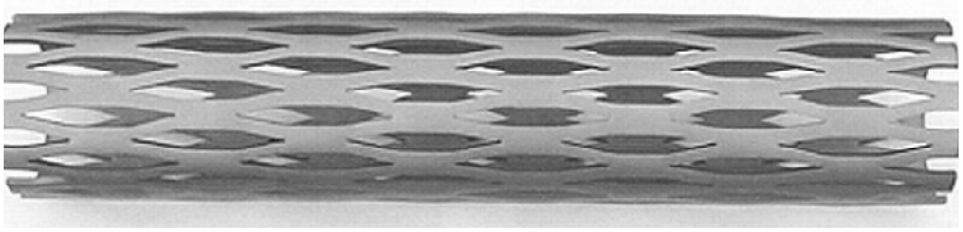


Рис. 1. ***Расширенная щелевая труба***

Отсечение песка в этой системе обеспечивается использованием проволочной сетки датского или голландского саржевого плетения «датский твил». Сетка защищена во время установки и эксплуатации фиксирующим слоем. Таким образом, система состоит из трех слоев.

Несмотря на то, что фильтры ESS были разработаны для скважин с открытым забоем, они вполне успешно используются и в обсаженных скважинах.

На сегодняшний день разработки отечественных конструкций подобного рода отсутствуют, методика подбора оптимальной конструкции фильтра к конкретной скважине является коммерческой тайной зарубежных компаний.

Методика подбора ЩРФ для предотвращения пескопроявления требует выбора программного обеспечения для надежного расчета перфорированных трубных изделий, определения типичного гранулометрического состава выносимой породы и соответствующей конфигурации сетчатого слоя фильтра, установления зависимости прочностных характеристик фильтра от его геометрических параметров в пластовых условиях (размер и количество щелей, толщина стенки основной перфорированной трубы, процент расширения фильтра), а также расчета скин-эффекта при различных вариантах перфорации.

Первым этапом создания методики подбора конструкционных особенностей ЩРФ является выбор метода и соответствующего программного обеспечения для получения надежных данных прочностных расчетов.

В настоящее время утвержденная расчетная документация с описанием методики по определению прочностных характеристик перфорированных труб отсутствует. Существуют лишь отечественные и зарубежные стандарты по расчету обсадных труб и изделий на их основе (ГОСТ 632-80, API Bull 5C3), в которых влияние перфорации на прочность трубы не рассматривается. Значительное количество информации о поведении перфорированной трубы может быть получено с помощью метода конечных элементов (МКЭ) при моделировании в программном обеспечении ANSYS [7]. Например, уровень напряжений, установленный в течение расширения перфорированного элемента, очень неравномерный, пластическая деформация концентрируется в области конца щелей. Результаты моделирования перфорированного трубного элемента представлены на рис. 2.

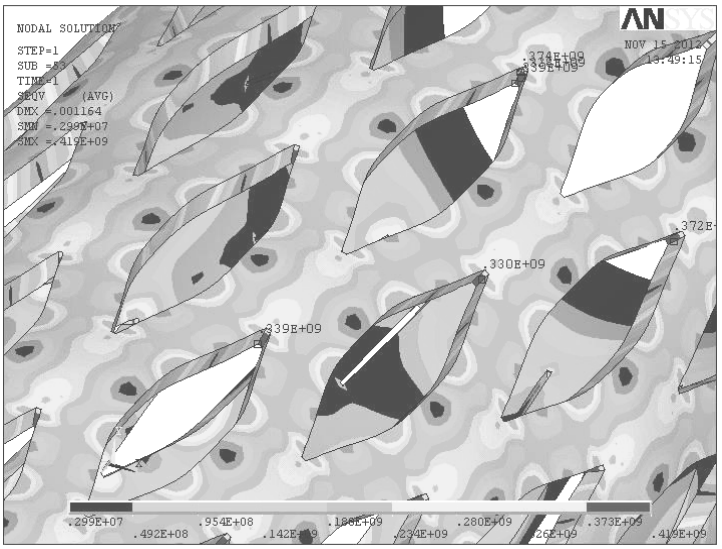


Рис. 2. ***Распределение напряжений расширенной перфорированной оболочки***

Для получения корректных результатов прочностных расчетов МКЭ необходимо задать минимальную длину модели и минимальное количество элементов.

С целью установления минимальной длины исследуемого образца, при которой в соответствии с теорией С. П. Тимошенко будет получен верный результат расчета критических нагрузок, была использована труба диаметром 146 мм с толщиной стенки 9,5 мм [8]. После анализа полученных данных (рис. 3) необходимо отметить, что при смятии малого участка трубы, длина которого не превышает 5 его диаметров, получаемый результат соответствует результатам не длинной трубы, а так называемого кольца (длина которого равна его диаметру).

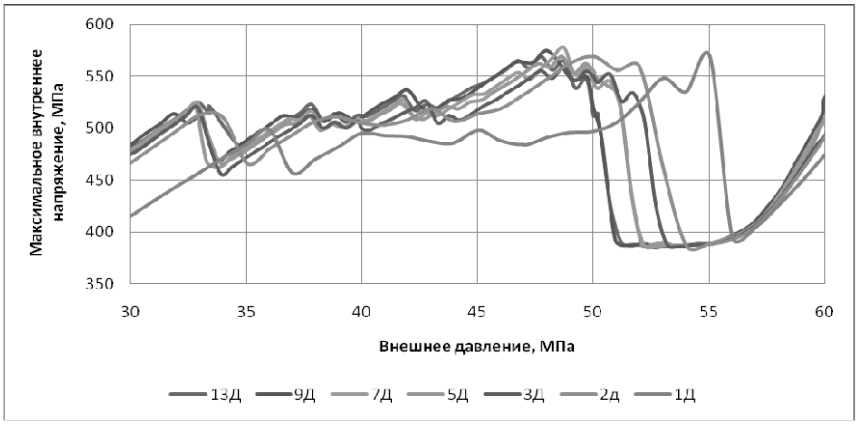


Рис. 3. ***Изменение внутренних напряжений в стенке трубы по Р. Мизесу под воздействием внешнего давления (30–60 МПа) для разных длин образцов [8]***

В настоящей работе (рис. 4) приведены результаты сопоставления критических нагрузок, рассчитанных по заложенной в ГОСТ 632-80 методике Г. М. Саркисова, с результатами критических нагрузок, полученных в программном обеспечении ANSYS методом конечных элементов при задании разной точности сетки модели (от 1 000 до 100 000 элементов при моделировании трубы длиной 650 мм и наружным диаметром 127 мм с толщиной стенки 5,6 мм).

С допустимой погрешностью (приблизительно 4 %) получено значение критического давления достижения конструкцией предела текучести (18,4 МПа) при сетке с количеством элементов 100 тысяч, критическое давление, найденное по формуле Г. М. Саркисова для тех же условий, составляет 17,7 МПа. Однако, анализируя зависимость критического давления от количества элементов, можно заметить, что адекватный результат был получен уже при сетке в 38 тысяч элементов, погрешность составила около 8 %, в то время как увеличение сетки с 38 тысяч до 100 тысяч элементов приводит к росту затрачиваемого на решение задачи машинного времени в 6–8 раз.

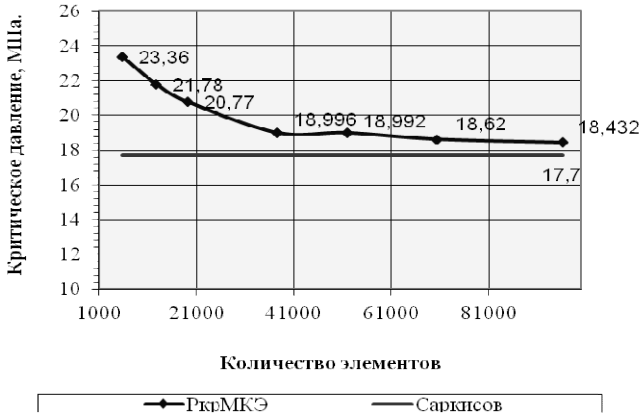


Рис. 4. ***Зависимость критического давления от количества элементов***

Таким образом, можно сделать определенные выводы.

- Щелевой расширяемый фильтр является высокоэффективной конструкцией для контроля пескопроявления, в то же время разработки отечественных конструкций подобного рода и методики их подбора к конкретной скважине на сегодняшний день отсутствуют.
- Для получения корректных результатов прочностных расчетов методом конечных элементов в программном обеспечении ANSYS необходимо задание минимальной длины модели и минимального количества элементов. При смятии малого участка трубы, длина которого не превышает 5 его диаметров, получаемый результат соответствует результатам не длинной трубы, а так называемого кольца. Приведенные результаты сопоставления критических нагрузок, рассчитанных по заложенной в ГОСТ 632-80 методике Г. М. Саркисова, с результатами критических нагрузок, полученных в программном обеспечении ANSYS методом конечных элементов при задании разной точности сетки модели (от 1 000 до 100 000 элементов при моделировании трубы длиной 650 мм и наружным диаметром 127 мм с толщиной стенки 5,6 мм) говорят о том, что адекватное значение было получено уже при сетке в 38 тысяч элементов (погрешность составила около 8 %).
- Исследования, проводимые в настоящее время, могут быть использованы для построения модели в программном обеспечении ANSYS с целью дальнейших прочностных расчетов щелевых трубных изделий, используемых для изготовления ЩРФ.

Список литературы

1. Альтернативы решения проблемы пескопроявления при добыче высоковязких нефтей на месторождениях севера Самарской области/ В. И. Колганов, А. С. Немков, Г. А. Ковалева, В. Ю. Пилягин, А. А. Фомина, Д. А. Майданик // Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений. Сборник научных трудов. – № 64 – 2005. – С. 20-36.

2. Проблема выноса песка на месторождениях нефти и защита скважин с помощью щелевых расширяющихся фильтров / С. Н. Кантария, В. А. Ольховская, В. Е. Ханжина, В. Б. Иванов // Нефтепромысловое дело. – № 5. – 2012. – С. 44-47.

3. Башкатов А. Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 554 с.
4. An Alternative Wellbore Stabilization and Sand Control Technology – Application of Expandable Sand Control System in multi-lateral Wells/ J.L. Wang, S. Aitken, G. Ren and M. Yuan // SPE Paper no 80445, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, 2003.
5. Expandable Sand Screen Selection, Performance and Reliability: A Review of the First 340 Installations/ C. Jones, M. Tollefsen, P. Metcalfe, J. Cameron, D. Hillis and Q. Morgan// SPE Paper no 97282, Middle East Drilling Technology Conference, Dubai, U.A.E., 2005.
6. The use of slotted expandable technology for sand control applications / Badrak R. P., Hillis D. J. and Howie W. R. // Corrosion. – 2005, Paper no. 05125.
7. Лицезия ANSYS Multiphysics, пользовательский номер № 620214.
8. К вопросу о потере несущей способности трубных изделий и изделий на их основе под действием внешнего давления / В. Е. Ханжина, Д. А. Аверьянов, С. Н. Кантария // Нефтепромысловое дело, 2014.

Сведения об авторах
Ханжина Василина Евгеньевна, *ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Самарский государственный технический университет», г. Самара, тел. 89277505114, e-mail: Khanzhinave@gmail.com*
Коновалов Виктор Викторович, *к. х. н., заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Самарский государственный технический университет, г. Самара, тел. 89277285507, e-mail: Konovalov-samgtu@yandex.ru*
Khanzhina V. E*., assistant of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Samara State Engineering University, phone: 89277505114, e-mail: Khanzhinave@gmail.com*
Konovalov V. V*. Candidate of Sciences in Chemistry, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Samara State Engineering University, phone: 89277285507, e-mail: Konovalov-samgtu@yandex.ru*

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

УДК 519.63+533.6

ЧИСЛЕННЫЙ РАСЧЕТ СКОРОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРЕХМЕРНОГО ВОСХОДЯЩЕГО ЗАКРУЧЕННОГО ПОТОКА ГАЗА

NUMERICAL CALCULATION OF VELOCITY CHARACTERISTICS OF 3D UPWARD SWIRLING FLOW OF GAS

Л. В. Абдубакова, А. Г. Обухов
L. V. Abdubakova, A. G. Obukhov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***система уравнений газовой динамики, полная система уравнений Навье — Стокса, краевые условия***
Key words: ***system of equations of gas dynamics, complete system of Navier-Stokes equations, boundary conditions***

Для описания сложных течений газа используются модели упругой сплошной среды, основанные на численном решении полной системы уравнений Навье — Стокса [1]. Подобного рода решения наиболее адекватно описывают физические процессы в указанных течениях, поскольку в них учитываются диссипативные свойства упругой сплошной среды — вязкости и теплопроводности.

Теоретические и численные исследования, проведенные в работах [2–6], подтвердили предложенную в [7] общую схему возникновения и последующего функционирования восходящего закрученного потока. В указанных работах были изучены течения газа в разных частях восходящего закрученного потока. Основная

идея предложенной в [7] схемы возникновения восходящего закрученного потока заключается в том, что в результате локального прогрева поверхности суши или водной поверхности появляется восходящий поток воздуха. Замещающее его радиальное течение под действием силы инерции Кориолиса приобретает осевую закрутку.

В серии работ [8–10] предложенная схема получила экспериментальное подтверждение. В этих работах свободный вихрь инициировался нагревом металлической круглой плиты пламенем газовой горелки. Важно отметить, что для появления радиального движения воздуха не имеет значения способ создания первоначального восходящего потока — это либо нагрев подстилающей поверхности, либо холодный вертикальный продув. Последний способ получения восходящего закрученного потока был успешно реализован в лабораторных условиях [11,12]. Поэтому несомненный интерес представляет попытка математически и численно смоделировать возникновение и развитие восходящего закрученного потока именно с использованием холодного продува воздуха. Тем более, что в работах [13–15] предприняты попытки исследований сложных течений газа, предполагающих математическое моделирование и численные расчеты трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа в целом.

Целью данной работы является численный расчет скоростных характеристик трехмерного нестационарного течения сжимаемого вязкого теплопроводного газа в восходящем закрученном потоке, вызванного вертикальным холодным продувом.

Полная система уравнений Навье — Стокса. Для описания сложных течений упругой сплошной среды, обладающей диссипативными свойствами — вязкостью и теплопроводностью, в работе используется полная система уравнений Навье — Стокса, которая, будучи записанной в безразмерных переменных с учетом действия сил тяжести и Кориолиса в векторной форме, имеет следующий вид [1]:

$$\begin{cases} \rho_t + \vec{V}\cdot\nabla\rho + \rho\, div\vec{V} = 0, \\ \vec{V}_t + \left(\vec{V}\cdot\nabla\right)\vec{V} + \dfrac{T}{\gamma\rho}\nabla\rho + \dfrac{1}{\gamma}\nabla T = \vec{g} - 2\vec{\Omega}\times\vec{V} + \dfrac{\mu_0}{\rho}\left[\dfrac{1}{4}\nabla\left(div\vec{V}\right) + \dfrac{3}{4}\Delta\vec{V}\right], \\ T_t + \vec{V}\cdot\nabla T + (\gamma-1)T\, div\vec{V} = \dfrac{\kappa_0}{\rho}\Delta T + \dfrac{\mu_0\gamma(\gamma-1)}{2\rho}\left\{\left[\left(u_x - v_y\right)^2 + \right.\right. \\ \left.\left. + \left(u_x - w_z\right)^2 + \left(v_y - w_z\right)^2\right] + \dfrac{3}{2}\left[\left(u_y + v_x\right)^2 + \left(u_z + w_x\right)^2 + \left(v_z + w_y\right)^2\right]\right\}, \end{cases} \quad (1)$$

где значения безразмерных коэффициентов вязкости и теплопроводности следующие: $\mu_0 = 0{,}001$, $\kappa_0 \approx 1{,}458333\mu_0$.

Эта система в дифференциальной форме передает законы сохранения массы, импульса и энергии в движущейся сплошной среде.

В системе (1): t — время; x, y, z — декартовы координаты; ρ — плотность газа; $\vec{V} = (u, v, w)$ — вектор скорости газа с проекциями на соответствующие декартовы оси; T — температура газа; $\vec{g} = (0, 0, -g)$ — вектор ускорения силы тяжести, а $g = const > 0$; $-2\vec{\Omega}\times\vec{V} = (av - bw, -au, bu)$ — вектор ускорения силы Кориолиса, где $a = 2\Omega\sin\psi$, $b = 2\Omega\cos\psi$, $\Omega = \left|\vec{\Omega}\right|$; $\vec{\Omega}$ — вектор угловой скорости вращения Земли; ψ — широта точки O — начала декартовой системы координат $xyzO$, вращающейся вместе с Землей.

Начальные и граничные условия. В качестве начальных условий при описании соответствующих течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа в случае по-

стоянных значений коэффициентов вязкости и теплопроводности в данной работе берутся функции, задающие точное решение [13] системы (1):

$$u = 0,\ v = 0,\ w = 0, \tag{2}$$

$$T_0(z) = 1 - kz,\ k = \frac{lx_{00}}{T_{00}},\ l = 0{,}0065\frac{K}{\text{м}},\ x_{00} = 5\cdot 10^4\ \text{м},\ T_{00} = 288^o K, \tag{3}$$

$$\rho_0(z) = (1-kz)^{\nu-1};\quad \nu = \frac{\gamma g}{k} = const > 0. \tag{4}$$

Расчетная область представляет собой прямоугольный параллелепипед с длинами сторон $x^0 = 1$, $y^0 = 1$ и $z^0 = 0{,}02$ вдоль осей Ox, Oy и Oz соответственно.

Для плотности на всех шести гранях параллелепипеда: $x = 0$, $x = x^0$, $y = 0$, $y = y^0$, $z = 0$, $z = z^0$ — ставится «условие непрерывности» потока, которое означает, что значения искомой функции на границу области сносятся линейной интерполяцией по нормали к данной граничной поверхности из внутренней части расчетной области [14].

Краевые условия для компонент вектора скорости газа берутся соответствующими «условиям непротекания» для нормальной составляющей вектора скорости и «условиям симметрии» для двух других компонент вектора скорости течения [14]. Для температуры на всех шести гранях задаются условия теплоизоляции [14].

Через квадратное отверстие размером $0{,}1\times 0{,}1$ в центре верхней грани расчетной области задается вертикальная скорость течения газа в зависимости от времени t в виде

$$w(t) = 0{,}0125\cdot\left[1 - \exp(-10t)\right]. \tag{5}$$

Тем самым через верхнее отверстие моделируется вертикальный плавный продув газа в диапазоне скоростей $0 \div 0{,}0125$.

Расчетная область заполняется трехмерной сеткой узлов пересечения трех семейств плоскостей $x = x_i$, $y = y_j$, $z = z_k$, где $x_i = i\cdot\Delta x$, $y_j = j\cdot\Delta y$, $z_k = k\cdot\Delta z$, $0 \le i \le L$, $0 \le j \le M$, $0 \le k \le N$. Разностные шаги по трем пространственным переменным $\Delta x = x^0 / L$, $\Delta y = y^0 / M$, $\Delta z = z^0 / N$.

По известным в начальный момент времени $t = 0$ во всех точках прямоугольного параллелепипеда всем искомым функциям

$$\vec{U}\Big|_{t=0} = \vec{U}^0 \tag{6}$$

с помощью явной разностной схемы

$$\vec{U}^{n+1} = \vec{U}^n + \Delta t\cdot F(\vec{U}^n);\quad \vec{U} = \begin{pmatrix} \rho \\ u \\ v \\ w \\ T \end{pmatrix} \tag{7}$$

вычисляются значения функций во внутренних точках прямоугольного параллелепипеда. После этого с помощью граничных условий, значения искомых функций определяются во всех точках граней, ребер и вершин расчетной области.

Результаты расчетов. Расчеты проводились при следующих входных параметрах: масштабные размерные значения плотности, скорости, расстояния и времени равны соответственно

$$\rho_{00} = 1{,}2928 \frac{кг}{м^3},\ u_{00} = 333 \frac{м}{с},\ x_{00} = 50000\,м,\ t_{00} = x_{00} / u_{00} = 150{,}15\,с.$$

Разностные шаги по трем пространственным переменным $\Delta x = \Delta y = 0{,}005$ (размерное значение 250 м), $\Delta z = 0{,}002$ (размерное значение 100 м), а шаг по времени $\Delta t = 0{,}001$ (размерное значение 0,15 с).

На рисунках 1–4 представлены результаты расчетов первой компоненты скорости газа u на высоте $z = 0{,}01$ (размерное значение 500 м) для четырех различных моментов расчетного времени. Из рисунков видно, что с ростом времени расчета безразмерное значение модуля скорости u возрастает от нуля (в начальный момент времени) до 0,06 (размерное значение 19,98 м/с).

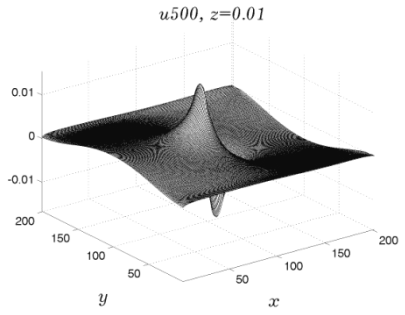


Рис. 1. ***Первая компонента скорости газа на 500 расчетном шаге по времени***

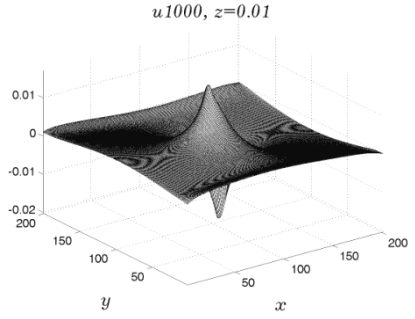


Рис. 2. ***Первая компонента скорости газа на 1000 расчетном шаге по времени***

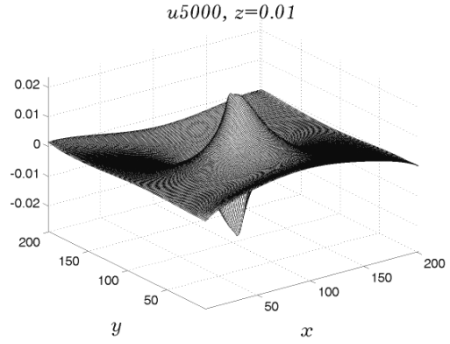


Рис. 3. ***Первая компонента скорости газа на 5 000 расчетном шаге по времени***

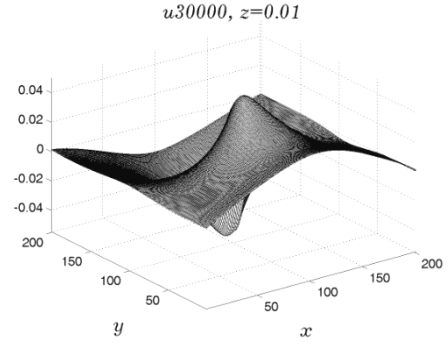


Рис. 4. ***Первая компонента скорости газа на 30 000 расчетном шаге по времени***

Кроме того, в начальные расчетные моменты времени локальные максимум и минимум скорости лежат в перпендикулярной оси Oy плоскости и расположены вблизи области продува, что соответствует движению к ней газа (рис. 1). С течением времени локальный максимум и минимум смещаются таким образом, что плоскость, проходящая через них, поворачивается на 90 градусов (рис. 2–4). Это соответствует возникновению закрутки газового потока вокруг центра продува, то есть движение газа, расположенного ближе к плоскости $y = 0$, происходит вправо (в положительном направлении оси Ox), а движение газа, расположенного дальше от плоскости $y = 0$, происходит влево (в отрицательном направлении оси Ox).

Аналогичная ситуация с движением газового потока наблюдается и для второй компоненты скорости v, поведение которой представлено на рисунках 5–8.

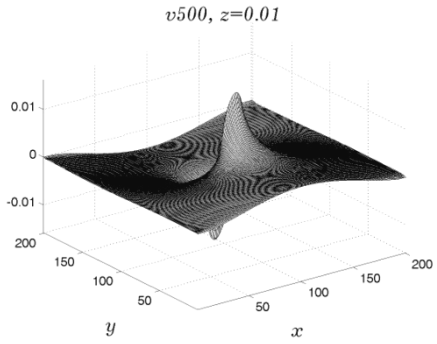


Рис. 5. ***Вторая компонента скорости газа на 500 расчетном шаге по времени***

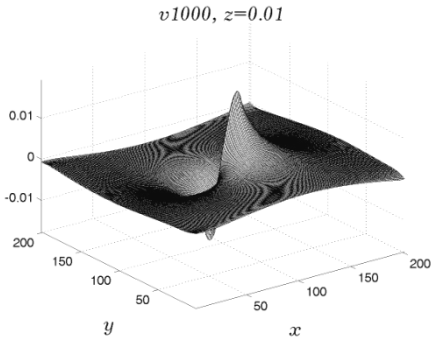


Рис. 6. ***Вторая компонента скорости газа на 1 000 расчетном шаге по времени***

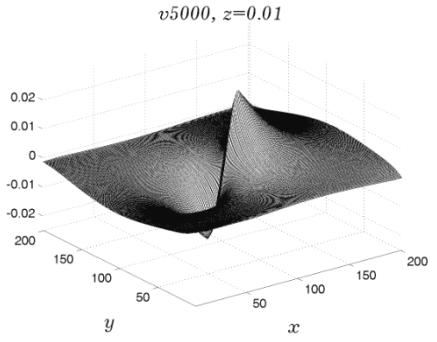


Рис. 7. ***Вторая компонента скорости газа на 5 000 расчетном шаге по времени***

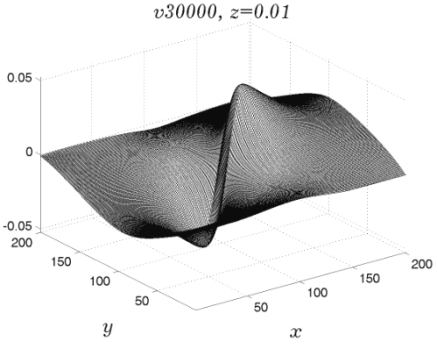


Рис. 8. ***Вторая компонента скорости газа на 30 000 расчетном шаге по времени***

Результаты расчета третьей компоненты скорости при $z = 0{,}01$ для тех же расчетных моментов времени приведены на рисунках 9–12. Следует отметить, что значения вертикальной составляющей скорости газа на этой высоте всюду отрицательные, кроме значений в области продува. Это означает, что движение газа на этой высоте направлено вертикально вниз, а в области продува — вертикально вверх, и скорость этого движения 0,007 (размерное значение 2,33 м/с).

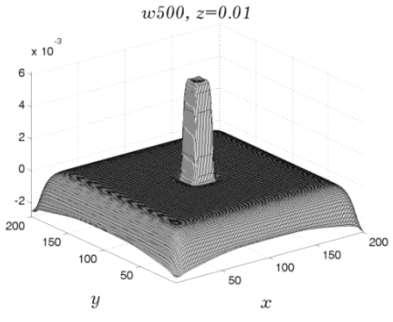


Рис. 9. ***Третья компонента скорости газа на 500 расчетном шаге по времени***

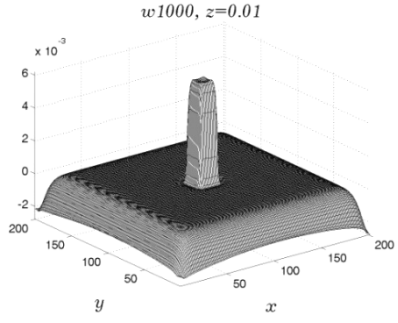


Рис. 10. ***Третья компонента скорости газа на 1000 расчетном шаге по времени***

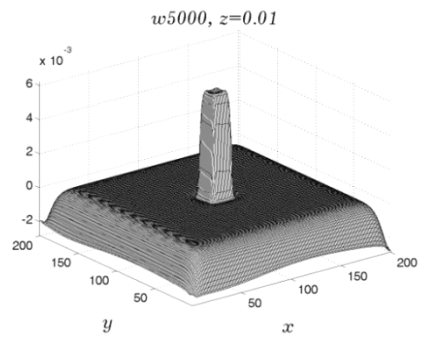


Рис. 11. ***Третья компонента скорости газа на 5 000 расчетном шаге по времени***

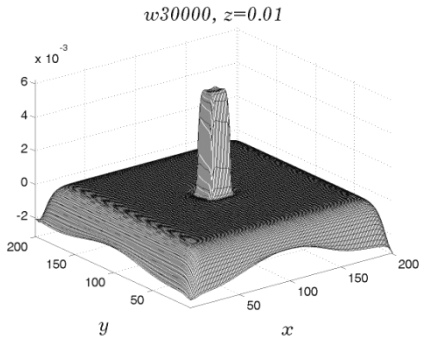


Рис. 12. ***Третья компонента скорости газа на 30 000 расчетном шаге по времени***

На рисунках 13–16 представлены результаты трехмерных расчетов мгновенных линий тока частиц газа для четырех различных моментов времени в области близкой к вертикальной части восходящего закрученного потока. Видно, как постепенно происходит закрутка газа вблизи нижней плоскости расчетного параллелепипеда и процесс передачи вращательного движения сплошной среды в вертикальную часть восходящего закрученного потока.

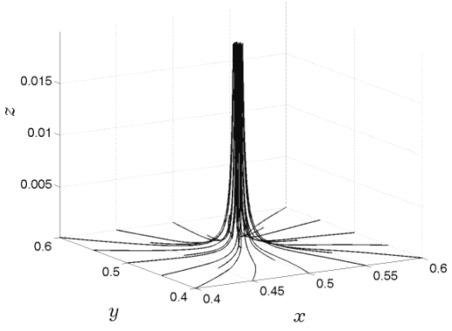


Рис. 13. ***Мгновенные линии тока на 500 расчетном шаге по времени***

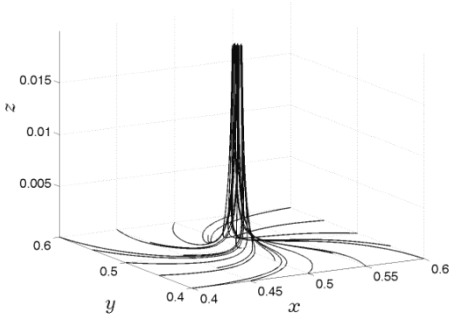


Рис. 14. ***Мгновенные линии тока на 2 000 расчетном шаге по времени***

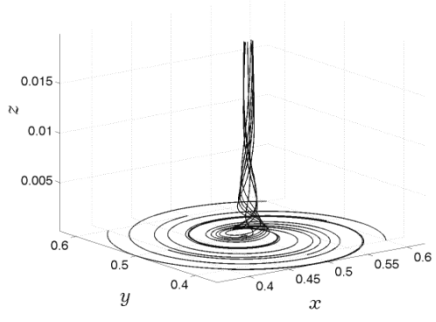


Рис. 15. ***Мгновенные линии тока на 10 000 расчетном шаге по времени***

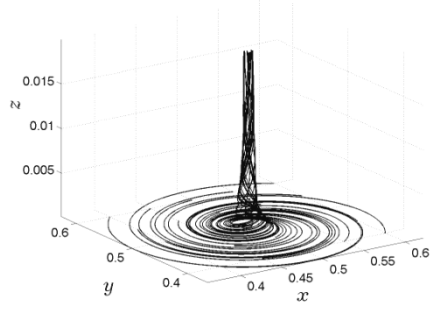


Рис. 16. ***Мгновенные линии тока на 30 000 расчетном шаге по времени***

Результатом данной работы стал численный расчет скоростных характеристик трехмерного нестационарного течения вязкого теплопроводного газа в восходящем закрученном потоке, инициированном холодным вертикальным продувом. Расчетами показано, что закрутка газа в положительном направлении обусловлена наличием во втором уравнении полной системы уравнений Навье — Стокса дополнительного члена $-2\vec{\Omega}\times\vec{V}$, описывающего ускорение Кориолиса. Таким образом, еще раз численно получила подтверждение схема возникновения [7] восходящего закрученного потока.

Исследования поддержаны РФФИ (проект № 11-01-00198) и Министерством образования и науки РФ (проект № 1.8490.2013).

Список литературы

1. Баутин С. П. Представление решений системы уравнений Навье — Стокса в окрестности контактной характеристики // Прикладная математика и механика. − 1987. − Т. 51, вып. 4. − С. 574-584.
2. Баутин С. П., Обухов А. Г. Математическое моделирование разрушительных атмосферных вихрей. − Новосибирск: Наука, 2012. − 152 с.
3. Баутин С. П., Обухов А. Г. Математическое моделирование и численный расчет течений в придонной части тропического циклона // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математические науки. Информатика. – 2012. – № 4. − С. 175-183.
4. Обухов А. Г. Математическое моделирование и численные расчеты течений в придонной части торнадо // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математические науки. Информатика. – 2012. – № 4. − С. 183-189.
5. Баутин С. П., Обухов А. Г. Математическое моделирование придонной части восходящего закрученного потока // Теплофизика высоких температур. − 2013. − Т. 51. − № 4. − С. 567-570.
6. Баутин С. П., Крутова И. Ю., Обухов А. Г., Баутин К. В. Разрушительные атмосферные вихри: теоремы, расчеты, эксперименты. − Новосибирск: Наука; Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2013. − 215 с.
7. Баутин С. П. Торнадо и сила Кориолиса. − Новосибирск: Наука, 2008. − 96 с.
8. Вараксин А. Ю., Ромаш М. Э., Копейцев В. Н., Горбачев М. А. Моделирование свободных тепловых вихрей: генерация, устойчивость, управление // Теплофизика высоких температур. − 2010. − Т. 48, № 6. − С. 965-972.
9. Вараксин А. Ю., Ромаш М. Э., Копейцев В. Н., Горбачев М. А. Физическое моделирование воздушных смерчей: некоторые безразмерные параметры // Теплофизика высоких температур. − 2011. − Т. 49, № 2. − С. 317-320.
10. Вараксин А. Ю., Ромаш М. Э., Копейцев В. Н. Торнадо. – М.: Физматлит, 2011. − 312 с.
11. Баутин С. П., Баутин К. В., Макаров В. Н. Экспериментальное подтверждение возможности создания потока воздуха, закрученного силой Кориолиса // Вестник УрГУПС. – 2013. − № 2(18). – С. 27-33.
12. Макаров В. Н., Горбунов С. А., Баутин К. В., Баутин С. П. Исследование циркуляционного течения атмосферного воздуха под действием силы Кориолиса // Известия Уральского государственного горного университета. – 2013. − № 2(30). – С. 35-38.
13. Баутин С. П., Обухов А. Г. Одно точное стационарное решение системы уравнений газовой динамики // Известия вузов. Нефть и газ. − 2013. − № 4. − С. 81 − 86.
14. Баутин С. П., Обухов А. Г. Об одном виде краевых условий при расчете трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа // Известия вузов. Нефть и газ. − 2013. − № 5. – С. 55−63.
15. Обухов А. Г., Сорокина Е. М. Математическое моделирование и численный расчет трехмерного конвективного течения газа // Известия вузов. Нефть и газ. − 2013. − № 6. – С. 57-63.

Сведения об авторах

Абдубакова Лилия Варисовна, *старший преподаватель кафедры «Алгебра и математическая логика», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 89220785984, e-mail: ablili@mail.ru*

Обухов Александр Геннадьевич, *д. ф.-м. н., профессор кафедры «Высшая математика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89220014998, e-mail: aobukhov@tsogu.ru*

Abdubakova L. V., *senior lecturer of the chair «Algebra and logic theory», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89220785984, e-mail: ablili@mail.ru*

Obukhov A. G.*, Doctor of Physics and Mathematics, professor of the chair «Higher mathematics», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89220014998, e-mail: aobukhov@tsogu.ru*

УДК 622.691.4:628.517.2

АНАЛИЗ ЗВУКОВОЙ МОЩНОСТИ ШУМА ОТ ВЫСОКОСКОРОСТНОГО ПОТОКА СЖАТОГО ГАЗА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

ANALYSIS OF ACOUSTIC POWER OF NOISE PRODUCED BY HIGH-SPEED COMPRESSED GAS STREAM AT THE GAS-DISTRIBUTING STATION

П. А. Кузьбожев, С. В. Петров
P. A. Kuzbozhev, S. V. Petrov

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ключевые слова: ***газораспределительная станция, высокоскоростной поток сжатого газа, звуковая мощность шума***
Key words: ***gas distributing station, high-velocity stream of compressed gas, acoustic power of noise***

При поступлении природного газа из магистральных трубопроводов в системы городов и крупных промышленных предприятий осуществляется понижение его давления на газораспределительных станциях (ГРС). Снижение давления газа происходит в редукционных клапанах и сопровождается увеличением скорости потока газа.

Нормативным документом регламентировано поддержание скоростей движения газа не более установленных величин: не более 7 м/с — для газопроводов низкого давления, 15 м/с — для газопроводов среднего давления и 25 м/с — для газопроводов высокого давления [1]. Однако в реальных условиях эксплуатации скорости движения газа зачастую превышают нормативно установленные значения. Это может вызывать повышение уровня шума и вибраций газопроводов, что негативно сказывается на персонале и надежности ГРС.

Проведем расчет скорости потока сжатого газа на участке редуцирования в зависимости от режимов работы газопроводов по рабочему давлению. Исходные данные по рабочим давлениям на входе и выходе ГРС представлены в таблице 1.

Таблица 1

Режимы работы ГРС

Наименование параметра	Значение параметра	
	проект	факт
Давление на входе ГРС	55 кгс/см^2	40 кгс/см^2
Давление газа на выходе ГРС	12,0 кгс/см^2	5,8 кгс/см^2
Общая производительность ГРС	152 тыс. нм^3\час	78–168 тыс. м^3\час

Расчетом установлено, что скорость потока сжатого газа для проектного и фактического режима эксплуатации, при условии, что газ высокого давления подается через два регулятора давления по двум подводящим трубопроводам в общий коллектор, составит $\upsilon_{пр} = 26{,}645$ м/с, $\upsilon_{ф} = 55{,}926$ м/с.

Общий уровень звуковой мощности $L_{общ}$, дБ, высокоскоростного потока газа, исходящего из регулятора давления. определяется по выражению [2]:

$$L_{общ} = 80\lg(\upsilon) + 20\lg(\gamma) + 10\lg(F) - 44, \quad (1)$$

где υ — скорость истечения газа, м/с; γ — удельный вес газа, кг/м^3; F — площадь поперечного сечения трубы, м^2.

Октавные уровни звуковой мощности шума L_p, дБ, высокоскоростного потока сжатого газа определяются из выражения [2]:

$$L_p = L_{общ} - \Delta L\,, \qquad (2)$$

где ΔL — разность общего и октавного уровней звуковой мощности шума, дБ, определяемая по графику (рис. 1) или рассчитываемая относительно спектра звуковой мощности шума высокоскоростного потока сжатого газа, в зависимости от безразмерного параметра *k*, который определяется по формуле [2]

$$k = \frac{f_{ср} \cdot d_c}{\upsilon} \qquad (3)$$

где $f_{ср}$ — среднегеометрическая частота октавной полосы шума, Гц; d_c — внутренний диаметр трубопровода, м.

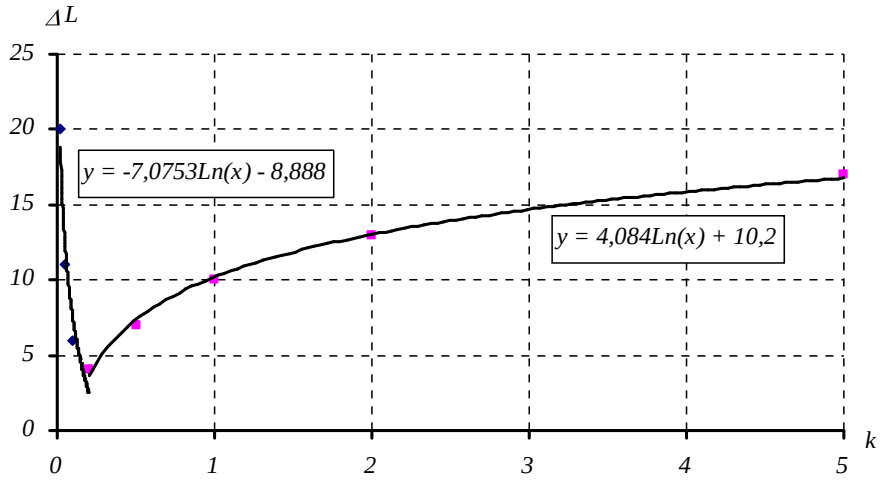


Рис. 1. ***График для определения разности общего и октавного уровней звуковой мощности шума***

Общий уровень звуковой мощности высокоскоростного потока сжатого газа для проектного и фактического режимов работы составит: $L^{n}_{общ} = 76{,}56$ дБА, $L^{ф}_{общ} = 95{,}88$ дБА.

Представлены результаты расчета параметра *k* для фактического и проектного режимов работы в восьми октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц (табл. 2).

Таблица 2

Значения параметра k в восьми октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц

Режим работы	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Проектный	0,712	1,412	2,825	5,649	11,299	22,598	45,195	90,390
Фактический	0,339	0,673	1,346	2,691	5,383	10,765	21,531	43,062

Представлены результаты определения параметра *ΔL* (табл. 3).

Таблица 3

Значения параметра ΔL, дБ в восьми октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц

Режим работы	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Проектный	8,81	11,61	14,44	17,27	20,10	22,93	25,76	28,60
Фактический	5,78	8,58	11,41	14,24	17,07	19,91	22,74	25,57

Результаты расчета октавных уровней звуковой мощности шума высокоскоростного потока сжатого газа для проектных и фактических условий эксплуатации представлены в таблице 4.

Таблица 4

Уровни звуковой мощности в восьми октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц

Режим работы	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Проектный	67,75	64,95	62,12	59,29	56,45	53,62	50,80	47,96
Фактический	90,10	87,30	84,47	81,64	78,81	75,97	73,14	70,31

Как при проектном, так и при фактическом режиме работы снижение давления газа до требуемой величины выполняется в двух регуляторах давления, поэтому необходимо определить общую звуковую мощность для двух источников, расположенных в здании ГРС.

Расчет включает:

- выявление источников шума и их шумовых характеристик (уровней звуковой мощности в восьми октавных полосах частот и, в необходимых случаях, характеристик направленности);
- выбор расчетных точек (для организаций с однотипным оборудованием в средней части цеха, для КС с разнотипным оборудованием на рабочем месте наиболее шумного оборудования). Высота расчетной точки от пола 1,5 м (если работа выполняется стоя) и 1,2 м (если работа выполняется сидя); расстояние расчетной точки от наибольшего контура агрегата не менее 0,5 м;
- определение допустимых уровней звукового давления для расчетных точек $L_{доп}$ в соответствии с нормами для данной категории помещений;
- определение ожидаемых уровней звукового давления в расчетных точках L_p до осуществления мероприятий по снижению шума с учетом снижения уровней звуковой мощности ΔL_p по пути распространения шума.

Уровни звукового давления в расчетных точках до осуществления мероприятий по шумоглушению определяют в зависимости от взаимного расположения расчетных точек и источников шума.

Если в рассматриваемом помещении установлено несколько источников шума, излучающих одинаковую звуковую мощность, то ожидаемые октавные уровни звукового давления от всех источников в расчетной точке L_i (дБ) вычисляют по формуле [3]

$$L_i = L_{\text{Pi}} + 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\chi_i \cdot \Phi}{S_i} + \frac{4 \cdot n \cdot \psi}{B} \right), \qquad (4)$$

где L_{Pi} — октавный уровень звуковой мощности, излучаемой одним источником

шума, дБ; S_i — площадь поверхности излучения i-го источника, м^2; n — общее количество источников шума; χ_i — эмпирический поправочный коэффициент, учитывающий влияние ближнего поля, определяемый по графику в зависимости от отношения расстояния r, от источника шума до расчетной точки к максимальному размеру источника шума L_{max} (рис. 2); ψ — эмпирический коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, зависящий от отношения постоянной помещения B к площади ограждающих поверхностей $S_{огр}$ (рис. 3); Φ — фактор направленности источника шума, безразмерный (для случая, когда фактор направленности неизвестен, Ф = 2).

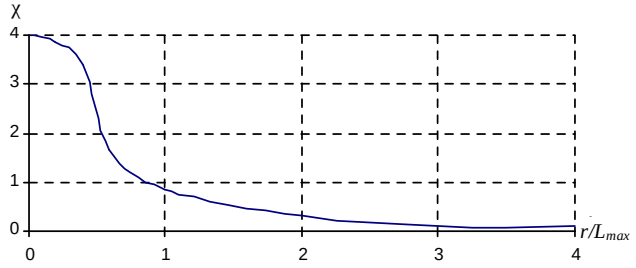


Рис. 2. ***График для определения поправочного коэффициента χ***

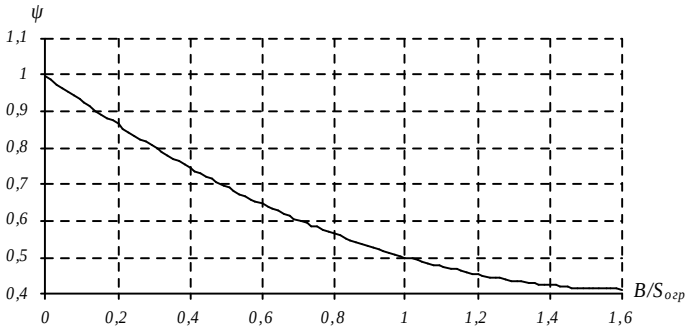


Рис. 3. ***График для определения коэффициента, учитывающего нарушение диффузности звукового поля в помещении***

Постоянную помещения B определяют умножением постоянной помещения на среднегеометрической частоте 1 000 Гц (B_{8000}) на частотный множитель μ ($B = B_{1000}\,\mu$). Постоянная помещения B_{1000} определяется по таблице 5 в зависимости от объема помещения V, м^3. Значения частотного множителя μ приведены в таблице 6.

Таблица 5

Значения постоянной помещения B_{1000} в различных помещениях

Характеристика помещения	Постоянная помещения B_{1000}
Помещение с небольшим количеством людей (машинный зал, металлообрабатывающий цех, вентиляционная камера, генераторные, галерея нагнетателей)	V/20
Помещения с жесткой мебелью и большим количеством людей или с небольшим количеством людей и мягкой мебелью (помещение главного щита управления, вспомогательное помещение газотурбинного цеха и т. д.)	V/10

Продолжение таблицы 5

Характеристика помещения	Постоянная помещения B_{1000}
Помещение с большим количеством людей и мягкой мебелью (рабочее помещение в здании управления, учебный класс, технический кабинет и т. п.)	V/6
Помещение со звукопоглощающей облицовкой потолка и части стен	V/1,5

Таблица 6

Частотный множитель μ

Объем помещения, V м^3	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1 000	2 000	4 000	8 000
До 200	0,8	0,75	0,7	0,8	1,0	1,4	1,8	2,5
200–500	0,65	0,62	0,64	0,75	1,0	1,5	2.4	4,2
Более 500	0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6,0

Исходные данные для расчета: число источников шума — 2; объем помещения V — 145 м^3; площадь ограждающих поверхностей S — 183 м^2; расстояние от первого источника шума до контрольной точки — 1 м; расстояние от второго источника шума до второй точки — 2,2 м; площадь поверхности источника шума — 0,787 м^2; коэффициент χ_1 — 0,4; χ_2 — 0,1.

Результаты расчета постоянной помещения *B* приведены в таблице 7.

Таблица 7

Постоянная помещения B для восьми октавных полос со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц

Среднегеометрическая частота, Гц							
63	125	250	500	1 000	2 000	4 000	8 000
0,032	0,030	0,028	0,032	0,040	0,055	0,071	0,099

Результаты расчета коэффициента ψ приведены в таблице 8.

Таблица 8

Коэффициент ψ для восьми октавных полос со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц

Среднегеометрическая частота, Гц							
63	125	250	500	1 000	2 000	4 000	8 000
0,986	0,987	0,988	0,986	0,982	0,975	0,968	0,955

Октавные уровни звукового давления от всех источников в расчетной точке для проектного и фактического режимов работы представлены в таблице 9.

Таблица 9

Октавные уровни звукового давления для фактического и проектного режимов работы в восьми полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц

Режим работы	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1 000	2 000	4 000	8 000
Проектный	73,47	70,88	68,28	65,01	61,49	57,70	54,23	50,67
Фактический	116,09	87,39	84,55	81,72	78,89	76,06	73,23	70,40
Требуемый уровень	98	90	85	81	78	76	74	72

Результаты замеров уровня шума на территории и в помещениях ГРС представлены в таблице 10.

Таблица 10

Уровень шума на территории и в помещениях ГРС при фактическом режиме эксплуатации

Наименование точек замера	Дата замера	
	17.03.2011 г.	19.07.2011 г.
Операторная	82,1	79
Зал редуцирования	93,2	104,5
Улица возле зала редуцирования	97,7	108,3
Эл. щитовая	75,7	73,6
Расходомерная	78,1	70
Узел подключения	86	90,5
Узел очистки	83,2	90,7
Узел подогрева	93,4	94,4

Результаты исследования.

- Расчетом обосновано, что уровень шума на участке редуцирования ГРС, возникающий при дросселировании газа, при фактическом режиме эксплуатации составляет 99 дБА, что превышает предельно допустимое значение на 16 дБА. Замеры, проводимые на участке редуцирования (в помещении) ГРС, показали, что фактический уровень шума достигает 104 дБА, что превышает допустимый уровень 20 дБА.
- Для устранения повышенного уровня шума в помещении ГРС предлагается перекрытие излучающих поверхностей труб и регуляторов (в здании ГРС и на выходе из здания ГРС) звукоизолирующими материалами.

Список литературы

1. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. – М.: ЗАО Полимергаз. – 2003. – 36 с.
2. СНиП 2-12-77 Защита от шума. - М.: Госстандарт СССР. - 1978. – 23 с.
3. СТО Газпром 2-3.5-043-2005. Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром».

Сведения об авторах

Петров Сергей Владимирович, *к. т. н., доцент кафедры «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов», Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, тел. 8 (8216)774481; e-mail: npetrov@ugtu.net*

Кузьбожев Павел Александрович, *аспирант кафедры «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов», Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, тел. 8 (8216)774481*

***Petrov S. V.**, Candidate of Technical Sciences, associate professor of the chair «Designing and operation of trunk gas-and-oil pipelines», Ukhta State Engineering University, phone: 8 (8216)774481; e-mail: npetrov@ugtu.net*

***Kuzbozhev P. A.,** postgraduate of the chair «Designing and operation of trunk gas-and-oil pipelines», Ukhta State Engineering University, phone: 8 (8216)774481*

Химия и технология переработки нефти и газа

УДК 26:541.123.38

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛООБМЕНА НА КИНЕТИКУ РОСТА И МОРФОЛОГИЮ ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

MODELING OF HEAT EXCHANGE INFLUENCE ON GROWTH KINETICS AND MORPHOLOGY OF GAS HYDRATE SCALES

Д. Е. Игошин, С. В. Амелькин
D. E. Igoshin, S. V. Amel'kin

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень

Ключевые слова: ***газовые гидраты, кинетика, теплообмен, численное моделирование***
Key words: ***gas hydrates, kinetics, heat exchange, numerical simulation***

Ускорение гидратообразования в разбавленных водных растворах наблюдалось уже в ряде ранних исследований кинетики роста газовых гидратов (ГГ) [1, 2]. При детальном изучении эффекта ускорения на примере гидратообразования в разбавленных растворах ПАВ [3] и спиртов [4] была выявлена особая морфология роста ГГ. Установлено, что на начальной стадии кристаллизационная структура (КС) растет на поверхности реактора в виде тонкой пленки, состоящей из большого числа зерен микрокристаллов, слабо связанных адгезией с поверхностью реактора, и сети капиллярных каналов, по которым мигрирует водный раствор (рис.1).

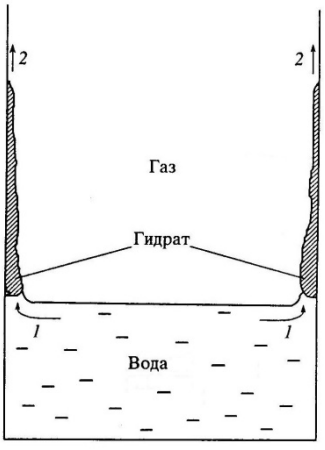


Рис. 1. ***Схема образования и роста капиллярно-пористой структуры гидрат-вода на боковой стенке реактора:***
1 — капиллярное течение воды;
2 — направление течения

В процессе роста пленочная структура трансформируется в насыщенную раствором открытую, пористую КС. Слабая адгезия и когезия зерен ГГ имеет принципиальное значение для сохранения эффективности традиционных ингибиторов

гидратообразования (например, спиртов) при истощении их концентрации в системах сбора, подготовки и транспорта нефти и газа.

Механизм и теория роста ГГ из разбавленных водных растворов рассмотрены в работах [5, 6]. Наблюдаемый рост пленочной и пористой КС связывается с самоподдерживающейся генерацией вторичных центров кристаллизации при капиллярном течении смачивающей пленки раствора. Прыжковый характер движения капиллярных менисков обусловливает разрушение и отрыв зерен ГГ и их перенос на фронт роста КС. Роль раствора состоит в основном в предотвращении за счет концентрирования раствора в порах срастания зерен и падения проницаемости КС.

Можно предположить, что затравочная пленочная или пористая КС должна инициировать ее непродолжительный рост и без добавления к воде какого-либо компонента. Действительно, при исследовании кинетики нуклеации гидратов пропана одним из исследователей (А. С. В.) было обнаружено, что формирование подобной структуры возможно в реакторе [4] с водой, свободная поверхность которой зарастает тонкой пленкой ГГ. При включении магнитной мешалки, приводящей во вращение магнитный элемент на дне реактора, формировалась воронка. Увеличение угловой частоты вращения магнитного элемента приводило к развитию гидродинамической неустойчивости и срыву (набрызгу) пленки на стенку реактора. В процессе срыва и соударения со стенкой реактора пленка дробилась на множество мелких зерен ГГ, образующих в совокупности затравочную пленочную или пористую КС. После формирования затравочной КС наблюдался ее быстрый рост, аналогичный установленному для разбавленных водных растворов [3–6]. Через 10–15 мин быстрый рост КС прекращался вследствие падения проницаемости КС при срастании зерен ГГ. Медленный рост КС продолжался еще в течение одного-двух часов до полного срастания зерен ГГ. Размер зерен после срастания составлял от одного до нескольких миллиметров.

Наблюдаемый рост пористой КС в системе вода — газ без применения ингибиторов представляет интерес для борьбы с образованием ГГ в системах транспорта углеводородов. Формирование пористых, рыхлых отложений ГГ на поверхности оборудования значительно снижает энергоемкость и капиталоемкость методов их устранения [7, 8]. Целью настоящей работы является численное моделирование влияния теплообмена на скорость трансформации пористой КС в монолитную КС в рамках простой модели, результаты исследования которой можно сравнить с экспериментальными данными. Установленные закономерности могут быть также использованы для оценки скорости нарастания газогидратных отложений, критической для протекания указанной трансформации, и снижения эффективности методов ликвидации отложений ГГ.

Модель теплообмена и роста зерен. В результате формирования пленки из зерен ГГ на внутренней стенке реактора образуется квазирегулярная кристаллизационная структура. Каждое зерно в такой структуре окружено несколькими соседними зернами. Анизотропия теплопереноса при усреднении по большому числу зерен с учетом капиллярного течения воды сглаживается. Сглаженную в масштабе многих зерен тепловую задачу можно свести к тепловой задаче для одного «эффективного» зерна. Для этого покроем внутреннюю поверхность стенки реактора толщиной d ячейками-окружностями радиуса R, соответствующего характерному размеру зерен после их срастания. Для затравочной пленки радиус ячейки R обратно пропорционален квадратному корню из поверхностной плотности зерен. Предполагаем, что в центре каждой ячейки растет зерно ГГ (рис. 2). Для решения сглаженной задачи достаточно рассмотреть тепловую задачу в цилиндрической области радиуса R с граничными условиями, соответствующими отсутствию теплопереноса через боковую поверхность цилиндра.

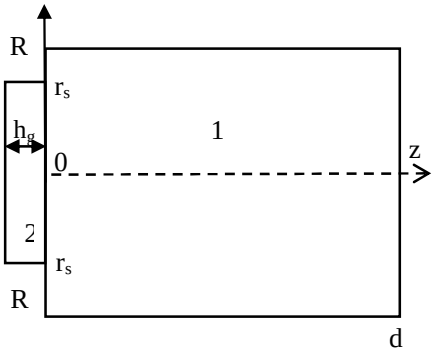


Рис. 2. ***Геометрия задачи:*** *1 — расчетная область — цилиндрический элемент стенки реактора; 2 — зерно газового гидрата*

Толщиной зерна ГГ h_g в геометрии задачи будем пренебрегать в силу ее малости по сравнению с радиальным размером зерна. Будем также при вычислении тепловыделения считать толщину зерна для простоты неизменной, теплообмен с газовой фазой в реакторе — пренебрежимо малым. Пусть давление газа P в реакторе поддерживается постоянным. Внешняя поверхность реактора предполагается теплоизолированной. Сделанные допущения с небольшой погрешностью соответствуют экспериментальным условиям.

Уравнение для температуры стенки реактора имеет вид

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\lambda}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial T}{\partial r}\right) + \lambda\frac{\partial^2 T}{\partial z^2}, \qquad (1)$$

где ρ, c, λ — плотность, теплоемкость и теплопроводность материала стенки реактора.

Мощность источника выделяющегося на границе зерна тепла определяется выражением

$$N = 2\pi\rho_g h_g L r_s u, \quad z = 0,\ r = r_s, \qquad (2)$$

где ρ_g — плотность зерна ГГ, L — удельная теплота гидратообразования, u — радиальная скорость роста зерна.

На всех границах цилиндрической области и на оси симметрии тепловой поток отсутствует

$$\frac{\partial T}{\partial r}\Big|_{r=0} = 0,\ \frac{\partial T}{\partial r}\Big|_{r=R} = 0,\ \frac{\partial T}{\partial z}\Big|_{z=0,\,r\neq r_s} = 0,\ \frac{\partial T}{\partial z}\Big|_{r=d} = 0. \qquad (3)$$

Зависимость радиальной скорости роста зерна от температуры T_s на его границе $r = r_s$ зададим в виде линейной функции [9]

$$u = u(T_0)\frac{T_e - T_s}{T_e - T_0},\ T_s = T\Big|_{z=0,\,r=r_s}, \qquad (4)$$

где T_0 — начальная температура, T_e — равновесная температура гидратообразования при давлении P.

Нелинейная краевая задача (1–4) решалась численно, методом переменных направлений [10]. Счет продолжался до полного зарастания ячейки радиуса R зерном. Шаг по времени необходимо выбирать из условия перемещения границы растущего кристалла к следующему контрольному (конечному) объему.

Результаты расчетов. Эволюция температурного поля в ячейке и размера «эффективного» зерна рассчитывалась при значениях параметров задачи, соответствующих экспериментальным условиям: d = 10 мм, R = 1 мм, T_0 = 275,5 K, P = $3\cdot10^5$ Па, T_e = 283,6 K, ρ_g = 900 кг/м^3, L = $5\cdot10^5$ Дж/кг, ρ = 1190 кг/м^3, c = 1000 Дж/(кг·K), λ = 0,15 Вт/(м·K) [11]. На рис. 3 представлены графики изменения со временем радиуса зерна (рис. 3 а) и температуры (рис. 3 б) внутренней и внешней поверхности реактора для трех значений толщины зерна ГГ.

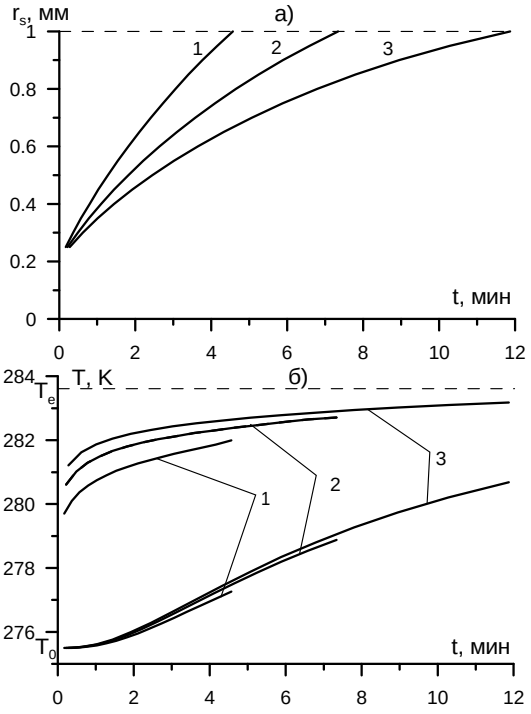


Рис. 3. ***Радиус зерна (а), температура (б) внутренней поверхности реактора на границе зерна (верхние линии), внешней поверхности реактора на оси симметрии зерна (нижние линии) в процессе гидратообразования.*** *Линии 1, 2, 3 соответствуют толщине гидрата: 1 — 0,1 мм, 2 — 0,15 мм, 3 — 0,2 мм*

На рис. 4 в виде изолиний отображена зависимость времени срастания t_* зерен ГГ пористой КС от средней толщины зерен и их конечного размера (размера после срастания).

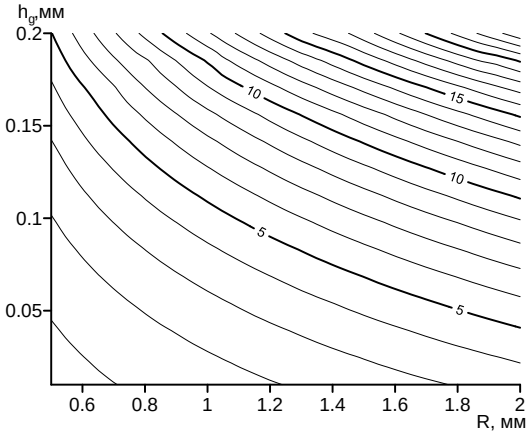


Рис. 4. ***Время срастания зерен пористой КС (минуты, в виде изолиний) в зависимости от конечного размера R и толщины h_g зерна газового гидрата***

Расчетное время срастания зерен хорошо соответствует наблюдавшемуся в эксперименте значению времени завершения стадии быстрого роста КС (10–15 мин). Влияние теплофизических свойств материала стенки реактора на время срастания зерен ГГ пористой КС иллюстрирует рис. 5.

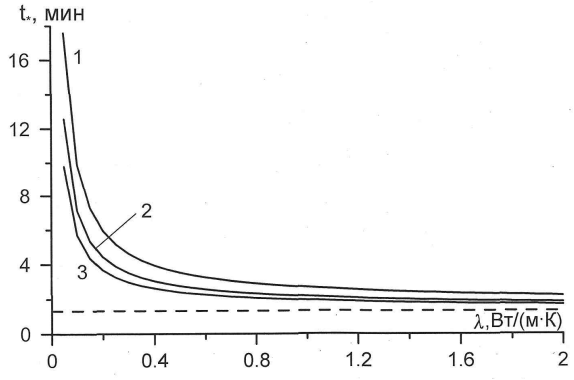


Рис. 5. ***Время срастания зерен пористой КС в зависимости от коэффициента теплопроводности материала стенки реактора. Линии 1, 2 и 3 соответствуют значению*** $\rho c = 10^6; 2\cdot10^6; 4\cdot10^6$ *Дж/(м*^{3}*·К),* h_g *= 0,15 мм, R = 1 мм*

С ростом толщины зерен ГГ время их срастания увеличивается и асимптотически стремится к бесконечному значению при некоторой величине толщины зерна h_g^*, определяемой условием нагрева до равновесной температуры гидратообразования стенки реактора выделившимся при фазовом переходе теплом $\rho_g h_g^* L = \rho c d\left(T_e - T_0\right)$, откуда $h_g^* = \rho c d\left(T_e - T_0\right)/\left(\rho_g L\right)$. Для принятых значений параметров задачи величина h_g^* составляет приблизительно 0,21 мм. На практике условия полной теплоизоляции реактора (или иного технического устройства) и отсутствия теплообмена ГГ с газовой фазой не выполняются. С учетом слабого теплообмена время срастания зерен всегда является конечным, но для значений $h_g > h_g^*$ быстро возрастает с увеличением толщины зерна. Для значений $h_g > h_g^*$ процесс срастания зерен делиттся на быстрый этап, определяемый отводом тепла в стенки реактора, и медленный этап, определяемый теплообменом ГГ с газовой фазой и переносом тепла через теплоизоляцию реактора. Эти два этапа и наблюдались экспериментально как стадии быстрого и медленного роста газогидратных отложений в виде пористой КС на поверхности реактора.

Отметим, что в случае интенсивного теплообмена ГГ с газовой фазой или быстрого отвода тепла в окружающую реактор среду необходимо решать тепловую задачу с учетом этих процессов. В данной работе тепловая задача в более общем виде не ставилась. Приложение результатов проведенного моделирования ограничивается системами со слабым теплообменом, например, формированием газогидратных отложений в хорошо теплоизолированных трубах небольшого диаметра при ламинарном течении насыщенных капельной влагой газов с низким давлением гидратообразования (пропан, бутан и т. п.). Применимость модели улучшается с приближением температуры газа к равновесной температуре гидратообразования при давлении транспортировки газа.

Результаты моделирования влияния теплообмена на кинетику роста и морфологию газогидратных отложений при допущениях, соответствующих условиям экспериментов, хорошо согласуются с опытными данными. Модель выявляет наблюдавшиеся в эксперименте два этапа срастания зерен ГГ в пористой КС и значение толщины зерен, отвечающее переходу к двухэтапному режиму. Случай интенсивного теплообмена требует дополнительного исследования.

В практическом отношении важным является вывод о существовании толщины зерен, отвечающей переходу к двухэтапному режиму срастания. В двухэтапном режиме при скорости нарастания толщины пористых газогидратных отложений

$v > h_g^* / t_*$ срастание зерен не будет успевать происходить, и на поверхности оборудования будет формироваться слабо связанный с ней рыхлый, водонасыщенный слой ГГ. Эти газогидратные отложения можно периодически эффективно удалять динамическими воздействиями, например, импульсами волн давления с выносом ГГ в прогретую зону оборудования, где они разлагаются. При параметрах, соответствующих условиям экспериментов, скорость нарастания газогидратных отложений из газокапельной смеси должна быть v > 5 мм/сут , что для трубы диаметром 200 мм потребует одной технологической операции по очистке в неделю. В случае одноэтапного режима срастания зерен ГГ пористой КС (при интенсивном отводе тепла фазового перехода) скорость нарастания газогидратных отложений для сохранения пористости должна быть слишком велика, что технологически неприемлемо.

Если скорость нарастания толщины пористых газогидратных отложений $v < h_g^* / t_*$, срастание зерен будет приводить к формированию прочно связанного с поверхностью оборудования монолитного слоя ГГ. Удаление этого слоя потребует менее частых, но значительно более энергоемких и капиталоемких технологических операций. Таким образом, работа оборудования с более высокой скоростью нарастания газогидратных отложений из газокапельной смеси в случае формирования их с исходной пористой морфологией, может оказаться технологически и экономически более целесообразной.

Список литературы

1. Бык С. Ш., Макогон Ю. Ф., Фомина В. И. Газовые гидраты. М.: Химия, 1980. – 296 с.
2. Истомин В. А., Якушев В. С. Газовые гидраты в природных условиях. М: Недра, 1992. – 235 с.
3. Кутергин О. Б., Мельников В. П., Нестеров А. Н. // Влияние поверхностно- активных веществ на механизм и кинетику гидратообразования газов. Докл. РАН 1992., Т. 323. – № 3, – С. 549-553.
4. Амелькин С. В., Мельников В. П., Нестеров А. Н. // Кинетика роста газовых гидратов в разбавленных растворах ингибиторов-неэлектролитов // Коллоидный журнал, 2000. – № 4. – С. 450-465.
5. Амелькин С. В. // Автоволна массовой кристаллизации газовых гидратов, инициируемая течением пленки раствора // Итоги исследований. Выпуск 8. – Тюмень: Вектор Бук, 2001. – 148 с.
6. Амелькин С. В., Игошин Д. Е. Капиллярные течения и самосборка пористых гидратных структур // Труды института механики им. Р. Р. Мавлютова Уфимского научного центра РАН. – Уфа, Нефтегазовое дело, 2012. – С. 22-25.
7. Бондарев Э. А., Бабе Г. Д., Гройсман А. Г., Каниболотский М. А. Механика образования гидратов в газовых потоках. – Новосибирск: Наука, 1976. – 157 с.
8. Гриценко А. И., Истомин В. Л., Кульков А. Н. и др. // Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
9. Sloan E. D. Koh C. A. Clathrate Hydrates of Natural Gases – 3rd ed. London, N. Y., CRC Press, Taylor and Francys Group, 2008. – 721 p.
10. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 152 с.
11. Бабичев А. П., Бабушкина Н. А., Братковский А. М. и др. Физические величины: Справочник / Под ред. И. С. Григорьева, Е. З. Мейлихова. М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.

Сведения об авторах

Игошин Дмитрий Евгеньевич, *к. ф.-м. н., научный сотрудник лаборатории «Гидродинамики многофазных сред», Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича Сибирского отделения Российской академии наук, г. Тюмень, тел. 89829174205, e-mail: igoshinde@gmail.com,*

Амелькин Сергей Владимирович, *к. ф.-м. н., научный сотрудник лаборатории «Гидродинамики многофазных сред», Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича Сибирского отделения Российской академии наук, г. Тюмень, тел.: 8(3452)682745,e-mail:amelkinsv@gmail.com*

Igoshin D. E., *Candidate of Science in Physics and Mathematics, a researcher of the laboratory «Hydrodynamics of multiphase media», Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics, Tyumen branch of SB RAS, phone: 89829174205, e-mail: igoshinde@gmail.com*

Amel'kin S. V., *Candidate of Science in Physics and Mathematics, a researcher of the laboratory «Hydrodynamics of multiphase media», Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics, SB RAS, Tyumen branch, phone: 8(3452)682745, e-mail: amelkinsv@gmail.com*

УДК 62-791.2

ГРАФО-ПРОЕКЦИОННЫЙ МУАРОВЫЙ СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ ПОВЕРХНОСТИ ОБЪЕКТОВ

GRAPH-PROJECTION MOIRE METHOD OF MEASUREMENT OF SURFACE OBJECT

А. А. Мишенёв, В. И. Кучерюк
A. A. Mishenev, V. I. Kucheruk

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***теневой муаровый способ измерения, электронно-проекционный муаровый способ измерения, графо-проекционный муаровый способ измерения***
Key words: ***shadow moire method of measument, electron-projection moire method of measument, graph-projection moire method of measument***

Известен теневой муаровый способ измерения формы и перемещений поверхности объекта [1], заключающийся в использовании для проведения измерений фотокамеры, проектора и эталонного растра, изготовленного из стекла или прозрачного пластика, установленного у поверхности объекта на некотором расстоянии от фотокамеры и проектора. Проектор устанавливают под углом к эталонному растру, фотокамеру устанавливают перпендикулярно эталонному растру, при этом оптические оси фотокамеры и проектора пересекаются в одной точке на поверхности эталонного растра. При проектировании проектором пучка света на эталонный растр на поверхности объекта возникает картина муаровых полос, которую можно наблюдать на фотокамере.

Достоинствами данного способа являются высокая чувствительность и простота реализации, недостатками являются необходимость перемещения эталонного растра, ограничение площади поверхности исследования и ограничение его использования при наличии выступающих частей поверхности исследуемого объекта.

Известен проекционный муаровый способ [2], заключающийся в использовании для проведения измерений проектора и матовой пластины, на которую нанесен эталонный растр. При помощи проектора на матовую пластину проектируются объектные растры, снятые на пленку фотоаппарата. Поворот объектных растров осуществляется совместно с проектором при помощи поворотных устройств. Муаровые полосы образуются при повороте проектируемого объектного растра на угол $3–10^0$ относительно начального положения.

Данный способ измерения не получил распространения из-за низкой чувствительности и необходимости применения контрольных растров.

Известен электронно-проекционный муаровый способ измерения формы и перемещений поверхности объекта [3], заключающийся в использовании для проведения измерений фотокамеры, проектора и компьютера с программным комплексом, обеспечивающим сложение модели эталонного растра («мнимого» растра), заданного по формуле, и объектного растра, полученного с фотокамеры. Таким образом, данный способ моделирует теневой муаровый способ.

Достоинством данного способа измерений является возможность бесконтактного исследования поверхностей значительных размеров с выступающими частями, имеющими повышенную температуру, недостатками способа являются накап-

ливание погрешностей при построчном сканировании объектного растра и трудоемкость его обработки.

Предлагается графо-проекционный муаровый способ измерения поверхности объектов, принцип реализации которого совпадает с электронно-проекционным муаровым способом измерений, при этом, в отличие от данного способа получение «мнимого» растра происходит при помощи типографического растра и фотокамеры, с использованием проектора, фотокамеры и плоской поверхности, либо как математической модели. Для повышения качества картин муаровых полос, в отличие от электронно-проекционного способа измерения, могут применяться «мнимый» растр и объектный растр разной контрастности и цвета, при пересечении линий которых образуется более контрастная картина муаровых полос, что повышает качество распознавания.

Принцип реализации графо-проекционного муарового способа показан на рис.1.

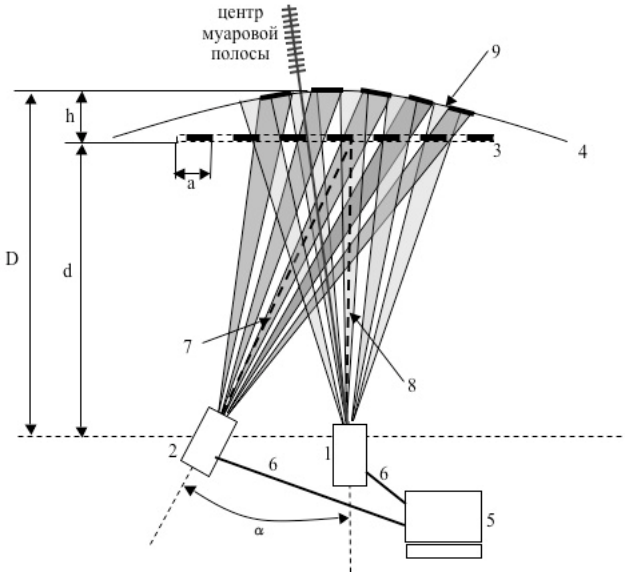


Рис.1. ***Принцип реализации графо-проекционного способа измерения***

Для реализации графо-проекционного способа необходимы фотокамера *1* и проектор *2*. Управление системой осуществляется при помощи компьютера *5*.

В компьютер *5* заложено изображение «мнимого» растра *3*, полученного заранее в лабораторных условиях на определенном расстоянии. «Мнимый» растр *3* может быть получен:

- при помощи типографического растра и фотокамеры;
- с использованием проектора, фотокамеры и плоской поверхности;
- как математическая модель.

«Мнимый» растр *3* при помощи типографического растра и фотокамеры может быть получен следующим образом. Плоский типографический растр с шагом полос *a* располагают на определенном расстоянии от фотокамеры, расположенной перпендикулярно к типографическому растру. При помощи фотокамеры осуществляют сканирование объектного растра и передачу его в цифровом формате по линии связи на компьютер. В компьютере, в установленном программном обеспечении, происходит обработка полученного изображения и получение «мнимого» растра. «Мнимый» растр *3* при помощи проектора, фотокамеры и плоской поверхности может быть получен следующим образом. Фотокамеру располагают перпен-

дикулярно к плоской поверхности, проектор располагают под углом к плоской поверхности, причем оптические оси фотокамеры и проектора сводятся в одну точку на плоской поверхности. Проектор проектирует на плоскую поверхность эталонный растр с заданным шагом полос, получаемый через линию связи от компьютера. Затем при помощи фотокамеры осуществляют сканирование объектного растра, и происходит передача его в цифровом формате через линию связи на компьютер. В компьютере, в установленном программном обеспечении, происходит обработка полученного изображения и получение «мнимого» растра *3*.

«Мнимый» растр *3* может быть задан как математическая модель. В этом случае объектный растр, получаемый при обследовании объекта, также переводится в математическую модель, эталонный и объектный растр складываются при помощи известных формул определения шага полос.

Обследование объекта при помощи графо-проекционного способа проводится следующим образом (рис. 1).

В компьютере *5*, в установленном программном обеспечении, задают эталонный растр с шагом полос a, параметры которого зависят от расстояния до исследуемого объекта.

При помощи проектора *2* эталонный растр проектируют на поверхность объекта *4*.

Затем фотокамерой *1* осуществляют сканирование объектного растра *9*, и в цифровом формате по линии связи *6* изображение передается на компьютер *5*.

В компьютере *5*, в установленном программном обеспечении, происходит сложение «мнимого» растра *3* для расстояния *d* и объектного растра *9*, получение и обработка картины муаровых полос.

Структурная схема алгоритма графо-проекционного муарового способа показана на рис. 2.

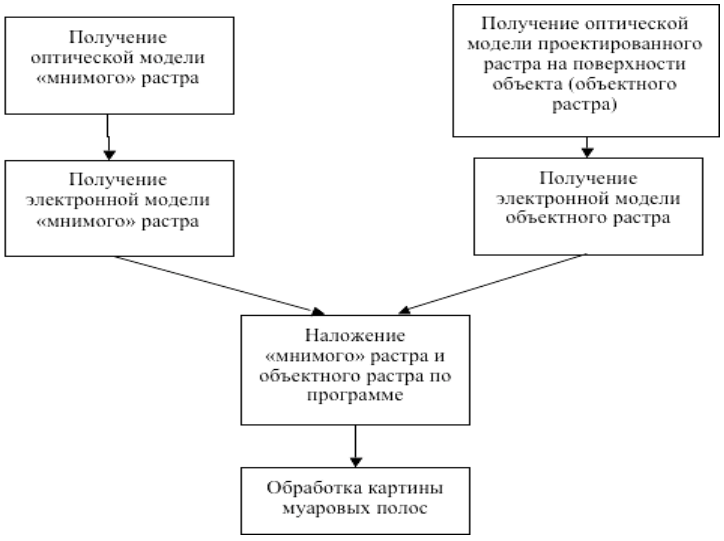


Рис. 2. ***Алгоритм графо-проекционного муарового способа измерения***

Для определения точности графо-проекционного способа измерения по сравнению с теневым муаровым способом измерения проведен эксперимент с использованием предмета цилиндрической формы.

Для реализации теневого муарового способа используется фотокамера, проектор и растр. Пучок света от проектора, расположенного перпендикулярно цилиндру, попадает на растр, при помощи фотокамеры, расположенной под углом к растру, сканируется картина муаровых полос (рис. 3.).

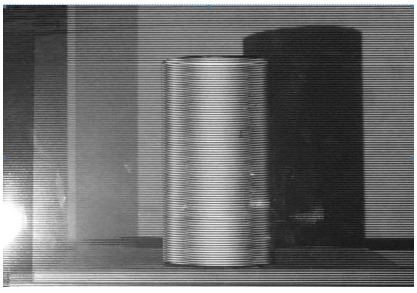


Рис.3. ***Картина муаровых полос, полученная при помощи теневого муарового способа***

Для реализации электронно-проекционного муарового способа используется фотокамера, проектор и компьютер. Растр в отличие от теневого муарового способа заменяется «мнимым» растром, созданным в программном комплексе.

«Мнимый» растр при помощи проектора проектируется на цилиндр, затем происходит сканирование (фотосъемка) объектного растра фотокамерой. Полученный объектный растр показан на рис. 4.

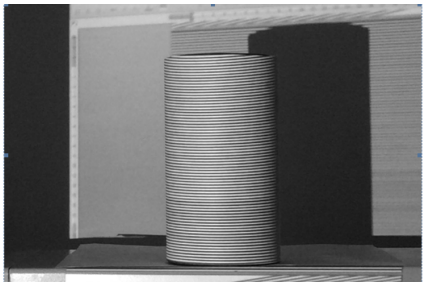


Рис. 4. ***Объектный растр, полученный при помощи электронно-проекционного муарового способа***

В программном комплексе производится наложение объектного растра и «мнимого» растра, заданного по формуле, и распознавание картины муаровых полос. В отличие от электронно-проекционного муарового способа «мнимый» растр создается в лабораторных условиях для определенного расстояния *d*, для наложения «мнимого» и объектного растров применяется графический способ наложения. Для получения «мнимого» растра для определенного расстояния вместо объекта используется плоская поверхность. Полученный «мнимый» растр показан на рис. 5.

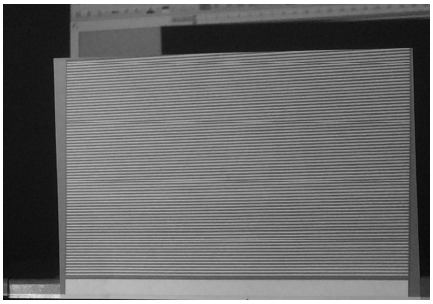


Рис. 5. ***«Мнимый» растр, полученный при помощи графо-проекционного муарового способа***

Для получения объектного растра, нужно выполнить условие

$$a_p = a_c ,$$

где a_p — шаг полос проектора *2* при заданном расстоянии *d*, a_c — шаг полос фотокамеры *1* при заданном расстоянии *d*.

Растр, отличный по цвету и контрасту от «мнимого» растра, при помощи проектора проецируется на цилиндр, затем происходит сканирование (фотосъемка) объектного растра фотокамерой. Полученный объектный растр показан на рис. 6.

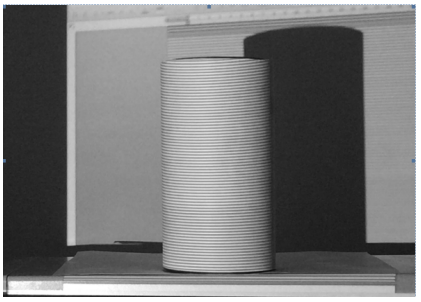


Рис. 6. ***Объектный растр, полученный при помощи графо-проекционного муарового способа***

Затем, при помощи программного комплекса производится наложение «мнимого» растра и объектного растра и получение картины муаровых полос (рис. 7).

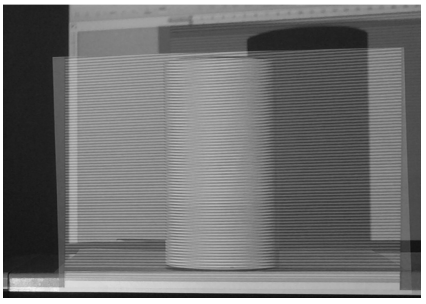
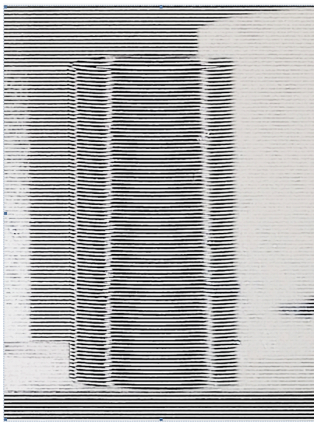
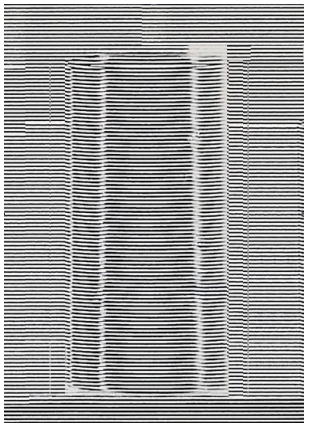


Рис. 7. ***Картина муаровых полос, полученная при помощи графо-проекционного муарового способа***

При помощи программы Adobe Photoshop (или аналогичной) производится обработка картин муаровых полос, полученных при помощи теневого муарового и графо-проекционного муарового способов измерения. Результат обработки полученных картин муаровых полос показан на рис. 8.



а



б

Рис. 8. ***Картины муаровых полос, полученные при помощи различных муаровых способов после обработки***

Таким образом, графо-проекционный муаровый способ (рис. 8 б) близок к эталонному теневому муаровому способу (рис. 8 а) по полученным картинам муаровых полос, а значит и по точности измерений.

Список литературы

1. Теокарис П. Муаровые полосы при исследовании деформаций. – М.: Мир, 1972. – 336 с.
2. Новицкий В. В. Новые исследования по методу муаров // Расчет пространственных конструкций. – М.: Стройиздат, вып.11, 1967.
3. Патент 2065570, 6 G 01 N 21/00, опубл. 20.08.96, Бюл. 23. Кучерюк В. И., Попов А. М., Колесников А. В. Электронно-проекционный способ измерения формы и перемещений поверхности объекта.

Сведения об авторах

***Мишенёв Александр Анатольевич**, аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, 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, 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 658.588.622.691.4.052.012.

ДИАГНОСТИКА ГАЗОТУРБИННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПО ИХ ЭФФЕКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

DIAGNOSTICS OF GAS TURBINE ENGINES BY THEIR EFFECTIVE CAPACITY

С. И. Перевощиков

S. I. Perevoschikov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***двигатель газотурбинный, диагностика параметрическая, мощность эффективная***

Key words: ***gas turbine engine, parametric diagnostics, effective power***

Техническое состояние газотурбинных двигателей контролируется различными способами, в том числе по показаниям их штатных приборов заводской комплектации.

Приборы заводской установки предназначены в основном для контроля за режимами работы двигателей с целью соблюдения правил технической эксплуатации оборудования и обеспечения безопасных условий работы как для обслуживающего персонала, так и для окружающей среды. Состав этих приборов позволяет определять техническое состояние достаточно поверхностно и констатировать его ухудшение лишь при возникновении в оборудовании серьезных неисправностей. Между тем выявление неисправностей на ранних стадиях развития позволяет устранять их с минимальными потерями и предотвращать аварийные ситуации.

Наиболее просто и оперативно нарушения в работе технических средств выявляются методами параметрической диагностики. С их помощью недостаточность исходной для диагностирования информации, получаемой от штатных приборов, может быть в значительной мере компенсирована за счет соответствующей обработки показаний приборов.

Методы параметрической диагностики базируются на анализе изменения функциональной модели оборудования под воздействием различных факторов.

В основе работы газотурбинных двигателей (ГТД) лежат термодинамические процессы, которые описываются соответствующими термодинамическими зависимостями. Поэтому для диагностики технического состояния ГТД используются термодинамические модели. В частности, модели, позволяющие оценивать такой информативный в диагностическом плане параметр, как эффективная мощность двигателя N_e. На значение N_e ориентированы нормативные документы, регламен-

тирующие вывод ГТД в различные виды ремонта. В регламентах, используемых в газовой промышленности, газотурбинные двигатели газоперекачивающих агрегатов (ГПА) предусматривается подвергать среднему ремонту при снижении их эффективной мощности относительно ее номинального значения не более, чем на 15 % и капитальному ремонту — при падении N_e более чем на 25 %.

Для определения N_e двигателей ГПА предложено несколько моделей. Каждой из них свойственны свои особенности — некоторым присуща недостаточность положенной в их основу физической базы, другим — потребность в дополнительном приборном оснащении, превосходящем по количеству и наименованию состав штатных приборов.

С целью преодоления данных недостатков создание новых диагностических методик продолжается. В качестве одной из них предлагается следующая методика, в основу которой положено уравнение Л. Эйлера для определения удельной работы на окружности, совершаемой продуктами сгорания в газовой турбине:

$$h_u = u_1 \cdot C_{1u} \pm u_2 \cdot C_{2u}\,, \qquad (1)$$

где u_1 и u_2 — окружные скорости на входе и выходе турбины, м/с; C_{1u} и C_{2u} — проекции абсолютных скоростей продуктов сгорания на векторы окружных скоростей на входе и выходе турбины, м/с.

Эффективная мощность N_e — мощность, снимаемая с выходного или приводящего вала двигателя. В газотурбинных двигателях этот вал принадлежит силовой турбине. Поэтому для получения искомой зависимости для расчета N_e уравнение (1) необходимо записать для силовой турбины. Применительно к ней оно запишется следующим образом:

$$h_c = u_3'' \cdot C_{3u}'' - u_4 \cdot C_{4u}\,, \qquad (2)$$

где u_3'' и u_4 — окружные скорости на входе и выходе силовой турбины, м/с; C_{3u}'' и C_{4u} — проекции абсолютных скоростей продуктов сгорания на векторы окружных скоростей на входе и выходе силовой турбины, м/с.

Входящие в (2) параметры характеризуют особенность движения продуктов сгорания в ключевых сечениях проточной части силовой турбины. Их численные значения формируются геометрической конфигурацией проточной части и определяются как геометрическими параметрами этой части, так и различными режимными факторами. К числу последних относятся расход продуктов сгорания через турбину, физические характеристики продуктов сгорания на входе в турбину и на выходе из нее, частота оборотов ротора турбины. Раскрытие кинематических параметров потока продуктов сгорания, входящих в (2), через определяющие их факторы приводит к получению следующего выражения:

$$N_e = n_C \cdot q_n^2 \cdot T_4 \cdot \left| A \cdot \frac{n_C}{q_n \cdot T_4} + B \cdot \left(\frac{Z_4 \cdot T_4}{Z_3'' \cdot T_3''}\right)^{\frac{1}{n-1}} - a \right|, \qquad (3)$$

где n_c — частота оборотов вала силовой (свободной) турбины, приводящей в действие центробежный нагнетатель природного газа, 1/мин; q_n — расход продуктов сгорания через турбину, кг/с; T_4 — температура продуктов сгорания после силовой турбины, *K*; T_3'' — *эффективная* температура продуктов сгорания перед силовой турбиной, К; Z_3'' и Z_4 — коэффициенты сжимаемости газа при условиях на входе в силовую турбину и на выходе из нее; *A*, *B* и *a* — постоянные для данного двигателя величины; $\frac{1}{n-1}$ — комплексный показатель политропы расширения продуктов сгорания в силовой турбине, определяемый по формуле

$$\frac{1}{n-1} = \frac{ln(\varepsilon_c)}{ln\left(\frac{Z_3'' \cdot T_3''}{Z_4 \cdot T_4}\right)} - 1\,,$$

где ε_c — степень расширения продуктов сгорания в силовой турбине.

Входящие в (3) параметры A, B и a включают в себя физические постоянные, характерные для ГТД газовой промышленности, и индивидуально зависят от геометрической конфигурации проточной части силовых турбин, которая характеризуется эффективным значением ее базового геометрического параметра Ω.

$$A = 7{,}39 \cdot 10^{-3} \cdot \Omega^2;\ B = 2{,}13 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{1}{\Omega};\ a = 2{,}066 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{1}{\Omega}. \quad (4)$$

Численные значения A, B и a для исследованных в рамках настоящей работы двигателей газовой промышленности приведены в таблице.

Значения постоянных для каждого двигателя параметров A, B и a

Тип ГПА	$A \times 10^3$, м^2	$B \times 10^4$, м^2/(кг· К)	$a \times 10^5$, м^2/(кг· К)
ГТ 750-6	0,50533	6,9529	6,8419
ГТН - 6	2,9035	2,9006	2,8543
ГТК-10-4	0,75739	5,6793	5,5886
ГТК-16	6,1513	1,9928	1,9610
ГТН-25	7,0783	1,8578	1,8281
ГПА-Ц-16	4,2843	2,3879	2,3498
ГПА-10	4,1449	2,4277	2,3890
Коберра-182	5,7434	2,0624	2,0294

Для других двигателей, не указанных в таблице, значения A, B и a могут быть определены подстановкой выражений (4) в (3) и решением полученного уравнения относительно Ω . Последующая подстановка полученного значения Ω в соответствующие выражения (4) позволит найти искомые A, B и a.

При получении основной расчетной зависимости (3) ориентировались на создание методики определения N_e по текущим эксплуатационным данным, получаемым по штатным приборам двигателей.

Штатными приборами не регистрируется значение *эффективной* температуры продуктов сгорания перед силовой турбиной T_3'', поскольку она измерению не поддается. Эта температура является производной от реально существующей и поддающейся измерению температуры продуктов сгорания перед турбинным комплексом двигателя T_3 и ряда термодинамических процессов, сопровождающих продвижение продуктов сгорания через турбины. При таком движении часть энергии газового потока расходуется на преодоление сопротивления проточной части турбин. Некоторое количество утраченной таким образом энергии возвращается в газовый поток в виде тепла, так как все энергетические потери в конечном итоге трансформируются в тепло, которое рассеивается в окружающем пространстве. Часть рассеиваемого тепла аккумулируется газовым потоком, это приводит к повышению его температуры и приросту теплосодержания рабочего тела двигателя. За счет него турбины, в том числе и силовая турбина, совершают дополнительную работу. Значения температуры продуктов сгорания перед силовой турбиной и после нее, полученные в результате соответствующих измерений, не способны учесть отмеченные энергетические преобразования, так как часть дополнительного энергетического приращения газового потока расходуется в турбине и в показаниях приборов, регистрирующих соответствующие температуры, не отражается.

Таким образом, в значении эффективной температуры T_3'' одновременно учитываются энергетические потери в силовой турбине и частичный возврат утраченной энергии к рабочему телу двигателя в виде дополнительного притока к нему теплоты. Для определения T_3'' в настоящей работе получено выражение (5).

$$T_3'' = \frac{T_4}{\left\{1 - \bar{K}_n \cdot n_C^2 \cdot (1 - K_n \cdot n_C)^{\frac{n}{n-1}}\right\}}, \quad (5)$$

где $$K_n = \left(1 - \frac{T_{40}}{T_{30}^{''}}\right) \cdot \frac{1}{n_{co}}; \overline{K}_n = \frac{K_n}{n_{co}} \cdot \left(\frac{T_{30}^{''}}{T_{40}}\right)^{\frac{n}{n-1}}; \quad (6)$$

$$T_{30}^{''} = \frac{N_{eo}}{q_{no} \cdot C_{Pno}} + T_{40}, \quad (7)$$

n_{co} — номинальное число оборотов ротора силовой турбины, 1/мин; C_{Pno} — теплоемкость продуктов сгорания при постоянном давлении в условиях турбины, Н·м/(кг· К).

Индекс «0» в выражениях (6) и (7) свидетельствует о принадлежности параметра к номинальному режиму работы двигателя.

Штатные приборы также могут не допускать определения ε_c, необходимого для расчета комплексного показателя политропы $\frac{1}{n-1}$. В этом случае он находится по степени сжатия осевого компрессора (ОК) $\varepsilon_{ок}$ с учетом потерь давления в газовоздушных трактах между осевым компрессором и турбинами двигателя: $\varepsilon_c = \sigma_{тр} \cdot \varepsilon_{ок}$, где $\sigma_{тр}$ — коэффициент потерь давления в газовоздушных трактах двигателя на участке осевой компрессор — силовая турбина. При невозможности получения сведений о $\varepsilon_{ок}$ и $\sigma_{тр}$ для текущих режимов работы ГПА показатель $\frac{1}{n-1}$ с достаточной точностью может быть определен по данным, соответствующим номинальному режиму работы ГПА. Это позволяет найти узкий диапазон возможных режимов работы ГПА, в котором они практически эксплуатируются. В нем показатель $\frac{1}{n-1}$ претерпевает несущественные изменения. При этом, если $\frac{1}{n-1}$ находится по номинальным параметрам работы ОК, можно принимать $\sigma_{тр}$ = 0,96 [3].

Методика пользования основной расчетной зависимостью (3) состоит в последовательности следующих действий.

1. Формирование блока исходной информации.

В большинстве случаев блок исходной информации формируется на основе оперативных и диспетчерских данных о работе двигателей в течение всего срока их службы. Из этих данных выбирается тот временной период, для которого следует выполнить оценку мощности N_e. Этот период должен быть как можно более узким и, в то же время содержать сведения о режимах работы двигателя в как можно более широком интервале его загрузки по мощности. Эти сведения должны быть достаточно информативны и содержать данные минимум о 7 различных режимах работы двигателя. Интервал по режимам работы двигателей должен включать режим работы, отвечающий номинальной загрузке двигателя по мощности.

Достаточно узкий временной интервал требуется для конкретизации наработки двигателя на момент диагностирования его состояния. Ограничение минимального количества различных режимов работы двигателя пределом в 7 проистекает из того, что результаты расчета перед формированием диагностического вывода подвергаются вероятностной оценке, которая может быть надежно выполнена только при оценке событий в количестве не менее 7.

Наличие в исходной информационной базе режима работы двигателя, соответствующего его номинальному режиму, требуется для более точного определения диагностического параметра N_e в этом режиме. При таком подходе оценка технического состояния двигателя может быть выполнена на основе интерполяции результатов расчетов. Она точнее экстраполяции, к которой приходится прибегать в противном случае.

Загрузка двигателя по мощности, используемая при подборе исходных данных, определяется ориентировочно по приведенному числу оборотов ротора силовой турбины [1].

$$\overline{n}_{c\,пр} = \frac{n_c}{n_{co}} \cdot \left(\frac{T_{10}}{T_1}\right)^{0,5}, \quad (8)$$

где T_{10} и T_1 — номинальная для данного двигателя температура атмосферного воздуха и текущее значение температуры атмосферного воздуха, К.

2. Расчет значений эффективной мощности N_e по (3) для каждого принятого к рассмотрению режима работы двигателя.

При расчетах N_e с достаточной точностью можно принимать:

$$Z_4 = 1{,}0;\ Z_3'' = 1{,}01,\ C_{Pno} = C_{Pn} = 1161\ \text{Н·м/(кг·К)}.$$

3. Обработка результатов расчетов N_e.

Обработка производится с помощью программного обеспечения «Excel» и состоит в получении линии тренда вида $\bar{N}_{e\,np} = f(\bar{n}_{c\,np})$.

Первым шагом на данном этапе является расчет для каждого режима работы двигателя приведенных значений его эффективной мощности $\bar{N}_{e\,np}$ и приведенных оборотов ротора силовой турбины $\bar{n}_{c\,np}$. Приведенные обороты ротора силовой турбины $\bar{n}_{c\,np}$ рассчитываются по формуле (8), приведенная эффективная мощность двигателя $\bar{N}_{e\,np}$ — по выражению (9)[1].

$$\bar{N}_{e\,np} = \frac{N_e}{N_{eo}} \cdot \frac{P_{10}}{P_1} \cdot \left(\frac{T_{10}}{T_1}\right)^{0,5}, \qquad (9)$$

где P_{10} и P_1 — номинальное для данного двигателя давление атмосферного воздуха и текущее значение давления атмосферного воздуха, Н/м^2.

Второй шаг заключается в выборе зависимости, посредством которой осуществляется аппроксимирование. Исходя из математической структуры теоретического выражения (3) для расчета N_e и общего вида зависимости $\bar{N}_{e\,np}$ от $\bar{n}_{c\,np}$ [1] в качестве аппроксимирующего выражения следует выбирать полином второй степени. Аппроксимация по нему может привести к двум качественно различным результатам, которые представлены на рис.1, 2.

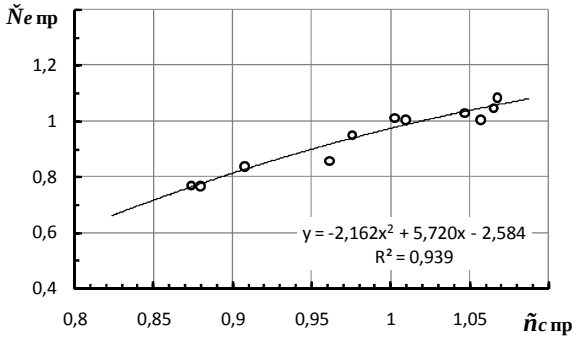


Рис. 1. ***Первый вариант результатов аппроксимации значений*** $\bar{N}_{e\,\text{пр}}$ ***и*** $\bar{n}_{c\,\text{пр}}$

По общему виду получаемой зависимости (полином второй степени) оба приведенных варианта приемлемы, и выполнение на их основе диагностических действий оправдано. Несмотря на это, данные варианты требуют критической оценки, так как графические зависимости на представленных рисунках имеют различный характер.

Различный характер кривых на рис. 1 и 2, имеющих в первом случае вид выгнутой, а во втором вогнутой кривой, способен привести к различным диагностическим выводам, поскольку выполняется по значению $\bar{N}_{e\,np}$, соответствующему $\bar{n}_{c\,np} = 1$ (пункт 3 рассматриваемой методики).

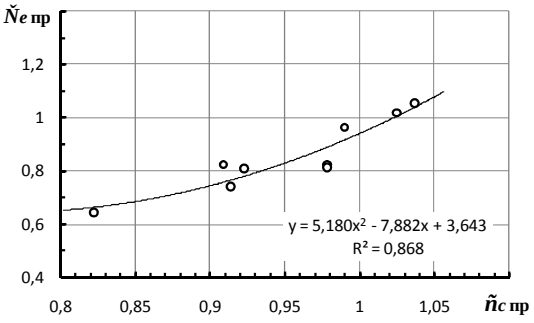


Рис. 2. ***Второй вариант результатов аппроксимации значений*** $\bar{N}_{e\,пр}$ ***и*** $\bar{n}_{c\,пр}$

Если следовать информации, представленной в [1] и [2], оба вида кривых могут иметь место, но при определенных условиях.

Согласно (3) и (9) $\bar{N}_{e\,пр}$ есть функция нескольких переменных; параметр $\bar{n}_{c\,пр}$, присутствующий на рис. 1, 2 в качестве аргумента $\bar{N}_{e\,пр}$, является только одной из них. По отмеченной причине численные коэффициенты в аппроксимирующих выражениях на рис.1, 2 постоянными не являются — их постоянство формально. Однако это не означает, что кривые не отражают реальность — они «связывают» действительные, насколько это позволяет (3), значения $\bar{N}_{e\,пр}$ с соответствующими им значениями $\bar{n}_{c\,пр}$ (см. рис. 1, 2).

Фактическая зависимость $\bar{N}_{e\,пр}$ от нескольких аргументов, а не только от $\bar{n}_{c\,пр}$ сказывается только на общем виде кривых $\bar{N}_{e\,пр} = f\left(\bar{n}_{c\,пр}\right)$. Качественно различный вид у кривых получается в результате различного характера изменения других, кроме $\bar{n}_{c\,пр}$, параметров, определяющих N_e. При относительном постоянстве температуры продуктов сгорания перед турбинами двигателя и мало изменяющейся температуре наружного воздуха, входящего в состав рабочего тела двигателей, зависимость $\bar{N}_{e\,пр} = f\left(\bar{n}_{c\,пр}\right)$ имеет вид, подобный тому, который изображен на рис.1 [1, 2]. Когда отмеченные температуры при смене режимов работы двигателей заметно изменяются, в зависимости от степени этих изменений и их сочетания кривая $\bar{N}_{e\,пр} = f\left(\bar{n}_{c\,пр}\right)$ может приобретать несколько иной вид, в том числе подобный изображенному на рис. 2. При рассмотрении режимов работы двигателей в достаточно узком интервале $\bar{n}_{c\,пр}$ в определенных условиях может получиться линейная зависимость $\bar{N}_{e\,пр}$ от $\bar{n}_{c\,пр}$.

На вид аппроксимирующей зависимости оказывает влияние и информационный «шум», содержащийся в исходной информации. Он порождается невысоким классом точности штатных приборов двигателей, дающим исходную информацию, и небольшим количеством принятых к рассмотрению режимов работы двигателей.

Степень выраженности каждого из отмеченных факторов (характер изменения температур и информационный «шум») при их одновременном наличии и взаимном сочетании способны придать зависимости $\bar{N}_{e\,пр} = f\left(\bar{n}_{c\,пр}\right)$ определенный графический вид, в том числе и тот, которому соответствуют рис. 1, 2. При этом присутствие в исходных данных объективно неустранимых погрешностей способно исказить реальный вид зависимости $\bar{N}_{e\,пр} = f\left(\bar{n}_{c\,пр}\right)$. О наличии таких искажений можно судить по ряду признаков, а именно по удовлетворению полученной аппроксимирующей зависимости определенным требованиям. В частности, обращению $\bar{N}_{e\,пр}$ в ноль при $\bar{n}_{c\,пр} = 0$, что следует из (3) и физических принципов работы газотурбинных двигателей.

Уравнения на рис. 1 и 2 этому условию не удовлетворяют. Согласно уравнению (см. рис. 2) при $\bar{n}_{c\,пр} = 0$ параметр $\bar{N}_{e\,пр} = 3{,}643$. Это означает, что двигатель, находясь в нерабочем состоянии, создает мощность, и она намного превосходит ее номинальное значение, которому соответствует $\bar{N}_{e\,пр}$ при $\bar{n}_{c\,пр} = 1$. Это также указы-

вает на то, что при снижении $\bar{n}_{c\,np}$ и соответствующего ему n_c, начиная с некоторых значений $\bar{n}_{c\,np}$ и n_c , мощность двигателя после наблюдаемого до этого падения возрастает. Имеет место явное несоответствие действительности.

По уравнению на рис. 1 при $\bar{n}_{c\,np} = 0$ мощность $\bar{N}_{e\,np}$ приобретает отрицательное значение, что так же, как и в первом случае, не может иметь место. Таким образом, обе аппроксимирующие зависимости не удовлетворяют рассматриваемому требованию; в наибольшей степени это характерно для уравнения на рис. 2. В отличие от него уравнение на рис. 1 имеет под собой некоторую физическую базу.

Из уравнения на рис. 1 следует, что $\bar{N}_{e\,np}$ и, соответственно N_e , обращаются в ноль при некоторых, небольших, значениях $\bar{n}_{c\,np}$ или n_c. В определенной мере это наблюдается в действительности.

При пониженных частотах вращения ротора силовой турбины и соответствующих им $\bar{n}_{c\,np}$ пониженные обороты приобретают и роторы осевых компрессоров двигателей. Поэтому при снижении $\bar{n}_{c\,np}$ подача воздуха, а с ним и рабочего тела в турбины двигателей заметно сокращается; энергия, передаваемая продуктами сгорания турбинам, уменьшается. Поскольку большая часть этой энергии (порядка 65÷80 %) затрачивается на привод осевых компрессоров, на долю силовой турбины, создающей $\bar{N}_{e\,np}$, приходится только ее остаток, который со снижением $\bar{n}_{c\,np}$ стремительно сокращается и, начиная с некоторого значения $\bar{n}_{c\,np}$, оказывается достаточным только для вращения ротора силовой турбины без создания на нем существенного крутящего момента. С этого значения $\bar{n}_{c\,np}$ мощность $\bar{N}_{e\,np}$ фактически обращается в ноль, так вырабатываемой двигателем энергии недостаточно для выполнения сколько-нибудь значимой работы.

Неудовлетворение уравнения на рис. 2 рассматриваемому требованию не означает, что все аппроксимирующие зависимости, имеющие в графическом варианте вид вогнутой кривой, не могут использоваться для формирования диагностического вывода. Вогнутые кривые при определенном сочетании определяющих факторов могут пересекать начало координат и, таким образом, в полной мере отвечать нужному требованию. Основанием для непринятия полученной аппроксимирующей зависимости для выполнения диагностических действий или для формирования на ее базе только предварительных заключений может являться только степень удовлетворения ее рассмотренному краевому условию — равенство $\bar{N}_{e\,np}$ нулю при $\bar{n}_{c\,np} = 0$. В рассматриваемом примере этому условию в наибольшей степени удовлетворяет уравнение на рис.1.

В обоих анализируемых случаях имеют место искажения, вносимые погрешностью исходной информации. Погрешность создается невысоким классом точности штатных приборов двигателей и ограниченным количеством принятых в расчет исходных данных. Поскольку на практике приходится пользоваться только наличным приборным оснащением, информационный «шум» может быть уменьшен лишь за счет увеличения принимаемых в расчет исходных данных. Для этого из первоначально выбранного временного интервала необходимо дополнительно принять еще несколько режимов. При невозможности этого дополнительные данные могут быть получены расширением первоначального временного интервала.

В последнем случае повышение точности определения $\bar{N}_{e\,np}$ достигается за счет «размывания» наработки двигателя, так как с расширением временного интервала степень конкретизации наработки двигателя на момент его диагностики снижается.

При небольшом количестве принятых к рассмотрению режимов работы двигателей и большом разбросе значений $\bar{N}_{e\,np}$ на координатном поле $\bar{N}_{e\,np} - f(\bar{n}_{c\,np})$, вызванном погрешностью исходной информации, для повышения надежности диагностического вывода целесообразно аппроксимацию проводить с помощью линейной функции (рис. 3).

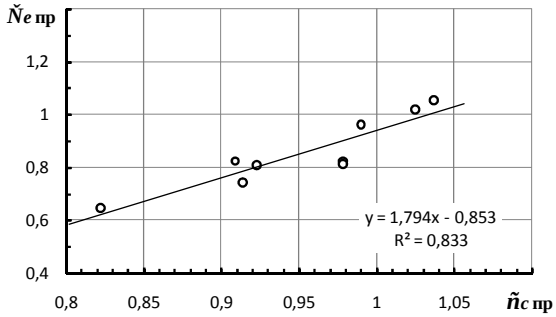


Рис. 3. ***Аппроксимация рассчитанных значений $\bar{N}_{e\,пр}$ линейной функцией***

Использование линейной функции позволяет избежать случайного получения одного из изображенных на рис. 1, 2 вариантов, когда в действительности может наблюдаться другая функциональная зависимость. Принятие линейной зависимости снижает масштаб возможного искажения результата аппроксимации.

При неярко выраженном характере кривых, подобных изображенным на рис. 1, 2, отмеченными недостатками (неудовлетворение аппроксимирующих зависимостей ряду необходимых условий) можно пренебречь в связи с тем, что для диагностических целей используются значения $\bar{N}_{e\,пр}$, соответствующие интервалу $\bar{n}_{c\,пр} = 0{,}8 \div 1{,}1$, в котором двигатели практически используется. Данный интервал существенно удален от значения $\bar{n}_{c\,пр}$, при котором мощность $\bar{N}_{e\,пр}$ может обращаться в «ноль», и тем более от нулевого значения самого $\bar{n}_{c\,пр}$.

Неполное соответствие условию ($\bar{N}_{e\,пр} = 0$ при $\bar{n}_{c\,пр} = 0$) даже наиболее корректного уравнения на рис. 1 может вызываться особенностью получения основной расчетной зависимости (3). В связи со сложным характером движения продуктов сгорания газотурбинных двигателей по их проточной части и изменчивостью его при смене режимов работы двигателей зависимость (3) получена для определенного диапазона режимов работы ГТД, ограниченного практически используемыми значениями $\bar{n}_{c\,пр} = 0{,}8 \div 1{,}1$ и $\bar{N}_{e\,пр} = 0{,}6 \div 1{,}15$. Это придает (3) приемлемую, в переделах обозначенной на рис.1–3 достоверности $R^2 = 0{,}833 \div 0{,}939$, адекватность только для режимов работы двигателей, находящихся в рамках указанных интервалов $\bar{n}_{c\,пр}$ и $\bar{N}_{e\,пр}$. Для выполнения диагностических действий на основе (3) этого достаточно.

Проведенный анализ приводит к следующим выводам:

- для диагностических действий следует принимать аппроксимирующие уравнения второй степени, удовлетворяющие условию: $\bar{N}_{e\,пр} \le 0$ при $\bar{n}_{c\,пр} = 0$;
- в неопределенных ситуациях для аппроксимации предпочтительнее использовать линейную функцию.

3. Формирование диагностического вывода.

Диагностический вывод делается на основе значения $\bar{N}_{e\,пр}$, полученного по аппроксимирующей зависимости при $\bar{n}_{c\,пр} = 1$. Если рассчитанная таким образом $\bar{N}_{e\,пр}$ оказывается равной единице или близкой к ней, техническое состояние двигателя может оцениваться как удовлетворительное и соответствующее его исходному заводскому состоянию. Насколько $\bar{N}_{e\,пр}$ меньше единицы, настолько состояние двигателя хуже в процентном отношении.

Диагностическое заключение делается с оценкой его достоверности, для чего при выполнении аппроксимации задается вывод на диаграмму, то есть на координатное поле $\bar{N}_{e\,пр} = f\left(\bar{n}_{c\,пр}\right)$ аппроксимирующего уравнения, по которому выполняется расчет $\bar{N}_{e\,пр}$ при $\bar{n}_{c\,пр} = 1$ и достоверности аппроксимации R^2.

На достоверность результатов аппроксимации и в последующем на надежность диагностического вывода кроме «шума» исходной информации существенное

влияние может оказать способ получения значения $\bar{N}_{e\,np}$, соответствующего $\bar{n}_{c\,np} = 1$, — интерполяцией или экстраполяцией. Достоверность аппроксимации, указываемая компьютером, относится в основном к значениям $\bar{N}_{e\,np}$, соответствующим исходному интервалу $\bar{n}_{c\,np}$, и только в первом приближении может быть отнесена к значениям $\bar{N}_{e\,np}$ за пределами этого интервала. Поэтому для получения надежного диагностического вывода, соответствующего указываемому компьютером, исходный интервал $\bar{n}_{c\,np}$ должен содержать $\bar{n}_{c\,np} = 1$.

Пример пользования представленной методикой показан на рис.1–3, на которых приведены расчетные данные по $\bar{N}_{e\,np}$ и $\bar{n}_{c\,np}$ для двигателя газоперекачивающего агрегата ГТК-10-4 .

На рис. 1 приведены результаты расчетов $\bar{N}_{e\,np}$ и $\bar{n}_{c\,np}$ и аппроксимация полученных данных полиномом второй степени в соответствии с п. 3 рассматриваемой методики. По результатам аппроксимации с достоверностью $R^2 = 0{,}939$ можно утверждать, что при $\bar{n}_{c\,np} = 1$ параметр $\bar{N}_{e\,np}$ равен 0,974. Это говорит о том, что эффективная мощность двигателя по отношению к ее номинальному значению упала на 2,6 % . В соответствии с ранее приведенными цифрами по пороговым значениям $\bar{N}_{e\,np}$, при которых двигатель необходимо выводить в ремонт того или иного вида (при $\bar{N}_{e\,np} = 0{,}85$ — в средний ремонт, при $\bar{N}_{e\,np} = 0{,}75$ — в капитальный), состояние двигателя можно оценить как удовлетворительное, соответствующее началу его эксплуатации после очередного ремонта.

Состояние двигателя, которому соответствует рис. 2, можно оценить так же, как удовлетворительное и соответствующее его нахождению в середине межремонтного периода для среднего ремонта, поскольку для него при $\bar{n}_{c\,np} = 1$ параметр $\bar{N}_{e\,np} = 0{,}941$, и снижение его эффективной мощности по сравнению с ее номинальным значением составляет 5,9 % .

На рис. 3 приведены те же данные, что и на рис. 2, но их аппроксимация осуществлена с помощью линейной функции; результаты ее дают такое же значение $\bar{N}_{e\,np}$ при $\bar{n}_{c\,np} = 1$, что и при аппроксимации полиномом второй степени (рис. 2). Наблюдаемое совпадение вызвано повышенной погрешностью исходных данных и ограниченностью их количества. Между тем, большую достоверность обеспечивает аппроксимация полиномом второй степени. Это преимущество небольшое; оно показывает, что при ограниченности исходной информации по режимам работы двигателей и относительно невысокой точности контролирующих приборов, поставляющих эту информацию, выбор вида аппроксимирующей зависимости принципиального значения может не иметь. В этом случае для снижения искажений, вносимых в аппроксимирующую зависимость отмеченными факторами, аппроксимирование предпочтительнее выполнять с использованием линейной зависимости.

Представленная методика диагностики технического состояния газотурбинных двигателей по значению их эффективной мощности имеет ряд достоинств, которые состоят в следующем:

- основная расчетная зависимость для определения эффективной мощности двигателей получена теоретически и учитывает конструктивные и термодинамические особенности двигателей, их режимные факторы;
- диагностический вывод о техническом состоянии двигателей выполняется не по одному, «точечному», значению эффективной мощности, а на основе серии данных по эффективной мощности в различных режимах работы двигателей, что существенно повышает точность диагностического вывода;
- в качестве эталона для формирования диагностического вывода в представленной методике используется не дополнительно рассчитываемая номинальная мощность двигателя, приведенная к рассматриваемым условиям, а паспортное, изначально более точно определенное, значение номинальной мощности двигателя, что повышает точность диагностического вывода;

- диагностический вывод формируется на вероятностной основе с определением его достоверности, что придает диагностической оценке дополнительное и необходимое качество;
- настоящая методика дает возможность не ограничиваться только констатацией технического состояния двигателей, но позволяет получить мощностную характеристику вида $\overline{N}_{e\,пр} = f\left(\overline{n}_{c\,пр}\right)$, что существенно повышает ее диагностические возможности и позволяет на основе сопоставления полученной мощностной характеристики, отражающей текущее состояние двигателей, с паспортной идентифицировать возможные неисправности диагностируемого изделия.

Список литературы

1. Волков М. М., Михеев А. Л., Конев А. А. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Недра, 1989. – 287 с.
2. Вольский Э. Л., Константинова И. М. Режим работы магистрального газопровода (Библиотека эксплуатационника магистрального газопровода). – Л.: Недра, 1970. – 168 с.
3. Ревзин Б. С., Ларионов И. Д. Газотурбинные установки с нагнетателями для транспорта газа. Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 303 с.

Сведения об авторе

Перевощиков Сергей Иванович, *д. т. н., профессор кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)467480.*

Perevoschikov S. I.*, Doctor of Engineering, professor of the chair «Machines and equipment for oil and gas industry», Tyumen Oil and Gas University, phone: 8(3452)467480*

Проблемы экологии нефтегазовых регионов

УДК 504.064.45

ПОЛУЧЕНИЕ ВТОРИЧНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ПРОДУКТОВ, СИНТЕЗИРУЕМЫХ ИЗ ПИРОЛИЗНОГО ГАЗА

PREPARATION OF THE SECONDARY MINERAL PRODUCTS SYNTHESIZED FROM THE PYROLYSIS GAS

Н. Г. Прокофьева
N. G. Prokofieva

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***утилизация углеводородсодержащих отходов, пиролизный газ, синтез-реактор***
Key words: ***recycle hydrocarbon waste, pyrolysis gas, synthesis reactor***

В рамках российской экологической госполитики запланировано в ближайшее время ввести поэтапно запрет на захоронение отходов, которые могут быть использованы как вторсырье. Распространенный повсеместно утилитарный подход (сжигание, биоразложение, захоронение) предполагает одновременно физическое уничтожение полезного продукта, содержащегося в отходах. При этом возникают невозвратные потери уже добытого минерального сырья, а сами процессы экологического обезвреживания зачастую не являются завершенными, они лишь частично снижают экологическую нагрузку на технологический процесс или территорию нефтегазодобычи (например, хранение углеводородных отходов в открытых или закрытых земляных сооружениях, сжигание в топках и т. п.). Такой подход к решению утилизационных проблем нефтегазопромышленных отходов нельзя признать экологически корректным. Механизмом экономического стимулирования в целях внедрения наилучших доступных технологий в нефтегазовом комплексе

являются окупаемые технологии с безотходно завершенным циклом преобразования некондиционных и опасных для природной среды нефтезагрязненных образований в технологически полезный и экологически безопасный продукт. Поэтому актуальна проблема создания природоохранной технологии утилизации углеводородсодержащих отходов с низкими затратами и высокой доходностью на базе неисчерпаемого дешевого сырья, увеличивающей ценность вторичных полезных продуктов [1].

Выявить особенности процессов переработки отходов и разработать экологически безопасную технологию является целью исследования. Для решения поставленных задач сравнивались и анализировались существующие технологии утилизации отходов. Использовались хроматографические, физико-химические методы исследования структуры и свойств сырья, фотометрические методы исследования продукта гетерогенного катализа, протекающего в процессе, а также экспериментальный метод лабораторного исследования аппаратурного решения. В сравнении с другими применяемыми технологиями пиролиз (превращение органических соединений в результате деструкции их под действием высокой температуры без доступа кислорода) дает возможность разделения продуктов переработки на фракции — твердую, жидкую и газообразную, из которых можно извлекать «чистые» химические соединения и вторично запускать их в промышленный оборот. Результат процесса во многом зависит от скорости процесса, давления, влажности отходов, методов нагрева, устройства реактора, поэтому в зависимости от цели необходим тщательный выбор установки. В работе использован высокотемпературный метод пиролизной утилизации углеводородсодержащих отходов, в роли источника тепла в активной зоне выступает электрическая дуга. Наличие достаточной доли высококалорийных горючих компонентов (водород, монооксид углерода) — важнейшее для всей технологии свойство (рис. 1).

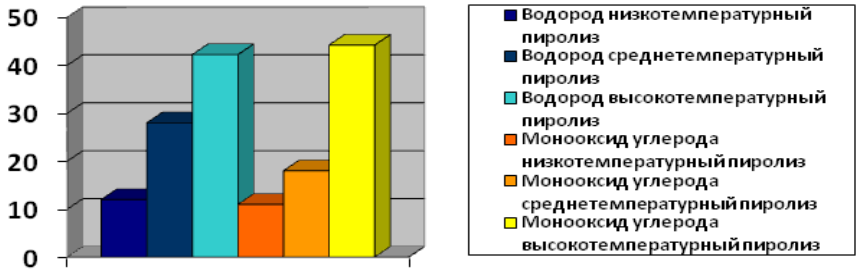


Рис. 1. ***Значение процентного содержания H и CO при разных температурах пиролизного разложения углеводородсодержащих отходов***

Для повышения эффективности пиролизного метода утилизации углеводородсодержащих отходов было принято техническое решение дополнить существующую установку модульными секциями. Представлена схема усовершенствованной пиролизной установки (рис. 2). Основными технологическими узлами установки являются малогабаритный высокотемпературный пиролизный реактор с электродуговым нагревом и малогабаритный реактор производства синтез-газа с синусоидальной катушкой. Процесс переработки на лабораторной установке высокотемпературного пиролизного реактора наиболее эффективен при значении силы тока, подаваемого на электроды, I = 200 А, напряжении U = 25 В и при избыточном давлении ΔP равном 0,3 МПа, что подтверждается объемом и скоростью выхода пиролизного газа [2].

В качестве утилизируемого материала при проведении исследовательских работ взята модель углеродсодержащих отходов, состоящая из трех образцов (древесные опилки, нефтешламы и нефтезагрязненная земля).

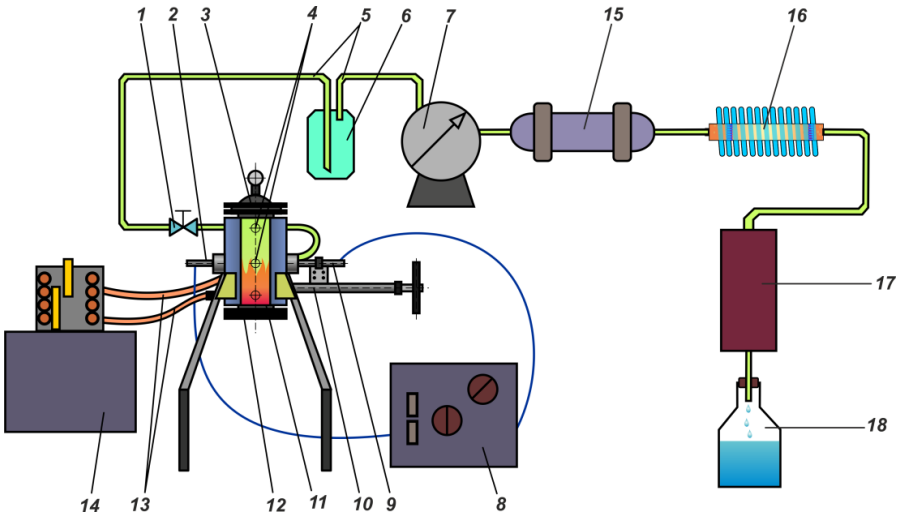


Рис. 2. ***Схема усовершенствованной пиролизной лабораторной установки:***
1 — выход газа; 2 — электрод первый; 3 — люк для загрузки отходов; 4 — места расположения термопары; 5 — трубы для прохождения газа; 6 — емкость для сбора конденсата; 7 — счетчик газа; 8 — понижающий трансформатор; 9 — электрод второй; 10 — ручное регулирование сближения электродов; 11 — реактор высокотемпературный; 12 — разгрузочный люк; 13 — трубы для подачи воды; 14 — термостат; 15 — устройство для очистки газа;16 — синтез-реактор; 17 — теплообменник; 18 — сборник метанола

Полный процесс состоит из нескольких этапов. Первый — получение высокотемпературного потока теплоносителя, реализуемого с помощью электродугового разряда [3]. В результате пиролиза должно хватить запаса тепла для наиболее полного термического разложения до полезных продуктов. Второй — вывод пиролизного газа. В результате должна получиться смесь с заданной температурой и составом. Третий — собственно реактор синтеза метанола, позволяющий конвертировать пиролизный газ в продукты органической химии.

Испытательный стенд включает в себя лабораторную установку, состоящую из двух реакторов, первый предназначен для утилизации углеводородсодержащих отходов. Второй реактор предназначен для конверсии пиролизного газа в продукты газохимии. Полученный на выходе синтез-газ поступает в синтезатор метанола и на цинк-хромовом катализаторе происходит превращение его в метанол CH_3OH под действием электромагнитного поля. Смесь газообразных продуктов на выходе синтезатора метанола поступает в накопительный бачок. В верхней его части находится трубка-фитиль, где дожигаются продукты, которые не прореагировали в процессах. Самым главным узлом в этом процессе является синтез-реактор. Лабораторный образец его был выполнен из бронзовой болванки внутренним диаметром 33 мм. К заглушкам в отверстия вставляются и привариваются переходные штуцеры или просто соединительные бесшовные стальные трубки. Снаружи болванки идут обмотки катушки. Гранулированный цинк-хромовый катализатор измельчили до порошкообразного состояния в соотношении один к одному с ферритовым порошком и поместили внутрь синтез-реактора. На рисунке 3 изображена схема синтез-реактора.

Активация катализатора внутри синтез-реактора осуществлялась смешиванием его с ферромагнитным порошком и воздействием на данную смесь электромагнитного поля, создаваемого соленоидальной катушкой, намотанной на корпус синтезатора. Для исследования возможности активации процесса получения метанола в синтез-реакторе магнитным полем в присутствии ферромагнитных частиц и катализатора в работе была изготовлена 3-слойная соленоидальная катушка рабо-

чей реакторной длиной около 140 мм и индуктивностью L = 5,2 mГн, намотанная медным проводом диаметром d = 0,2 мм.

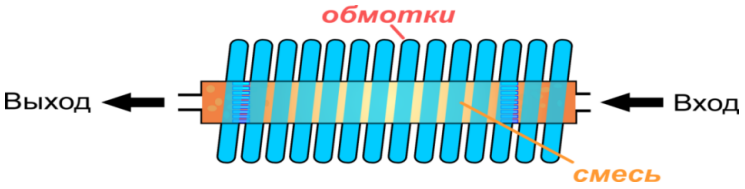


Рис. 3. ***Схема синтез-реактора***

Оценка оптимальных параметров соленоидальной катушки основывается на следующих хорошо известных физических соотношениях: а) величине напряженности магнитного поля внутри соленоида

$$H = I \cdot n,$$

где I — ток через соленоид; n — число витков на единицу длины катушки, равной $l_{соленоида}$, причем $n \approx l_{провода}/\pi d_{реактора}\, l_{соленоида,}$

б) законе Ома для участка цепи переменного тока с напряжением U, частотой ω, индуктивностью L и активным сопротивлением R

$$I = \frac{U}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}}.$$

Проведенные измерения параметров нескольких катушек показали, что на частоте ω = 50 Гц их индуктивное сопротивление намного меньше активного, то есть $\omega L << R$. Для намотанной нами катушки L = 5,2 mГн, ωL = 1,6 Ом, R = 72 Ом. Таким образом, условие $\omega L << R$ для нее вполне справедливо, следовательно, ток через соленоид $I \approx U/R$. Поскольку активное сопротивление R соленоидальной катушки можно найти по соотношению

$$R = \rho l_{провода} /S_{провода} = 4\, \rho l_{провода} /\pi\, d^2_{провод},$$

то напряженность магнитного поля внутри соленоида будет определяться выражением:

$$H \approx (U\ d^2_{провода}\ ) / (4\rho\ d_{реактора}\, l_{соленоида}).$$

Основное действие магнитного поля на процесс получения метанола заключается именно в активизации катализатора за счет смещения его частиц частицами ферромагнитного порошка, переориентация которых обеспечивается внешним магнитным полем. При наличии смещения частиц катализатора он взаимодействует с большим объемом синтез-газа, увеличивая в результате выход метанола. Этот эффект будет тем больше, чем больше будет амплитуда сдвига частиц катализатора, задаваемая переориентацией частиц ферромагнитного порошка. А эта переориентация будет максимальна в синусоидальном переменном магнитном поле. Оптимальное число витков катушки оценивалось на основании расчетов. Во втором реакторе происходит гетерогенная каталитическая реакция. Любой гетерогенный процесс является многостадийным и состоит по крайней мере из трех последовательно протекающих стадий. Первая стадия — это подвод реагирующих веществ к реакционной поверхности; вторая стадия — химическая реакция на этой поверхности; третья стадия — это отвод продуктов реакции от реакционной поверхности. Перенос вещества, который осуществляется на первой и третьей стадиях называется массопередачей. Эффективное перемешивание в синтез-реакторе приводит к изменению параметров массопередачи, а воздействие магнитного поля — к изменению энергии исходных соединений, увеличивая скорость реакции и сокращая ее продолжительность. Присутствие в реакционной массе ферромагнитных частиц,

движущихся в переменном электромагнитном поле, приводит к увеличению площади соприкосновения газовой и твердой фазы и ускорению протекания гетерогенной реакции. Определение метанола после прохождения пиролизного газа через синтез-реактор первоначально проводилось в филиале федерального бюджетного учреждения «Центр лабораторного анализа и технических измерений по Уральскому федеральному округу» по Тюменской области. Определение метанола проводилось фотометрическим методом, в аккредитованной лаборатории на фотоэлектрокалориметре КФК-3. Газ, прошедший через синтез-реактор поступал в сосуд с водой, из которого брали пробы для определения в ней концентрации метанола (таблица).

Фактический состав концентрации метанола в водном растворе газа, полученного после прохождения пиролизного газа через синтез-реактор

Концентрация метанола в воде, мг/дм^3	Сила тока, подаваемая на соленоидальную катушку синтез-реактора	Напряжение, подаваемое на соленоидальную катушку синтез-реактора
меньше 0,1	синтез-реактор отключен	синтез-реактор отключен
3,35	0,95 А	70 В
7,4	1,24 А	113 В
7,77	1,48 А	121 В
14,9	1,87 А	150 В
16,7	2,02 А	158 В
20,2	2,25 А	169 В

Полученные результаты свидетельствуют об эффективном влиянии магнитного поля на выход метанола. Предел значений силы тока и напряжения на соленоидальной катушке обеспечен пределом электросопротивления катушки. Увеличивая силу тока и напряжение на соленоидальной катушке синтез-реактора, при наложении электромагнитного поля в присутствии в реакционной массе ферромагнитных частиц и катализатора, увеличили скорость химической реакции и выход метанола [4]. Химия процесса традиционна. Технология метанола в промышленных масштабах известна, производственное, аппаратурное оформление его очень громоздко. Крупногабаритные химические реакторы, теплообменники, емкости для смешивания реагентов в присутствии катализатора имеют внушительные размеры. Для мобильной установки, перерабатывающей углеводородные отходы высокотемпературным пиролизом, дополнительный реактор должен быть миниатюризированным. При использовании локальных установок с помощью небольшого синтез-реактора получен результат, позволяющий вовлекать в ресурсооборот образовавшиеся отходы на месте. Это экономичнее, чем традиционные способы обезвреживания или захоронения отходов на полигонах, строительство дорогостоящих мусороперерабатывающих заводов. Мобильный малотоннажный миниатюризированный технологический комплекс может быть расположен непосредственно в местах добычи, транспортировки, переработки нефти, природного газа, газового конденсата. Традиционным и основным методом борьбы с гидратообразованием в газовой промышленности является использование ингибитора гидратообразования — метанола. Удельные расходные показатели потребления метанола в качестве ингибитора гидратообразования непосредственно зависят от состава добываемого природного газа, а также от технологии подготовки природного газа к транспорту. Снизить удельные расходы можно при помощи мобильного малотоннажного технологического комплекса, описанного выше: исходным продуктом получения метанола являются углеводородсодержащие отходы, переработанные в пиролизный газ, компонентный состав которого включает в основном монооксид угле-

рода и водорода. Отходы почти не имеют стоимости по сравнению с добываемым природным газом. Хранение же их — весьма дорогостоящее дело, выгоднее их утилизировать с пользой. Транспортные расходы на доставку природного газа к метанольным заводам, а затем обратно на месторождение, доставка готового метанола, производство которого тоже требует затрат, — все это экологически неэффективно и экономически невыгодно. Сравнение результатов эксперимента и расчетных исследований позволяет сделать вывод о том, что потенциал углеводородсодержащих отходов увеличивается за счет использования газообразной фракции высокотемпературной пиролизной переработки. Экспериментально установлено (на примере получения метанола из синтез-газа), что разработанное аппаратурное решение конструкции лабораторной установки обеспечивает возвращение ценных составляющих отходов нефтегазовой отрасли в ресурсооборот.

Список литературы

1. Прокофьева Н. Г., Старицин Д. С., Третьяков Н. Ю. Влияние техногенных факторов на экологию: коллективная научная монография. Под ред. Д. В. Елисеева // Природозащитная технология утилизации нефтяных образований. Новосибирск: Изд. «СибАК», 2014. – 164 с.
2. Коровин И. О. Исследование пиролизной утилизации углеродсодержащих твердых бытовых отходов: автореф. дис. канд. тех. наук.:25.00.36 / Коровин Игорь Олегович. – Тюмень, 2003. – 23 с.
3. Медведев А. В. Разработка метода электродуговой пиролизной утилизации осадков сточных вод городских очистных сооружений: автореф .дис. канд. тех. наук.: 25.00.36 / Медведев Андрей Витальевич. – Тюмень, 2003. – 23 с.
4. Прокофьева Н. Г. Разработка природоохранной пиролизной технологии утилизации углеводородсодержащих отходов с получением вторичных полезных продуктов: (научная монография). – Тюмень: Изд. ТюмГНГУ, 2013. – 144 с.

Сведения об авторе

Прокофьева Наталья Геннадьевна, *ассистент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89097346503*

Prokofieva N. G., *assistant chair of «Transport of Hydrocarbon Resources» Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89097346503*

Рефераты
Abstracts

УДК 502.559 (203): 629.113

Сейсмогеологическое картирование сейсмофациальных комплексов неокома в пределах Гыданской нефтегазоносной области. *Курчиков А. Р., Бородкин В. Н., Комгорт М. В., Подсосова Е. А.*
Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 6–10.

Произведено расчленение разреза неокома на сейсмофациальные комплексы, включающие в прибрежно-морской зоне резервуары, в относительно глубоководные изохронные клиноформные образования ачимовской толщи. На основании сейсмогеологической корреляции от эталонного разреза на север по линии региональных сейсмических профилей откартированы в пределах Гыданской нефтегазоносной области границы площадного распространения семи сейсмофациальных комплексов. Ил. 4, библиогр. 4 назв.

Seismogeological mapping of Neocomian seismofacial complexes within Gydan oil-and-gas bearing area. *Kurchikov A. R., Borodkin V. N., Komgort M. V., Podsosova E. A.*

The paper describes the Neocomian section stratification into seismofacial complexes including reservoirs in the coastal zone, into the relatively deep water isochronous clinoformic formations of the Achimov series. Based on the seismogeological correlation from the reference section to the north along the line of regional seismic profiles there were mapped the boundaries of the areal spread of the seven seismofacial complexes within the Gydan oil-and-gas bearing area.

УДК 556.3:556.98 (07)

Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна Западно-Сибирского мегабассейна. *Матусевич В. М., Ковяткина Л. А.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 10–17.

Рассматривается гидрогеологическая стратификация Западно-Сибирского мегабассейна, основанная на данных бурения глубоких и сверхглубоких скважин. Выделяется триасовый гидрогеологический комплекс как самостоятельный таксон в разрезе мезозойского бассейна подземных вод. Триасовый комплекс имеет сложное литолого-фациальное строение. Пористость осадочно-вулканогенных коллекторов сравнима с юрскими отложениями (до 20 %). Прослеживается инверсия минерализации и ионно-солевого состава воды, что является критерием нефтегазоносности. Ил. 3, библиогр. 12 назв.

Underground waters of the Mesozoic hydrogeological basin of the West Siberia megabasin. *Matusevich V. M., Kovyatkina L. A.*

The article considers the hydrogeological stratification of the West Siberia megabasin based on the data of deep and ultra-deep wells drilling. The Triassic hydrogeological complex is recognized as a separate taxon in the Mesozoic basin section of the underground waters. The Triassic complex has a complex lithofacies structure. The porosity of the sedimentary volcanogenic reservoirs is comparable with the Jurassic deposits (up 20%). The inversion of mineralization and ion-salt composition of water is traced, what is a criterion of oil and gas presence.

УДК 552.08

Литолого-петрографическая характеристика пород харосоимского резервуара юго-западной части Приуральской НГО. *Пахомова Е. А., Трущенков Н. С.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 17 –26.

Западные клиноформы имеют большой практический интерес в связи со значительным опесчаниванием в разрезе отложений берриаса, валанжина и низов готерива, однако ранее они были недостаточно изучены. Приведена характеристика лабораторных исследований вещественного и гранулометрического состава, а также емкостно-фильтрационных свойств харосоимской свиты и связанного с ней клиноформного комплекса. Залежей УВ в отложениях харосоимского резервуара к настоящему времени не установлено, но выявлены непромышленные притоки газа и признаки газоносности, что позволяет рассматривать данный резервуар как потенциально перспективный. Ил. 2, библиогр. 7 назв.

Lithologopetrographic characteristic of rocks of Kharosoim basin in the south-west part of Priuralsk oil-and-gas bearing region. *Pakhomova E. A., Truschenkov N. S.*

The article presents a description of laboratory studies of the material composition and particle-size distribution as well as porosity and permeability properties of Kharosoim suite and related clinoform complex. By now, in the deposits of the Kharosoim basin no hydrocarbon pools have been found, however, non-commercial gas influxes and gas presence indications have been revealed that permits to consider this basin as potentially perspective.

УДК 553.98 (571.12)

Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений Медвежьего месторождения. *Пережогин А. С.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 26–32.

Рассмотрены перспективы нефтегазоносности сенонских отложений в северных районах Западной Сибири. Представлены результаты изучения особенностей строения сенонских коллекторов в пределах Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения. Представлена трещиноватость сенонских отложений, выявленная по седиментационным срезам и картам временных толщин между ОГ Г и ОГ $С_3$,. Сделаны выводы о связи ФЕС коллекторов с расположением трещин. Ил. 4, библиогр. 6 назв.

Perspectives of oil and gas content of Senonian sediments in the field Medvezhie. *Perezhogin A. S.*

The perspectives of Senonian sediments oil-and-gas presence in the northern areas of Western Siberia are considered. The results of the study of the Senonian reservoirs structure specific features within the oil-and-gas-condensate field Medvezhie are presented. The Senonian deposits fracturing identified by the sedimentation truncations and time thickness maps between reflecting horizon G and reflecting horizon C_3 is presented. The conclusions are drawn about the relationship between reservoir rocks porosity and permeability properties and the location of fractures.

УДК 553.98

Цеолиты нижнемеловых коллекторов мессояхской группы месторождений (Западная Сибирь). *Поднебесных А. В., Жуковская Е. А., Овчинников В. П.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 32 –39.

На примере нескольких месторождений севера Западной Сибири рассмотрены особенности пространственного распространения цеолитов в продуктивных отложениях неокомских коллекторов. Для пластов $БУ_{13\text{-}15}$ установлен региональный характер процесса цеолитизации, который приурочен к зонам региональных разломов. Показан наиболее вероятный механизм формирования цеолитов, связанный с максимальной метасоматической проработкой вмещающих пород. Ил. 5, библиогр. 12 назв.

Zeolities of lower cretaceous reservoirs of messoyakha group fields (West Siberia). *Podnebesnykh A. V., Zhukovskaya E. A., Ovchinnikov V. P.*

On the example of several fields in the north of West Siberia the features of spatial distribution of zeolites in the Neocomian reservoirs productive deposits were described. For the beds $BU_{13\text{-}15}$ a regional nature of zeolitization process confined to the areas of regional faults was determined. The most probable mechanism of zeolites formation associated with a maximum metosomatic influence on host rocks was demonstrated.

УДК 622.276

Применение гидродинамических исследований для определения зон фильтрации в пласте к горизонтальному стволу скважины. *Карнаухов М. Л., Шустов Д. И., Абрамов Т. А., Исламов Д. Э.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 39–43.

Представлена методика определения профиля притока (приемистости) в горизонтальном стволе на основании интерпретации данных замера кривых падения давления. Показано, как влияет на форми-

руемые в пласте потоки жидкости и на регистрируемые в скважине кривые падения давления изменение длины зоны притока к горизонтальному стволу после кислотных обработок. Ил. 5.

Application of flowing tests to determine the zones of filtration in the formation towards the horizontal borehole. *Karnaukhov M. L., Shustov D. I., Abramov T. A., Islamov D. E*

In this paper a new method of identification of the inflow profile (injectivity) in the horizontal hole based on the interpretation of pressure drawdown curves is presented. It is shown how the variation in the length of the zone of the influx to the horizontal hole after the acid treatment influences on the fluid flows in the formation and the pressure drawdown curves registered in the well.

УДК 622.279.51/.7(571.1)

Анализ причин возникновения открытого газового фонтана на поисковых скважинах Западной Сибири. *Кустышев А. В., Журавлев В. В., Чабаев Л. У.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 43–49.

Объектом исследований в данной статье являются поисково-оценочные скважины в процессе их бурения и опробования, а также технология ликвидации открытого газового фонтана, возникшего в процессе аварии. Наиболее распространена технология глушения скважин закачиванием в трубное пространство через колонну насосно-компрессорных труб солевого раствора соответствующей плотности. В условиях сложного геологического строения месторождений Восточной Сибири, представляющей в своей пространственной совокупности глубинные разломы и магматические колонны, формируются зоны повышенной проницаемости, в которых традиционные жидкости глушения не работают. Необходимы новые составы, одним из которых может быть вязкоупругий состав на основе тексотрила, полимера марки БТ-Х и натрия едкого технического. Но данный состав наряду с положительными сторонами имеет ряд недостатков, требующих доработки. Ил. 3, библиогр. 12 назв.

Analysis of causes of open gas blowout from wild cats in West Siberia. *Kustyshev A. V., Zhuravlev V. V., Chabaev L. U.*

This paper describes the studies of prospecting appraisal boreholes in the process of their drilling as well as the method of liquidation of open gas blowout occurred at emergency, The basic reasons of well killing failures in the abnormally low reservoir pressure conditions at heavy killing fluids loss are outlined. The technology of well killing by injecting the saline solution of appropriate density into the annulus through the tubing is considered as most common. It is shown, that in the conditions of complicated geological structure of the East Siberia fields representing in its spatial totality deep faults and magmatic columns there formed the zones of increased permeability in which regular traditional killing liquids do not work. It is underlined that there is a need in new compositions one of which may be viscoelastic composition based on Teksotril, the polymer of BT-X type, and sodium hydroxide of commercial grade. However, this composition along with its positive properties possesses a number of disadvantages that require improvement.

УДК 622.692.4.052

Технология снижения вязкости обводненной нефти в промысловых трубопроводах. *Майер А. В., Магомедшерифов Н. И., Валеев М. Д.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 49–53.

Рассматривается один из способов снижения вязкости обводненной нефти в промысловых трубопроводах и целесообразность применения технологии последовательной откачки нефти и воды по промысловым трубопроводам. Ил. 2, библиогр. 3 назв.

Technology of water-cut oil viscosity in the field pipelines. *Mayer A. V., Magomedsherofov N. I., Valeev M. D.*

The article describes one of the methods for reducing the viscosity of water-cut oil in the field pipelines. The practicability of using the technology of successive pumping off of oil and water through the field pipelines is considered.

УДК 622.243.23

Анализ результатов исследований профилей наклонно направленных скважин на основе трансцендентных кривых. *Ошибков А. В., Водорезов Д. Д., Двойников М. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 53–58.

Представлен анализ результатов исследований профилей наклонно направленных скважин. На основе параметрических уравнений трансцендентных кривых при начальных заданных условиях построены профили и определены зависимости изменения радиуса и интенсивности искривления участков траектории по глубине скважины. Ил. 5, табл. 2, библиогр. 1 назв.

Analysis of results of directional wells profile study based on transcendental curves. *Oshibkov A. V., Vodorezov D. D., Dvoinikov M. V.*

The paper presents the analysis of studies of directional wells profile. Based on the parametric equations of transcendental curves at initial set conditions the profiles were constructed and the relationships of the radius change and a degree of the path sections bending by the hole depth were determined.

УДК 622.27

Методы интенсификации притока газоконденсатных скважин. *Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 58–61.

Разработка газоконденсатных месторождений требует внедрения новых технологий интенсификации притока. Одним из наиболее эффективных методов интенсификации является гидравлический разрыв пласта. Анализируются технологии проведения гидравлического разрыва пласта на газоконденсатных скважинах. Результаты работ свидетельствуют, что требуется тщательный подбор скважин для проведения ГРП. Ил. 1, библиогр. 1 назв.

Methods of inflow stimulation in a gas-condensate well. *Panikarovski V. V., Panikarovski E. V.*

Development of gas-condensate fields require introducing new technologies of inflow stimulation. One of the most effective stimulation methods is formation hydraulic fracturing. In this paper the technology of formation hydraulic fracturing realization is described. It is demonstrated that the results of operations performed prove a necessity of a thorough selection of wells for applying FHF.

УДК 622.279.7

Анализ влияния технологических факторов, свойств пород и жидкостей глушения на проницаемость призабойной зоны пласта на месторождениях Западной Сибири. *Попова Ж. С.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С.62–66.

Анализируется влияние технологических факторов на проницаемость призабойной зоны пласта месторождений Западной Сибири. Оцениваются свойства пород терригенных отложений. Рассматриваются свойства жидкостей глушения, применяемых на Ямбургском месторождении. Предлагаются новые составы для глушения скважин и блокирования пласта в условиях низких пластовых давлений. Табл. 2 , библиогр. 6 назв.

Analysis of influence of technology factors, rock properties and well killing fluids on permeability of the bottom-hole formation zone in the West Siberia fields. *Popova J. S.*

The paper presents the analysis of technology factors influence on permeability of the bottom-hole formation zone in the West Siberia fields. The properties of terrigenous sediment rocks are considered. The characteristics of well killing liquids applied in the field Yamburg are described. New compositions of for well killing and formation blocking in the conditions of low reservoir pressures are offered..

УДК 622.24.051

Аналитическое определение реакций в опорах шарошечного долота. *Пяльченков В. А.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 66–72.

Рассматриваются результаты аналитического исследования распределения нагрузки между подшипниками опоры шарошечного долота. Из условий равновесия шарошки и условия совместной деформации деталей опоры получены зависимости, позволяющие определить величины реакций в подшипниках при различных вариантах приложения нагрузки к шарошке. Предлагаемая методика может использоваться для оптимизации конструкции вооружения и опор шарошечного долота. Ил. 4, библиогр. 8 назв.

Analytical determination of responses in cone bit bearings. *Pyalchenkov V. A.*

The article analyzes the results of the analytical study of distribution of load between the bearings of cone bit support. Based on the conditions of the roller cutter balance and the combined deformation of the bearings components the relationships were received allowing a determination of the value of responses in bearings at various options of load application on the roller cutter. A method is offered which can be used to optimize the equipment and cone bit bearings design.

УДК 622.276

Моделирование работы пологой нефтяной скважины в слоистом пласте. *Сохошко С. К., Колев Ж. М., Назарова Н. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 72–76.

Рассмотрена задача притока к пологому перфорированному стволу нефтяной скважины на стационарном режиме. Задача решена с использованием функции точечного стока. Получена система уравнений, описывающих процесс притока нефти в слоистом пласте к пологой скважине и движения нефти в пологом перфорированном стволе. Совместное решение полученной системы уравнений дает возможность рассчитать профиль притока к пологому стволу, падение давления в стволе и нарастание скорости развивающегося потока по стволу в зависимости от геолого-физических параметров каждого пропластка, траектории ствола, расположения интервалов перфорации и других параметров. Приведен пример расчета профиля притока для пологой нефтяной скважины с тремя интервалами перфорации в разнопроницаемых пропластках. Показано изменение профиля притока при увеличении плотности расположения отверстий на различных интервалах перфорации. Ил. 3, табл. 1, библиогр. 2 назв.

Modeling of horizontal oil well operation in the stratified bed. *Sohoshko S. K., Kolev J. M., Nazarova N. V.*

The problem of inflow to the horizontal perforated hole of the oil well in the stationary mode is considered. This problem is solved using the point flow function. A system of equations describing the process of oil inflow in the stratified bed to the horizontal well and the oil movement in the horizontal perforated hole was received. A combined solution of the obtained equations system enables to calculate the profile of inflow to the horizontal hole, the pressure drop in the hole and the increase of velocity of the developing stream through the hole depending on geological and physical parameters of each interlayer, the well path, the arrangement of perforation intervals and other parameters. An example is shown of calculation of horizontal oil well with three perforation intervals located in differently permeable interlayers. The inflow profile change at increasing the density of perforations placement in different perforation intervals is shown.

УДК 622.279:532:519.6

Математическая модель оперативного управления газоконденсатным месторождением. *Федоров К. М., Вершинин В. Е.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 77–83.

В работе рассмотрены вопросы создания математической модели интегральной системы газового и газоконденсатного месторождения и методов решения полученных уравнений. Предложена концепция упрощенного описания процесса добычи, позволяющая оперативно управлять работой промысла. В основу математической модели положены неявные алгебраические уравнения, представляющие собой решения уравнений в частных производных. Дается методика решения задачи оптимизации добычи конденсата. Библиогр. 5 назв.

Mathematical model of operational management of a gas-condensate field. *Fedorov K. M., Vershinin V. E.*

In this research questions of creation of mathematical model of integrated system of a gas and gas-condensate field and methods of the solution of the received equations are considered. The conception of the simplified description of process of the extraction is offered. This allow to efficiently operate a field. The implicit algebraic equations representing the solutions of the differential equations in private derivatives are put in a basis of mathematical model. The method of the solution of a problem of optimization of production of condensate is given.

УДК 622.276

К вопросу о создании методики подбора щелевых расширяемых фильтров для предотвращения пескопроявления. *Ханжина В. Е., Коновалов В. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 84–88.

Представлен краткий обзор наиболее распространенных методов предотвращения пескопроявления. Показана высокая эффективность применения щелевых расширяемых фильтров для борьбы с выносом песка. С целью создания методики подбора щелевого расширяемого фильтра для конкретной скважины представлена оценка сопоставления прочностных расчетов по формуле Г. М. Саркисова, заложенной в ГОСТ 632-80, с результатами, полученными методом конечных элементов в программном обеспечении ANSYS. Показана возможность использования программного обеспечения ANSYS для корректного расчета прочностных свойств щелевых трубных изделий методом конечных элементов, определены оптимальные параметры для настройки программного обеспечения. Ил. 4, библиогр. 8 назв.

Developing the techniques for selection of slotted expandable screens for sand control. *Khanzhina V. E., Konovalov V. V.*

The article presents a brief review of the most common methods of sand control and points out a high efficiency of slotted expandable sand screens (ESS) application to prevent sand production. To develop the techniques for ESS selection for a particular well an estimation of comparison of strength calculations using Sarkisov's formula stated in State Standard 632-80 and the results obtained by the finite element method (FEM) in the software ANSYS is offered. The article highlights a possibility of using the ANSYS software for accurate calculations of strength characteristics of slotted tubular goods when applying FEM and introduces optimum parameters of the software setting up.

УДК 519.63+533.6

Численный расчет скоростных характеристик трехмерного восходящего закрученного потока газа. *Абдубакова Л. В., Обухов А. Г.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 88–94.

Предложены конкретные краевые условия, при которых восходящий поток газа моделируется продувом через квадратное отверстие в верхней плоскости расчетной области. Приведены результаты расчетов скоростных параметров возникающего восходящего закрученного потока. Построены мгновенные линии тока такого сложного течения газа. Показано, что три компоненты скорости газа претерпевают заметные изменения на начальной стадии. При увеличении времени расчета скоростные характеристики и все течение в целом стабилизируются с постепенным выходом на стационарный режим. Ил. 16, библиогр. 15 назв.

Numerical calculation of velocity characteristics of 3D upward swirling flow of gas. *Abdubakova L. V., Obukhov A. G.*

The specific boundary conditions are proposed under which the upward gas flow is simulated by blowing through a square hole in the upper plane of the computational domain. The results of calculations of velocity parameters of the arising upward swirling flow are presented. The instant streamlines of this complex flow of gas were constructed. It is demonstrated that the three components of gas velocity undergo noticeable changes at the initial stage. It is also proved that at increasing the calculation time the velocity characteristics and the entire current in general stabilize gradually reaching a steady-state mode.

УДК 622.691.4:628.517.2

Анализ звуковой мощности шума от высокоскоростного потока сжатого газа на газораспределительной станции. *Кузьбожев П. А., Петров С. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 95–101.

При редуцировании газа на газораспределительной станции осуществляется понижение давления, сопровождающееся увеличением скорости потока газа, что приводит к возникновению шума. Расчетом обоснованы общий и октавные уровни звуковой мощности шума, которые сопоставлены с результатами замеров уровня шума на территории и в помещениях газораспределительной станции. Ил. 3, табл. 10, библиогр. 3 назв.

Analysis of acoustic power of noise produced by high-speed compressed gas stream at the gas-distributing station. *Kuzbozhev P. A., Petrov S. V.*

At reduction of gas at a gas-distributing station the pressure is declined which is accompanied by the increase in the gas flow velocity resulted in noise generation. Using the calculation a general and octava levels of acoustic power of noise are proved and these levels are compared with the results of measurements of the noise level in the territory and in premises of gas-distributing station.

УДК 26:541.123.38

Моделирование влияния теплообмена на кинетику роста и морфологию газогидратных отложений. *Игошин Д. Е., Амелькин С. В.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 101–106.

Проведено математическое моделирование влияния теплообмена на процесс срастания зерен газовых гидратов в пористых отложениях на поверхности технологического оборудования. Результаты моделирования сопоставляются с данными экспериментального исследования роста гидратов пропана. Получен критерий реализации различных режимов роста газогидратных отложений. Ил. 5, библиогр. 11 назв.

Modeling of heat exchange influence on growth kinetics and morphology of gas hydrate scales. *Igoshin D. E., Amel'kin S. V.*

The mathematical modeling is performed to elicit the heat exchange effect on the process of gas hydrate grains coalescence in the porous scales on the surface of the technological equipment. The simulation results are compared with experimental data obtained by researching the propane hydrates growth. A criterion for realization of different modes of gas hydrate scales is developed.

УДК 62-791.2

Графо-проекционный муаровый способ измерения поверхности объектов. *Мишенёв А. А., Кучерюк В. И.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. С.107-112.

Рассмотрен принцип реализации графо-проекционного муарового способа и его отличия от существующих оптических способов измерения. На основе эксперимента, произведено сравнение точности теневого муарового и графо-проекционного муарового способов. Ил. 8, библиогр. 3 назв.

Graph-projection moire method of measurement of surface object. *Mishenev A. A., Kucheruk V. I.*

The article presents the principle of the implementation of graph-projection moire method and its differences from existing optical measuring methods. Based on the experiment, a comparison is exactly the shadow moire and graph-projection moiré methods.

УДК 658.588.622.691.4.052.012.

Диагностика газотурбинных двигателей по их эффективной мощности. *Перевощиков С. И.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 112–121.

Получено аналитическое выражение, отражающее зависимость эффективной мощности газотурбинных двигателей от их конструктивных и термодинамических особенностей, а также от параметров, характеризующих режим работы двигателей. Оно позволяет производить определение развиваемой двигателями мощности на основе минимального объема информации об их режимах работы. Для этого достаточно располагать показаниями соответствующих штатных приборов. На основе полученного выражения разработана методика оценки технического состояния двигателей, которая дает возможность данную оценку производить на вероятностной основе и в расширенном варианте, так как позволяет получить мощностную характеристику двигателей в развернутом виде. Ил. 3, табл. 1, библиогр. 3 назв.

Diagnostics of gas turbine engines by their effective capacity. *Perevoschikov S. I.*

The analytical solution was obtained reflecting the dependence of gas turbine engines effective power on their design and thermodynamic features as well as on parameters characterizing the engines operation conditions. This solution enables to determine the power developed by the engines based on the minimum information about their operation conditions. It is shown that for this it is enough just to get readings of regular meters. Using the received equation a procedure was developed for estimation of the engines technical state which enables to make such estimation on the probability basis and also in the extended option because it permits to get the engines power characteristic in expanded form.

УДК 504.064.45

Получение вторичных полезных продуктов, синтезируемых из пиролизного газа. *Прокофьева Н. Г.* Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 3. С. 121–126.

Экспериментально обосновано решение технической задачи, предусматривающей совершенствование технологии пиролизного метода утилизации нефтешламов с применением синтез-реактора, позволяющего получать метанол из углеводородсодержащих отходов. Ил. 3, табл. 1, библиогр. 4 назв.

Preparation of the secondary mineral products synthesized from the pyrolysis gas. *Prokofieva N. G.*

Experimentally justified solution to a technical problem, which provides improvement of technology of pyrolysis of oil sludge disposal method using synthesis reactor, which allows to obtain methanol from hydrocarbon waste.

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.

Ссылка на научно-технический журнал «ИЗВЕСТИЯ ВУЗОВ. НЕФТЬ И ГАЗ» обязательна!

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.

Reference to the scientific and technical journal

«HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS NEWS. NEFT' I GAZ» is absolutely necessary!

Подписано в печать 27.05.14. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 9,1. Усл. печ. л. 11,9. Тираж 500. Заказ № 779

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.