

ТЕХНОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

научно-технологический журнал

№4⁽⁶³⁾ 2009

Главный редактор

Б. П. ТУМАНЯН

Научно-редакционный совет

Э. А. БАКИРОВ

К. С. БАСНИЕВ

А. И. ВЛАДИМИРОВ

А. И. ГРИЦЕНКО

А. Н. ДМИТРИЕВСКИЙ

О. Н. КУЛИШ

А. Л. ЛАПИДУС

Н. А. МАХУТОВ

И. И. МОИСЕЕВ

В. А. ХАВКИН

Журнал издается в Российском
государственном университете
нефти и газа им. И. М. Губкина

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

В. П. Томин, В. А. Кабышев

ПРОБЛЕМЫ АНОМАЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ

СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ

НА УСТАНОВКАХ ГИДРООЧИСТКИ

НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ 3

ИССЛЕДОВАНИЯ

Д. А. Гончаров, А. С. Гончаров, Т. Н. Шабалина

ГИДРООБЕССЕРИВАНИЕ СЫРЬЯ

КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА..... 11

Д. В. Ермолаев, Г. Р. Мингалеева

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ В ПРОЦЕССАХ

ИХ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ..... 16

Амер Марван Аммад, И. М. Колесников

КИНЕТИКА ИЗМЕНЕНИЯ ПРОВОДИМОСТИ

ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ ПРИСАДКАМИ 21

М. Н. Котельникова, Н. М. Алыков

ПОИСК И ИСПЫТАНИЕ НОВЫХ ПЕНОГАСИТЕЛЕЙ

ДЛЯ СИСТЕМ ОЧИСТКИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

ОТ КИСЛЫХ ГАЗОВ..... 23

ИЗВЕСТИЯ РАЕН

П. Н. Костюкович

ИДЕИ АКАДЕМИКА Г. В. БОГОМОЛОВА

В РЕШЕНИЯХ ПРОБЛЕМ ДИНАМИКИ

ПОДЗЕМНЫХ ВОД..... 29

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

А. А. Ребриков

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО
СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕСОВЕРШЕННЫХ
ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН 41

М. А. Силин, Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина,
В. В. Пономарева, М. М. Мухин, Д. Н. Малкин, А. Г. Мишкин

РАЗРАБОТКА СОСТАВА, СОДЕРЖАЩЕГО
МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ПАВ,
ДЛЯ КИСЛОТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
РАЗРЫВА ПЛАСТА
В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ 47

И. Л. Евстафьев

РАСЧЕТ ПОПРАВКИ К РАДИУСУ ОТХОДА ЗАБОЕВ
НА ИНТЕРФЕРЕНЦИЮ СКВАЖИН В КУСТЕ 52

ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА

Э. З. Ягубов

КОМПОЗИЦИОННО-ВОЛОКНИСТАЯ ТРУБА
НЕФТЕГАЗОВОГО НАЗНАЧЕНИЯ 55

Е. Л. Муравин, Ю. А. Окопный,
В. П. Радин, В. П. Чирков

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЛАНОВО-
ВЫСОТНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ 58

Директор по информации
Н. П. ШАПОВА

Редактор
Ю. Н. КУЗЬМИЧЕВА

Верстка
В. В. ЗЕМСКОВ

Подготовка материалов
Т. С. ГРОМОВА

Ответственный секретарь
О. В. ЛЮБИМЕНКО

Адрес редакции:
111116, Москва,
ул. Авиамоторная, 6
Тел./факс: (495) 361-11-95
e-mail: oilgas@gubkin.ru,
tng98@list.ru

Интернет: <http://www.nitu.ru>

При перепечатке любых
материалов ссылка на журнал
«Технологии нефти и газа» обязательна

№4⁽⁶³⁾ 2009

Журнал зарегистрирован
в Министерстве РФ по делам печати,
телерадиовещания и средствам массовой
коммуникации

Свидетельство о регистрации
ПИ № 77-16415 от 22.09.2003 г.

ISSN 1815-2600

Подписной индекс в каталоге агентства
«Роспечать» 84100

Тираж 1000 экз.

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации
в материалах, в том числе
рекламных, предоставленных
авторами для публикации

Материалы авторов
не возвращаются

Отпечатано ООО «Стринг»
E-mail: String_25@mail.ru

Проблемы аномальных процессов солеотложений и коррозии на установках гидроочистки нефтяных фракций

В. П. Томин, В. А. Кабышев

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

В практических условиях эксплуатации технологических установок НПЗ аномальные процессы отложения солей и коррозии оказывают значительное влияние на работоспособность и безопасность производства, приводят к преждевременному выходу из строя и остановкам по причине забивки и разгерметизации конденсационно-холодильного и компрессорного оборудования. Указанные процессы наиболее остро проявляются на установках первичной переработки нефти и гидрогенизационных установках.

Причинами возникновения аномальных процессов является в первую очередь наличие в нефтяном сырье углеводородных гетероатомных соединений (ГАС) нативного и техногенного характера, содержащих атомы серы, азота, хлора и кислорода. Данные ГАС в технологических условиях переработки нефти и фракций нефтепродуктов образуют в результате смежных химических реакций гидролиза и гидрогенолиза летучие неорганические соединения хлороводорода HCl , сероводорода H_2S , аммиака и воды в диссоциированном виде и в виде конденсированных соединений — солей NH_4Cl ; $(\text{NH}_4)_2\text{S}$, которые обладают склонностью к образованию твердой фазы и высокой коррозионной агрессивностью в присутствии воды.

Проблемы коррозии и химико-технологической защиты установок первичной переработки нефти в настоящее время достаточно глубоко проработаны и широко освещены.

Наиболее проблемным в данном случае оказывается оборудование реакторных и газопродуктовых схем установок гидроочистки бензиновых и дизельных фракций, где проработка вопросов, связанных с проявлением описанных аномальных явлений, недостаточно проработана в теоретическом и не решена в технологическом плане, а предлагаемые методы борьбы малоэффективны.

Поскольку проблемы выхода из строя оборудования связаны с воздействием вновь образованных жидких и твердых фаз, то необходимо решить задачу об изучении фазовых равновесий и закономерностях их образования в системах

установок гидроочистки и разработки технологических методов лимитирования аномальных факторов.

Настоящая работа посвящена изучению фазовых равновесий в системе предгидроочистки установки риформинга Л-35-11/1000 и разработке способов лимитирования аномальных факторов с учетом опыта переработки сырья с высоким содержанием хлор- и азоторганических соединений.

На установках гидроочистки бензиновых фракций сырье в смеси с водородсодержащим газом подвергается каталитическому гидрированию при температуре процесса 270–350°C, давлении 1,5–3,0 МПа и объемной скорости подачи сырья 1–5 ч⁻¹. Гидрогенолиз гетероатомных соединений кислорода, серы, азота и хлора, содержащихся в сырье, протекает в реакторе, заполненном молибденовым катализатором, промотированным никелем или кобальтом. В результате гидрогенолиза гетероатомных соединений образуются гидриды соответствующих элементов (вода, сероводород, аммиак, хлористый водород), которые вместе с потоком углеводородов и водорода подвергаются охлаждению, сепарации и окончательно удаляются из гидрогенизата ректификацией.

Наибольшему разрушению подвергается конденсационное оборудование, теплообменники, сепараторы, внутренние устройства ректификационных колонн. На рис. 1 показаны разрушенные полотна ректификационной колонны стабилизации К-1 и растрескивание плакировки сырьевых теплообменников (рис. 2) вследствие воздействия коррозионно-агрессивных веществ.

В технологических аппаратах, где наблюдается снижение температуры и давления (теплообменниках, сепараторах) наблюдается солеотложение с нарушением нормальной гидродинамики и термодинамики потока. На рис. 3 представлены примеры накопления хлорида и сульфида аммония в полостях оборудования установки каталитического риформинга Л-35-11/1000.

Проблемы фазовых равновесий продуктов гидрогенолиза ГАС в системе предгидроочистки

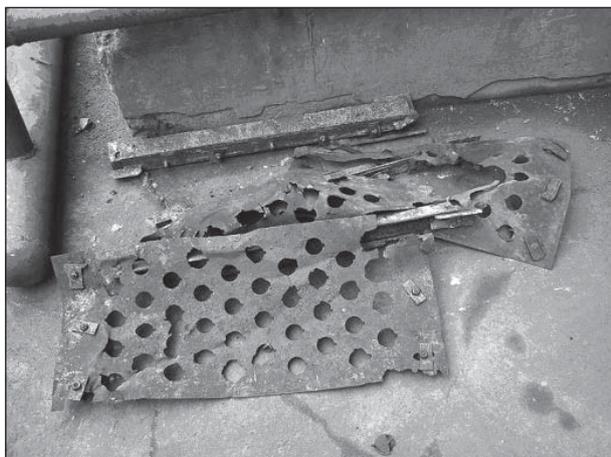


Рис. 1. Разрушенные полотна ректификационной колонны вследствие присутствия в сырье риформинга органического хлора

установки риформинга отмечаются уже в реакторе гидроочистки, где происходит активная адсорбция хлористого водорода на поверхности катализатора.

В период переработки бензиновых фракций с высоким содержанием органического хлора был обнаружен дисбаланс между количеством хлора, поступающего на блок гидроочистки, и хлора, уходящего из системы. Было установлено, что значительные количества хлористого водорода способны адсорбироваться на катализатор гидроочистки. При поступлении органического хлора на катализатор (рис. 4) наблюдается резкое повышение содержания хлора в объеме катализатора. Изучение динамики транзита (рис. 5) хлора на блоке гидроочистки установки Л-35-11/1000 ОАО «АНХК» позволило установить способность катализатора длительно удерживать значительные количества хлористого водорода.

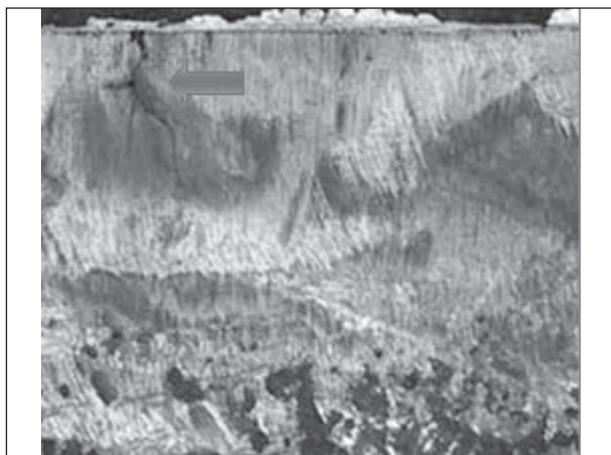


Рис. 2. Растрескивание плакировки теплообменника вследствие воздействия ГАС (срез металла, увеличение в 50 раз)

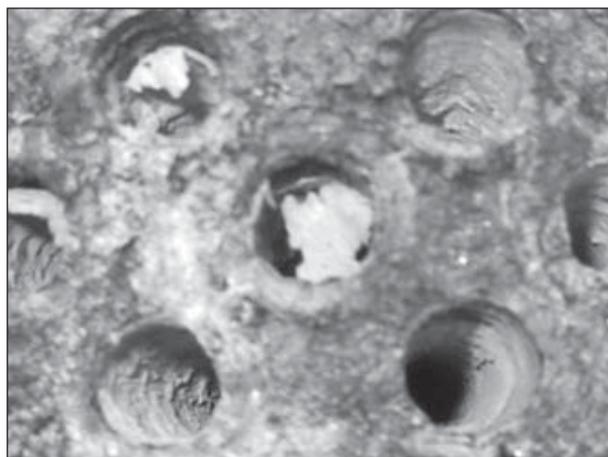


Рис. 3. Отложение хлорида аммония в трубопроводе на выходе из рекуперационных теплообменников блока риформинга

Максимально количество адсорбированного катализатором хлора зависит от содержания других ГАС, воды и достигает 400–900 кг. После снижения содержания ГАС в сырье наблюдается медленная десорбция хлористого водорода с катализатора. Аналогичные результаты по величинам адсорбции хлористого водорода на оксиде алюминия отмечены в литературе [2].

При снижении содержания ГАС в сырье установки до регламентируемых величин в системе гидроочистки и выходных потоках наблюдается присутствие значительных количеств хлора. Такая ситуация негативно отражается на эффективности работы каталитической системы и коррозионной обстановке на блоке гидроочистки и риформинга. Установлено, что время десорбции хлора с катализатора гидроочистки в зависимости от начального количества составляет от 3 до 7 месяцев. Если в этот период

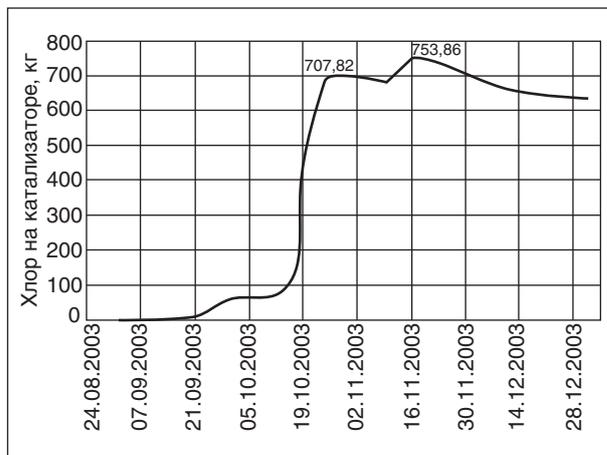


Рис. 4. Расчетное накопление хлора на катализаторе гидроочистки установки Л-35-11/1000

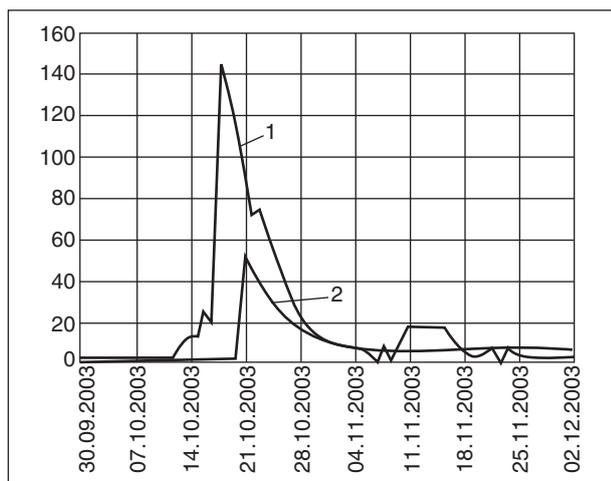


Рис. 5. Динамика транзита хлора на блоке гидроочистки установки Л-35-11/1000 ОАО «АНХК»

при неполной десорбции хлора с катализатора гидроочистки происходит повторное поступление сырья, содержащего ГАС, наблюдается эффект кумулятивного накопления хлора на катализаторе (рис. 6) и, как следствие, дальнейшее пролонгирование коррозионного действия хлора на оборудование.

Значительную сложность вызывает непрогнозируемость и неравномерность десорбции хлора с катализатора гидроочистки [3]. Установлено, что факторами, влияющими на неравномерность десорбции, являются изменение

технологического режима работы катализатора (температуры, давления) и наличие конкурирующих примесей, например сероводорода и влаги. При возрастании содержания серы в сырье установки с 15 до 35 ppm был зафиксирован скачек содержания хлорид-ионов в дренажной воде сепаратора С-1 с 50 до 170 ppm.

Для защиты оборудования от коррозионно-агрессивных примесей на блоке предварительной гидроочистки установки Л-35-11/1000 ОАО «АНХК» была реализована система химико-технологической защиты (ХТЗ) оборудования. Эта система заключается в подаче химически очищенной воды или раствора аммиака в зоны, где возможно возникновение конденсации воды и накопление кислых конденсатов: теплообменное оборудование после реактора гидроочистки, сепаратор водородсодержащего газа, шлемовую линию отпарной колонны, рефлюксную емкость отпарной колонны.

Эксплуатация этой системы позволила произвести защиту оборудования в период переработки сырья, содержащего до 40 ppm хлора. При этом установка эксплуатировалась на плановых нагрузках, что позволило выполнять производственные задания. Нароботан большой объем данных, позволяющих судить об эффективности применяемой схемы, ее преимуществах и недостатках. Несомненно, внедрение такой схемы позволило защитить оборудование установки от влияния коррозионно-агрессивных примесей

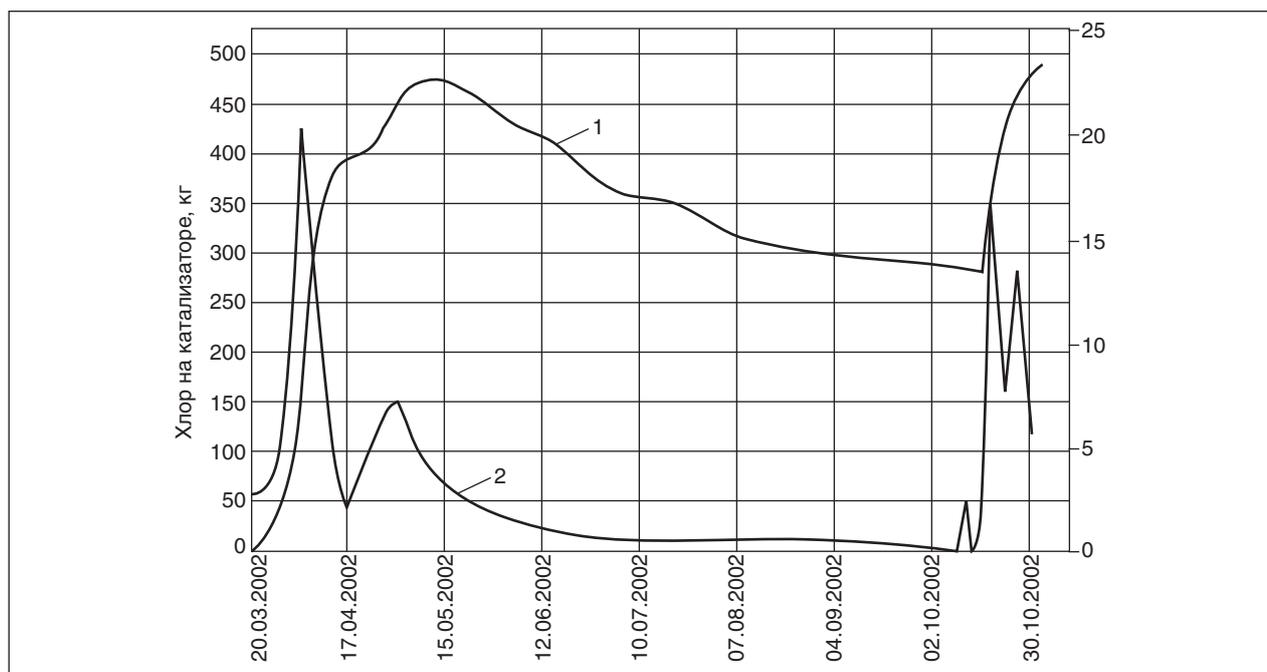


Рис. 6. Эффект кумулятивного накопления хлора на катализаторе гидроочистки при повторной «хлорной атаке»: 1 — хлор на катализаторе; 2 — хлор в сырье

в сырье. Однако опыт эксплуатации этой схемы выявил ряд серьезных недостатков:

- образование стойких водно-углеводородных эмульсий, которые попадают в отпарную колонну и в конечном итоге могут вести к попаданию воды и растворенных каталитических ядов на катализаторы риформинга. Эту проблему удалось частично решить, используя поточный контроль водородного показателя дренажных вод с целью поддержания pH в узком интервале от 6,7 до 7,2 [3];

- использование в качестве нейтрализатора аммиачной воды, что может послужить источником попадания аммиака в каталитическую систему риформинга и вызвать ее дезактивацию;

- значительные расходы промывных вод, от 3–6 м³/ч до 12–20 м³/ч, что увеличивает нагрузку на очистные сооружения и затраты на получение химически очищенной воды;

- увлажнение циркулирующего водородсодержащего газа с 50–70 до 250–500 миллионной доли процента, что обуславливает наличие интенсивной коррозии во всех описанных локальных температурных зонах. Таким образом, интенсифицируются коррозионные процессы в участках технологической схемы, не подверженной химико-технологической защите. Конденсация влаги на стенках оборудования обнаруживается по наличию глубоких питтингов на участках технологической схемы до введения промывной воды с нейтрализатором в систему и после выведения дренажных вод;

- увеличение нагрузки на отпарную колонну К-1 вследствие увеличения влажности нестабильного гидрогенизата, что приводит, даже при оптимальных условиях эксплуатации ХТЗ, к попаданию воды и растворенных веществ (в случае образования отдельной фазы) на катализаторы риформинга с соответствующими последствиями;

- сложность контроля и управления системой ХТЗ.

Вследствие описанных недостатков система ХТЗ может применяться только короткое время, в периоды наличия в сырье значительного количества хлора. Постоянное ее применение нецелесообразно, несмотря на наличие постоянного «фона» хлора из-за постепенной десорбции хлористого водорода с катализатора гидроочистки и присутствия незначительного нативного загрязнения.

Нами проведены исследования фазовых равновесий в сложных многокомпонентных системах, таких как водород — углеводороды — вода — хлористый водород — аммиак —

хлорид аммония — сероводород. Исследования заключались в установлении равновесия между жидкой и паровой фазами при фиксированном значении температуры и давления и последующем анализе состава каждой фазы.

Коррозионные разрушения оборудования, образование эмульсий, приводящих к выносу каталитических ядов и отравлению катализаторов, происходят при конденсации воды в жидкую фазу. Поэтому наибольшее значение для этой работы имело определение точки росы воды в условиях, характерных для технологического режима и химического состава системы установок гидроочистки бензиновых фракций.

Для оценки влияния хлористого водорода на точку росы воды в технологическом оборудовании блока гидроочистки установки Л-35–11/1000 при снижении температуры и давления, характерных для теплообменного и сепарационного оборудования, исследовался состав азеотропа вода — хлористый водород при давлениях до 2 МПа в сложной системе водород — углеводороды — вода — хлористый водород. На основании полученных данных построены диаграммы фазовых равновесий вода — хлористый водород. На рис. 7 приведены полученные диаграммы фазовых равновесий вода — хлористый водород при атмосферном давлении и избыточном давлении 2 МПа в присутствии в качестве среды водорода и углеводородов. Обнаружено наличие экстремума с максимумом температуры, который соответствует составу азеотропа вода — хлористый водород. При повышении давления прослеживается зависимость изменения состава азеотропа с закономерным увеличением его температуры кипения.

Исследования состава азеотропа вода — хлористый водород позволили выявить нелинейную зависимость снижения содержания хлористого водорода в исследуемом азеотропе при повышении давления. На рис. 8 приведен состав смеси вода — хлористый водород в точке экстремума, соответствующего составу азеотропа.

Установлено, что конденсация воды в системах водород — углеводороды в присутствии хлористого водорода в значительной части опытов происходила в азеотропной точке. Для экспериментальных данных по составу азеотропа (рис. 8) с вероятностью 97,4% в интервале давления от 0,1 до 2 МПа подобрано уравнение, описывающее состав азеотропа. Температура кипения азеотропа вода — хлористый водород при повышении давления нелинейно возрастает. На рис. 9 приводится зависимость температуры

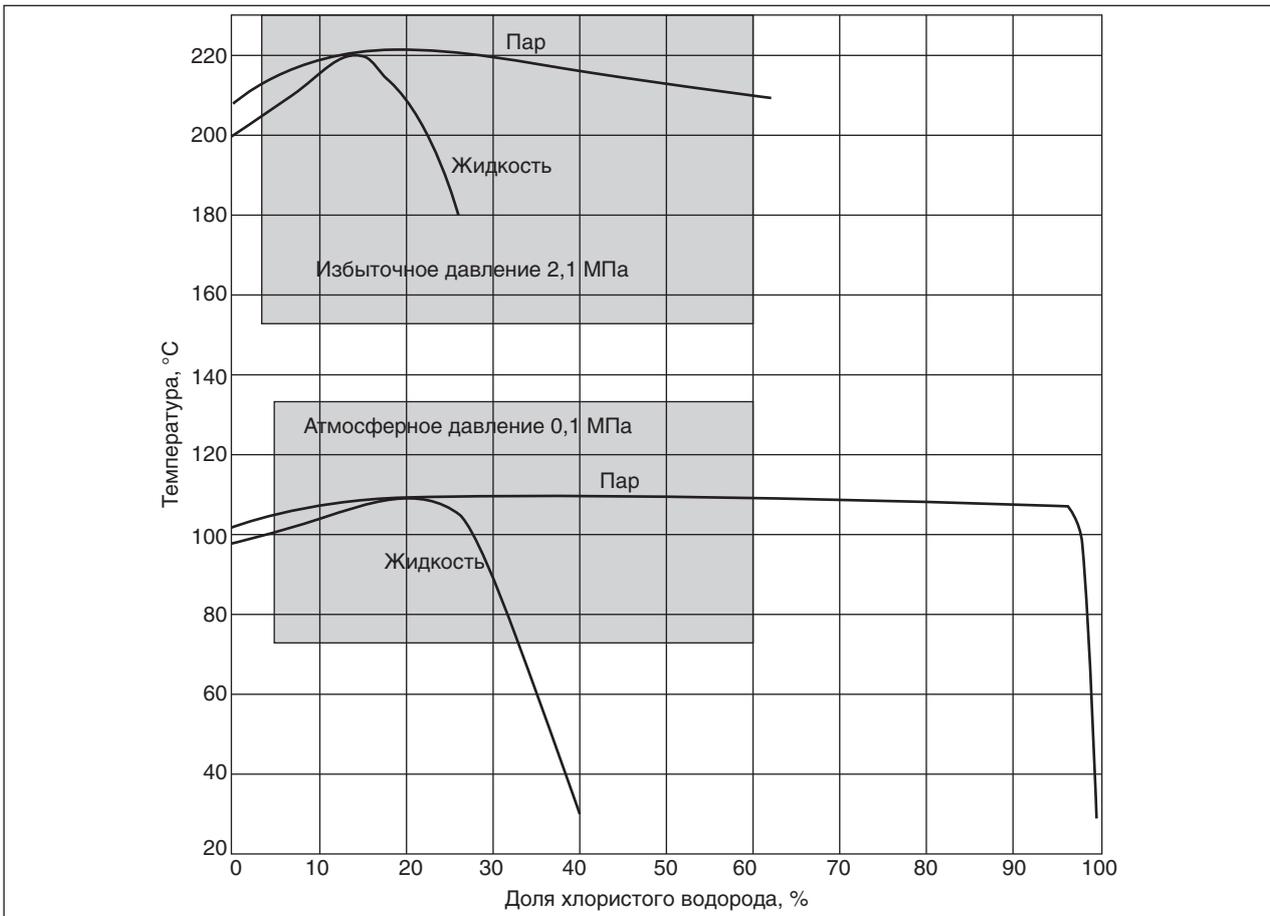


Рис. 7. Диаграммы фазовых состояний вода – хлористый водород при различном давлении

кипения азеотропа вода — хлористый водород в зависимости от давления.

Таким образом, установлено, что наличие хлористого водорода в системе предварительной гидроочистки приводит к образованию азеотропа хлористый водород — вода, который существует в исследуемых интервалах давлений и температур. Благодаря положительной азеотропии наблюдается повышение точки росы воды. Это приводит к конденсации воды в условиях содержания паров воды, недостаточных для конденсации без присутствия хлористого водорода, конденсации в «горячих» зонах теплообменников с температурой 180–220°C, что влечет за собой интенсивную коррозию оборудования. Анализ водных конденсатов в первых по ходу холодильниках блока гидроочистки подтверждает проведенные эксперименты. Эти воды появляются в период повышения содержания ГАС в сырье и имеют низкие значения водородного показателя.

Для оценки влияния сероводорода и аммиака на точку конденсации воды в присутствии хлористого водорода были проведены исследования

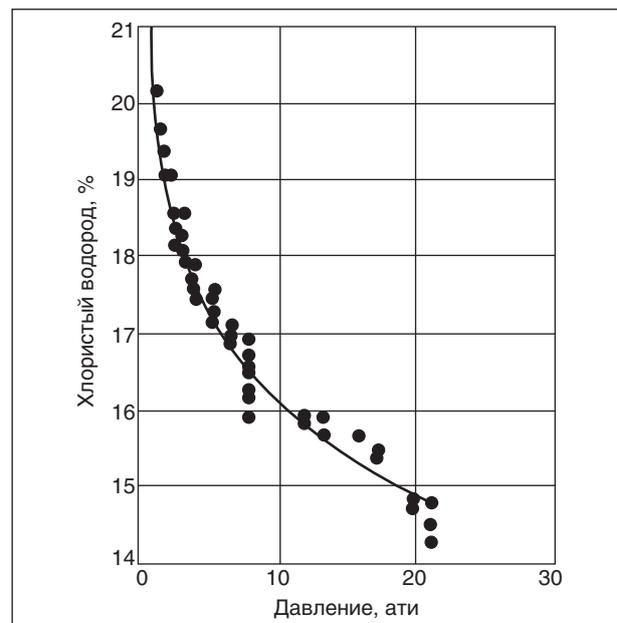


Рис. 8. Экспериментальное изучение состава азеотропа вода — хлористый водород

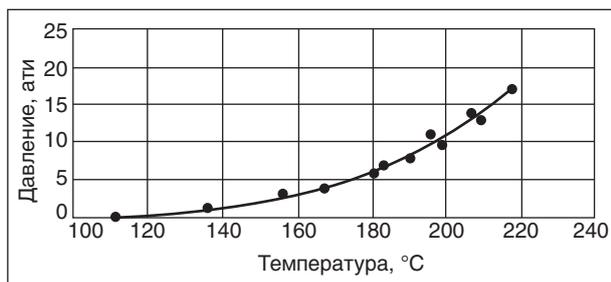


Рис. 9. Зависимость температуры кипения азеотропа вода — хлористый водород от давления

указанных систем в водородно-углеводородных средах. Из литературных данных известно [4] о крайне незначительном изменении температур кипения воды при наличии в системе чистых сероводорода или аммиака в исследуемом диапазоне температуры и давления. Вероятно, это обусловлено отсутствием азеотропии с водой у этих соединений в изучаемых условиях.

Введение в систему хлористый водород — вода различных количеств сероводорода в виде газа не оказывало заметного влияния на фазовое равновесие хлористый водород — вода и не оказывало влияния на условия конденсации воды. Анализ водной фазы во время опытов указал на то, что сероводород в основном сохраняется в газовой фазе. Это, скорее всего, обусловлено наличием в водной фазе растворенного хлористого водорода, который, являясь более сильной кислотой, затрудняет растворение сероводорода в водной фазе.

Введение аммиака в систему хлористый водород — вода приводило к образованию хлористого аммония. Поэтому дальнейшие эксперименты по влиянию аммиака на исследуемую систему проводились с введением в систему хлористого аммония.

Исследование систем, содержащих воду и хлорид аммония, позволило сделать вывод о повышении точки росы воды в условиях конденсации воды в системе водород — углеводороды — вода — хлористый аммоний. При атмосферном давлении обнаружено повышение точки росы на 15 °С, что согласуется со справочными данными [4]. При наличии в изучаемой системе свободного хлористого водорода значение повышения точки росы воды не изменилось.

В системе водород — углеводороды — вода — хлористый аммоний производилось измерение температуры кипения водной фазы, насыщенной хлоридом аммония, при различном давлении в интервале избыточного давления 0–2 МПа (рис. 10).

Таким образом, выявлено, что наличие в системе гидроочистки примесей хлористого водорода и хлорида аммония вызывает повышение точки росы воды на 7–15 °С в зависимости от состава среды, температуры и давления. Это объясняет интенсивную коррозию первых по ходу воздушных холодильников, участков трубопроводов после сужений (диафрагм, запорной арматуры), в которых наблюдается сброс давления, а также тарелок отпарной колонны во время переработки сырья загрязненного ГАС.

Известно [1], что коррозионная агрессивность хлористого водорода по отношению к металлу проявляется при введении в систему воды, сухой хлористый водород не оказывает заметного коррозионного воздействия на черные и легированные стали. Аналогичная ситуация, по наблюдениям авторов, проявляется для хлористого аммония, который в присутствии воды вызывает интенсивную подшламовую язвенную коррозию сталей, в то же время сухой хлорид аммония не вызывает коррозию металла. Совместное присутствие сероводорода, хлористого водорода и воды вызывает интенсивное разрушение сталей причем наблюдается синергетический эффект в действии этих веществ [5].

Исходя из данных технологического мониторинга выявлено постоянное присутствие хлористого аммония в технологических потоках блока предварительной гидроочистки установки Л-35-11/1000. При температуре ниже 340°С и давлении 1,5–3,0 МПа молекулы хлористого аммония становятся стабильными и присутствуют в газовой фазе в виде мелкодисперсного аэрозоля из твердых взвешенных частиц. Проведение опытов по изучению фазового состояния хлористого аммония в системе водород — углеводороды — хлористый водород — аммиак — вода позволило изучить некоторые закономерности поведения этого вещества в аппаратах блока предварительной гидроочистки. Исследовалась температура начала сублимации хлористого

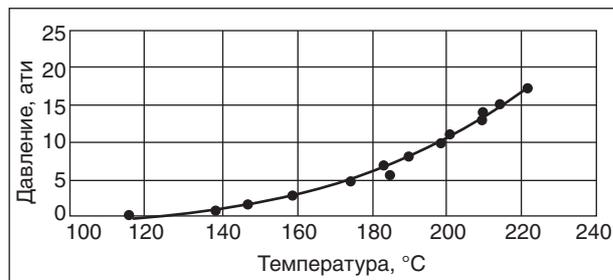


Рис. 10. Зависимость температуры кипения насыщенного раствора вода — хлористый аммоний от давления

аммония и температура его разложения. Установлено, что при повышении давления в системе происходит повышение температуры начала сублимации хлористого аммония, при этом также незначительно увеличивается температура начала разложения.

При наличии холодной стенки оборудования, характерной для теплообменных аппаратов, наблюдается осаждение и накопление отложений хлористого аммония. Отложения хлористого аммония обнаруживаются также в местах оборудования, где наблюдается снижение скорости потока — сепараторах, фильтрах, отстойниках и др. Несмотря на это, наблюдается «аномальная» способность к миграции хлористого аммония по оборудованию. Очень значительные количества хлористого аммония обнаруживаются: в тракте циркулирующего ВСГ блоков предварительной гидроочистки, полостях циркулирующего компрессора и ректификационной колонне стабилизации.

Для первого и второго случая миграция хлористого аммония связана с уносом тонкодисперсного аэрозоля кристаллов хлорида аммония с потоком газа. Такие кристаллы в виде белого дыма образуются при сублимации хлористого аммония, а также при его образовании из паров аммиака и хлористого водорода.

Для третьего случая миграции отложений хлористого аммония характерно образование растворов с водой. Как было показано выше, аэрозоль тонкодисперсного аммония в газе способен сдвигать точку росы воды на 7–15 °С. Таким образом, в потоке газа, содержащего водород, углеводороды, пары воды и аэрозоль из кристаллов хлористого аммония, начинает протекать конденсация воды на кристаллах хлористого аммония. В результате образуется туман из очень мелкодисперсных капель водного раствора хлористого аммония. Эти капли могут переноситься по оборудованию на достаточно большие расстояния.

Характерным поведением для тумана водного раствора хлорида аммония является укрупнение капель и смешение с жидким потоком углеводородов. При этом образуется стойкая инвертная эмульсия с углеводородной дисперсионной средой.

Для изучения устойчивости этой эмульсии провели серию экспериментов. Было установлено, что устойчивость эмульсии зависит от величины pH водного раствора. Влияние значения pH на свойства эмульсии показано на рис. 11.

Из рисунка видно, что с ростом величины pH водной фазы растет продолжительность раздела

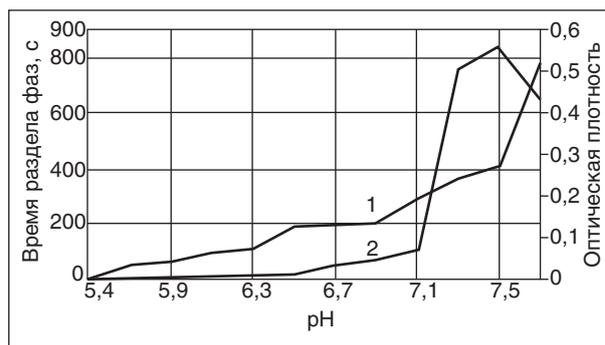


Рис. 11. Зависимость времени раздела фаз (1) эмульсии вода — углеводороды и оптической плотности (2) от величины pH

фаз. Резкое увеличение времени, необходимое для разделения эмульсии, происходит при величине pH более 8,0. Более сложный характер имеет зависимость оптической плотности эмульсии от водородного показателя. После повышения pH количество воды в эмульсии значительно возрастает, как следствие оптическая плотность образующейся эмульсии также увеличивается. Однако после достижения водородным показателем значения 8 единиц начинается снижение оптической плотности, в этом же интервале наблюдается резкий рост устойчивости эмульсии вода — углеводороды.

Таким образом, верхний предел значений pH составил 7,2. После этого значения pH образуется стойкая водно-углеводородная эмульсия, не разрушающаяся в сепараторе гидроочистки. Повышение значений водородного показателя происходит в технологическом процессе из-за значительного содержания аммиака после реактора гидроочистки либо неправильного применения антикоррозионных реагентов.

В условиях предварительной гидроочистки установки риформинга наблюдается постоянный вынос растворенного в воде хлористого аммония в виде водной эмульсии в ректификационную колонну стабилизации. Колонна стабилизации блока предварительной гидроочистки удаляет из нестабильного гидрогенизата сероводород, аммиак, хлористый водород, легкие углеводороды и азеотропно связанную с ними воду. Таким образом, в стабилизационной колонне происходит разрушение эмульсии вода — углеводороды, вода отпаривается и удаляется верхом колонны. Хлористый аммоний высыхает, выделяется в виде отдельной твердой фазы и оседает на ректификационных тарелках. Постепенно часть отложений хлористого аммония вместе с потоками жидкости под действием гравитационных сил мигрирует в куб колонны. Как показывает

опыт эксплуатации установки риформинга, при многолетней непрерывной работе колонны масса таких отложений может составлять несколько тонн.

Отложения хлористого аммония в колонне представляют собой серьезную опасность. Помимо ухудшения гидродинамики ректификационных тарелок и коррозионного воздействия хлорида аммония на металл, возможен внезапный вынос больших количеств хлористого аммония в систему риформинга. Такие залповые выбросы хлористого аммония могут привести к отравлению катализаторов риформинга и снижению их активности, кроме того хлористый аммоний продолжает мигрировать по технологической схеме, что неоднократно отмечалось нами при мониторинге установки. После длительной эксплуатации отложения хлористого аммония обнаружены в теплообменниках, стабилизационной колонне риформинга, полостях циркулирующего компрессора, сепараторах, фильтрах и другом оборудовании блока риформинга. Залповый выброс хлористого аммония возможен при изменении гидродинамического режима колонны, т. е. изменении технологического режима, остановах, пусках колонны.

Таким образом, в результате исследований было установлено:

1. Наличие азеотропа вода — хлористый водород при технологических условиях (давления, температуре, составе среды) характерных для установки гидроочистки установок катали-

тического риформинга. Это обуславливает повышение точки росы воды в системе в первых по ходу холодильниках, что подтверждается опытом эксплуатации установки. Это приводит к образованию коррозионно-агрессивных кислых водных конденсатов в первых по ходу потока холодильниках и протеканию коррозионных процессов с образованием глубоких питтингов.

2. Присутствие в системе сероводорода не оказывает значительного влияния на конденсацию воды, однако синергетически усиливает коррозионное воздействие хлористого водорода на металлы.

3. Содержание в сырье установки гидроочистки органических соединений азота приводит к образованию в системе солей аммония. Хлористый аммоний способен воздействовать на точку росы воды в исследуемой системе, повышая ее. Отмечена аномальная способность хлористого аммония к миграции по полостям технологического оборудования.

4. Наличие эмульсий вода — углеводороды, образующихся в результате конденсации влаги в исследуемых сложных средах. Изучена их устойчивость при разных показателях pH.

На основе полученных данных в настоящее время в ОАО «АНХК» ведется работа по усовершенствованию существующей схемы ХТЗ и разработка альтернативного способа защиты оборудования, лишенного перечисленных недостатков существующей ХТЗ.

Литература

1. Семенова И. В., Флорианович Г. М., Хорошилово А. В. Коррозия и защита от коррозии / Под ред. И. В. Семеновой — М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002. — 336 с.
2. ОАО Киришинефтеоргсинтез-Прокаталит. Совместный семинар ОАО «Киришинефтеоргсинтез — Французский институт нефти-Прокаталит». — Кириши, 1995.
3. Колотов В. Ю., Томин В. П., Колыванова Е. М. и др. Разработка и оптимизация режимов химико-технологической защиты оборудования на установке риформинга в условиях переработки сырья с различным содержанием хлора // Нефтехимия и нефтепереработка. — 2003. — №8. — С. 36–40.
4. Киргинцев А. Н., Трушников Л. Н., Лаврентьева В. Г. Растворимость неорганических веществ в воде. Справочник. — Л.: Химия, 1972. — 248 с.
5. Углиг Г. Г., Ревин Р. У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: Пер. с англ. / Под ред А. М. Сухотина. — Л.: Химия, 1986. — 456 с.

Вниманию специалистов!

А. М. Данилов

ВВЕДЕНИЕ В ХИММОТОЛОГИЮ

Книга посвящена применению топлив, масел, специальных жидкостей. Приводится обширный справочный материал по их характеристикам и эксплуатационным свойствам. Изложены принципы создания и эксплуатации двигателей.

Книга адресована широкому кругу читателей.

М.: Издательство «Техника», 2003. — 464 с.

Гидрообессеривание сырья каталитического крекинга

Д. А. Гончаров, А. С. Гончаров, Т. Н. Шабалина
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Введение

Автопарк Российской Федерации прирастает высокими темпами: если в 1993 г. он насчитывал 9,4 млн автомобилей, то сейчас — 38,7 млн шт. Большую его часть — 29,4 млн шт. — составляют легковые автомобили, подавляющее число которых оснащены бензиновыми двигателями внутреннего сгорания. Столь бурный рост числа автомобилей не мог не отразиться на экологической обстановке, особенно в крупных городах (в настоящее время в РФ насчитывается 13 городов с миллионным населением). Еще в советское время в городах с миллионным населением, а также в столицах союзных республик применялось топливо с более жесткими экологическими нормами. Эта тенденция продолжается и сегодня. В Москве, рост автопарка которой бьет все рекорды, увеличившись практически вдвое за последние 15 лет и достигнув 3,5 млн автомобилей, еще в 1996 г. на моторные топлива были введены нормы Евро-2, а с 2006 — Евро-3. Кроме того, с 2006 г. в РФ запрещены к продаже автомобили, не отвечающие по выбросам нормам Евро-2, а с 2008 г. — Евро-3. С одной стороны, в связи с подъемом экономики страны все острее становится проблема загрязнения воздушной среды. Как известно, основным загрязнителем воздуха в крупных городах является автотранспорт. На сегодняшний день смог можно наблюдать даже в таких относительно небольших городах, как Ижевск и Кемерово, с населением, превышающим полмиллиона человек. С другой стороны, уже сейчас 25% автопарка страны составляют автомобили возрастом до 5 лет, отвечающим по выбросам нормам Евро-2–4. Доля автотранспорта с современными двигателями будет только возрастать. При этом подобным автомобилям требуется более экологически чистое топливо. После отмены ГОСТ 2084–77 на автобензин перед нефтепереработкой страны станет задача полностью перейти на выпуск моторных топлив уровня не ниже Евро-2.

К основным компонентам современных высокооктановых бензинов относятся бензины каталитического крекинга и риформинга, алкилат. В структуре бензинового фонда НПЗ, имеющих в своем составе установку FCC (Fluid Catalytic Cracking — каталитический крекинг типа «флю-

ид» с псевдооживленным слоем микросферического цеолитсодержащего катализатора), значительную роль занимает бензин каталитического крекинга. Его доля его может варьироваться от менее 25% [1] до более чем 70% [2–3]. Чаще всего доля бензина каталитического крекинга составляет 35–40% бензинового фонда НПЗ [4–10]. Доля бензина каталитического крекинга в бензиновом фонде страны может существенно отличаться от приведенных значений в зависимости от распространенности установок FCC.

Бензин каталитического крекинга имеет самое высокое содержание серы среди других компонентов бензинового фонда, таких как риформат, алкилат, изомеризат, оксигенаты и т. д. На бензин каталитического крекинга приходится 90% всей серы товарного автобензина [4, 6, 9, 10]. Одним из способов снижения содержания серы является гидроочистка сырья каталитического крекинга:

$$S_{FCCN} = \frac{S_{Euro}k}{z}, \quad (1)$$

где S_{FCCN} — содержание серы в бензине FCC; S_{Euro} — содержание серы в товарном автобензине; z — доля бензина FCC в бензиновом фонде НПЗ; k — доля серы, вносимой бензином FCC в товарный автобензин;

$$S_{FCCN} = 0,1469 \cdot S_{VGO}^2 + 0,0462 \cdot S_{VGO}, \quad (2)$$

где S_{VGO} — содержание серы в сырье FCC.

$$HDS = \left(1 - \frac{S_{product}}{S_{feed}}\right) 100\%, \quad (3)$$

где $S_{product}$ — содержание серы в продукте; S_{feed} — содержание серы в сырье.

Исходя из представленных условий ($k = 0,9$), по выражению (1) рассчитаем максимальное содержание серы в бензине каталитического крекинга, позволяющее не превысить нормы соответствующего стандарта при разбавлении другими компонентами товарного автобензина (табл. 1).

По выражению (2), опубликованному в [11], рассчитываем максимальное содержание серы в сырье каталитического крекинга, необходимое для производства товарного автобензина соответствующего качества (см. табл. 1). Так как содержание серы в негидроочищенном сырье каталитического крекинга может существенно

Табл. 1. Содержание серы в бензине и сырье каталитического крекинга, требуемое для получения товарного автобензина заданного качества

Нормы на содержание серы (ppm)	Доля бензина каталитического крекинга в бензиновом фонде НПЗ, % мас.					
	25		40		70	
	Содержание серы в бензине FCC, ppm			Содержание серы в сырье FCC, % мас.		
Евро-2 (500)	1800	1125	643	0,96	0,73	0,52
Евро-3 (150)	540	338	193	0,47	0,35	0,24
Евро-4 (50)	180	113	64	0,23	0,16	0,10

Табл. 2. Степень гидрообессеривания сырья каталитического крекинга, требуемая для получения товарного автобензина заданного качества, % отн.

Нормы на содержание серы (ppm)	Доля бензина каталитического крекинга, % мас.					
	25		40		70	
	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 1	Сырье 2
Евро-2 (500)	40	54	55	65	68	75
Евро-3 (150)	71	77	78	83	85	89
Евро-4 (50)	86	89	90	92	94	95

отличаться, применяем относительную величину — степень гидрообессеривания вакуумного газойля — сырья FCC. Расчет степени гидрообессеривания (HDS = HydroDeSulphurization) ведем по выражению (3). Ввиду того что в проводимых исследованиях использовались два образца сырья, в табл. 2 приведена степень гидрообессеривания, требуемая для обоих образцов.

Экспериментальная часть

Используя типичный вакуумный газойль, характеристики которого приведены в табл. 3, на стандартной микропилотной установке OL-105/02 были проведены опыты на промышленных катализаторах гидроочистки (табл. 4). Все катализаторы, участвовавшие в опытах, в настоящее время применяются на промышленных установках гидроочистки сырья каталитического крекинга. Катализаторы А, В, D, E предоставлены ведущими мировыми производителями катализаторов гидроочистки. Катализаторы С, F, G предоставлены отечественными производителями катализаторов гидроочистки и являются разработками последних лет. Кроме того, катализатор G — новейшая разработка.

Если катализатор был получен в оксидной форме, то он подвергался сульфидированию с использованием диметилдисульфида (DMDS) по методике компании производителя. Катализаторы, предоставленные в предварительно сульфидированном виде, активировались согласно методике производителя. Опыты на

катализаторах А–С проводились на сырье 1 в «мягком» режиме гидроочистки (табл. 5), близком к истинному режиму секции гидроочистки вакуумного газойля С-100 установок Г-43–107 или КТ-1 (в частности, по парциальному давлению водорода). Реконструированные под гидроочистку вакуумного газойля типовые установки гидроочистки дизельного топлива также

Табл. 3. Характеристика вакуумного газойля

Показатель	Сырье 1	Сырье 2
Относительная плотность при 20°C	0,903	0,910
Содержание:		
серы, % мас.	1,612	2,078
азота общего, ppm	1100	1120
азота основного, ppm	361	443
водорода (H ₂), % мас.	12,57	12,24
Коксуемость, % мас.	0,16	0,09
Структурно-групповой состав распределения углерода (метод n-d-M), %:		
C _n	57,6	58,4
C _n	31,1	27,0
C _A	11,2	14,6
Вакуумная разгонка, °C:		
н.к.	328	334
5% об.	371	363
10%	383	376
50%	440	429
90%	511	501
95%	530	520
к.к. (99% об.)	559	543

Табл. 4. Характеристика катализаторов гидроочистки вакуумного газойля

Показатель	Катализатор						
	A	B	C	D	E	F	G
Химический состав	AlCoMo	AlCoMo	AlCoMo	AlNiCoMo	AlNiMo	AlNiMo	AlNiMo
Форма	О	У	О	О	У	О	О
Насыпная плотность, кг/м ³	690/800	700/800	720	~1000	945/1105	600–800	700–800
Диаметр, мм	1,4	1,3	2,0–2,5	1,4	1,3	2,0–2,5	1,3–2,0

Форма гранул катализатора: О – цилиндрическая; У – трилистник.
Насыпная плотность: загрузка рукавная/плотная (если указано).

Табл. 5. Условия проведения гидроочистки вакуумного газойля

Технологический режим	Температура, °С	Давление, МПа	Объемная скорость подачи сырья, ч ⁻¹	Соотношение H ₂ :сырье, нм ³ /м ³	Катализатор	Образцы сырья
«Мягкий»	320, 340, 360	3,2	1,0	300:1	A, B, C	1
«Умеренный»	345, 355, 365, 375, 385	6,0	1,0	500:1	D, E, F, G	2

имеют близкие к «мягкому» режимы. Опыты на катализаторах D–G проводились на сырье 2 в «умеренном» режиме (см. табл. 5), близком к технологическим режимам вновь введенных и строящихся на территории бывшего СССР установок гидроочистки вакуумного газойля. В ходе опытов использовался водородсодержащий газ с концентрацией водорода более 99% об.

Продукты гидроочистки анализировались только после отдувки азотом H₂S, NH₃ и отделения фракции с интервалом кипения н.к.–360°С на аппарате вакуумной разгонки (ASTM D 1160). Измерение содержания серы проводилось дисперсионным рентгено-флуоресцентным методом (ASTM D 4294).

Обсуждение результатов

Согласно данным [12] среди всех реакций, протекающих при гидроочистке, влияние давления меньше всего проявляется на реакции гидрообессеривания (рис. 1). Таким образом, с точки зрения условий гидроочистки катализаторы D–G имеют не так много преимуществ перед катализаторами A–C. Сравним активность катализаторов гидроочистки, исходя из следующего условия, наиболее типичного для большинства НПЗ: доля бензина каталитического крекинга составляет 40% мас. бензинового фонда завода. В случае необходимости можно сравнить активность катализаторов при другой доле бензина FCC по приведенным данным. Кроме того, ограничимся температурой гидроочистки в начале цикла эксплуатации не выше 375 °С, чтобы обеспечить приемлемый межрегенерационный пробег установки.

Как известно, катализатор должен достигать требуемой активности в области температур эксплуатации промышленных установок. Катализатор гидроочистки, обладающий достаточно высокой активностью, но достигающий ее при температурах, близких к 400°С, не имеет практической ценности для промышленности ввиду крайне короткого межрегенерационного пробега. Объемы упущенной прибыли только от невыработанной продукции вследствие простоя установки для замены такого катализатора перекрывают стоимость загрузки любого катализатора гидроочистки [13]. Этот принцип характерен не только для установок гидроочистки

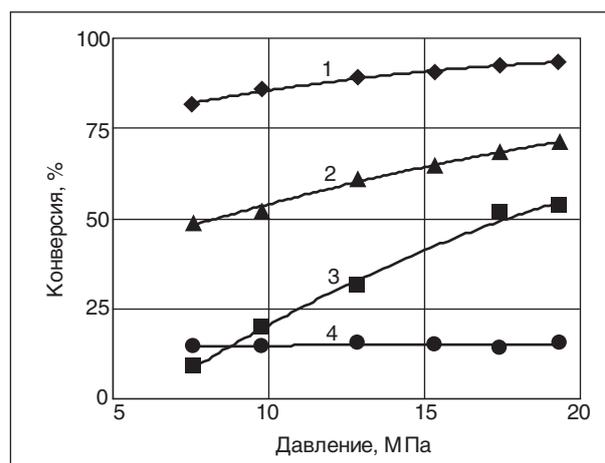


Рис. 1. Влияние давления на глубину протекания реакций гидроочистки (при прочих равных условиях) [12]: 1 — гидрообессеривание; 2 — снижение коксуемости; 3 — гидродеазотирование; 4 — фр. 343°С–к.к. (гидрокрекинг)

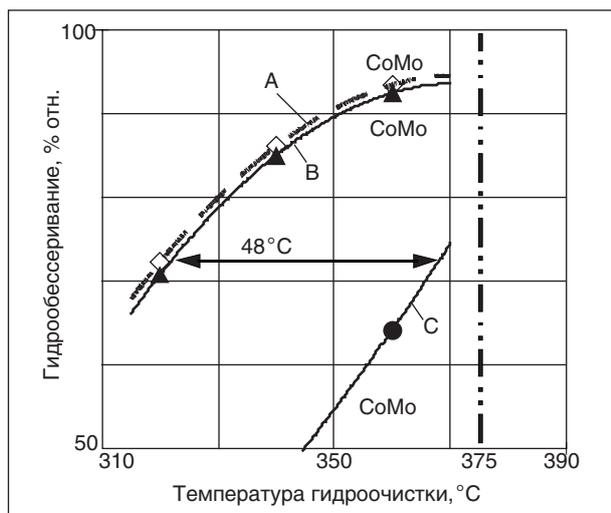


Рис. 2. Влияние температуры гидроочистки на степень удаления серы из сырья 1 на катализаторах А–С

прямогонных, вторичных или смесевых потоков. Объемы упущенной прибыли вследствие простоя установки FCC из-за перегрузки катализатора гидроочистки сырья каталитического крекинга многократно больше ввиду невозможности выпуска крекингом продукции, не удовлетворяющей соответствующим экологическим требованиям [10].

Как видно из рис. 2, кобальтмолибденовые (CoMo) катализаторы А и В, имеющие практически идентичную гидрообессеривающую способность, обеспечивают получение автобензинов Евро-3 при температуре 330°C, а Евро-4 — при 350°C. Следует обратить внимание на тот факт, что катализаторы А и В достигают столь высокой активности при низком парциальном давлении водорода — 3,2 МПа. Катализатор С значительно отстает в активности¹, и, по-видимому, с трудом обеспечит получение товарных автобензинов с содержанием серы до 150 ppm при температуре около 375 °С. Однако катализатор С обеспечивает получение автобензинов Евро-2 при температуре 350°C.

На рис. 3 приведена гидрообессеривающая способность катализаторов D–G на сырье 2 при «умеренных» условиях. Несмотря на парциальное давление водорода в 6,0 МПа катализатор F не обеспечивает активности, требуемой для удаления серосодержащих соединений до уровня Евро-3. Катализатор G намного активнее катализатора F (разница температур, требуемых для достижения одинаковой гидрообессе-

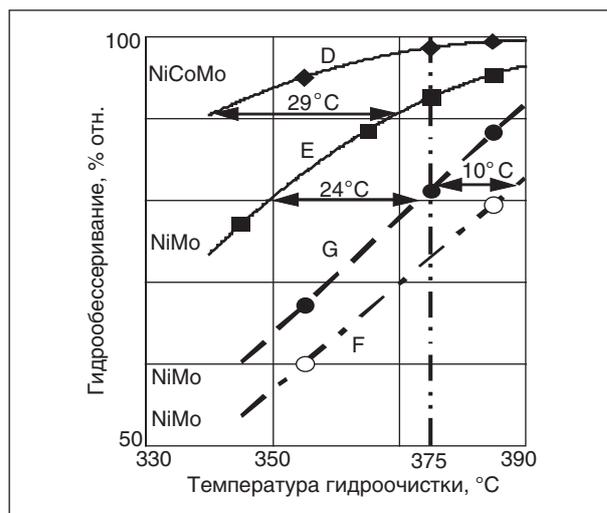


Рис. 3. Влияние температуры гидроочистки на степень удаления серы из сырья 2 на катализаторах D–G

ривающей активности достигает 10°C). Однако, так же как и катализатор С, с трудом обеспечит получение автобензинов Евро-3 при температуре чуть выше 375°C. Однако оба катализатора F и G позволяют получать автобензины с содержанием серы до 500 ppm при 362°C и 352°C соответственно. Из представленных графиков видно, что более жесткие условия гидроочистки не позволяют компенсировать недостаточную активность катализаторов. Данный факт подтверждается сравнением оставшихся катализаторов.

Катализатор E (NiMo), имея преимущества по сравнению с катализаторами С (CoMo), а также F и G (оба NiMo), существенно уступает катализаторам А, В (оба CoMo) и D (NiCoMo), несмотря на большее давление, температуру и соотношение водород:сырье, имевшие место в процессе гидроочистки (см. рис. 3 и 4). Катализатор E позволяет получать товарные автобензины с содержанием серы 150 и 50 ppm при 356°C и 373°C соответственно.

Катализатор D обладает наивысшей гидрообессеривающей активностью среди исследованных образцов. Он обеспечивает получение компонента автобензина, удовлетворяющего требованиям Евро-4, при температуре 344°C. При 375°C катализатор D удаляет серу на 98,7%, оставляя в вакуумном газойле всего 260 ppm серы, что позволяет вырабатывать бензин каталитического крекинга с содержанием серы 13 ppm.

¹ Для сохранения единого масштаба не приведены значения гидрообессеривающей активности катализатора С при 320°C и 340°C — они оказались много ниже границы в 50%. Однако кривая, показывающая его гидрообессеривающую активность, построена на основании всех данных, полученных в ходе опытов.

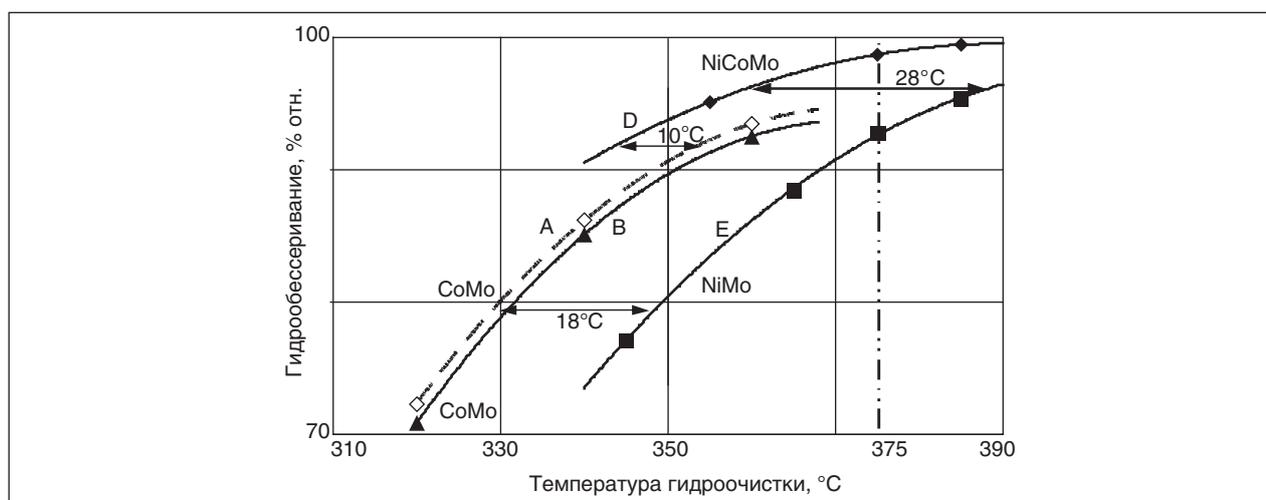


Рис. 4. Влияние условий гидроочистки на степень удаления серы из сырья 1 и 2 на катализаторах А, В, D, E

Выводы

Сравнительное испытание 7 образцов современных промышленных катализаторов в процессе гидроочистки сырья каталитического крекинга показало, что гидрообессеривающая активность определяется в меньшей степени химическим составом катализатора, а в большей степени — его структурой.

Показано, что недостаточная гидрообессеривающая способность отдельных катализаторов не может быть компенсирована интенсификацией технологических параметров процесса.

Установлено, что все исследованные образцы современных катализаторов гидроочистки обеспечивают получение товарных автобензинов, удовлетворяющих нормам Евро-2–4, даже при мягких условиях гидроочистки.

Литература

1. Pryor P. Alkylation current events. Workshop on the Increased Use of Ethanol and Alkylates in Automotive Fuels in California. 10–11 April 2001, Livermore, California, USA.
2. China Petroleum Processing & Petrochemical Technology. — 2001. — №1, March.
3. RIPP's Hydrogenation Catalysts and Technologies Overview. Sinopec-JPEC Petroleum Technical Exchange Program. 9–10 March 2006, Tokyo, Japan.
4. Danzinger F., Groeneveld L. R., Tracy W. J. et al. Revamp of FCC Pretreater Adds Flexibility and Profit // Oil and Gas Journal. — 1999. — Vol. 97. — №18.
5. Genco F., Lo Verso G., Conforti G. et al. New FCC Catalyst Reduces Gasoline Sulfur In Italian Refinery // Oil and Gas Journal. — 2001. — Vol. 99. — №7.
6. Bhaskar M., Valavarasu G., Balaraman K. S. Mild Hydrocracking of Fcc Feeds Yields More Fuels, Boosts Margins // Oil and Gas Journal. — 2002. — Vol. 100. — №23.
7. Andonov G., Stratiev D., Minkov D. et al. Bulgarian Refiner Evaluates Effect of Fcc Feed Pretreatment Catalysts on Gasoline Quality // Oil and Gas Journal. — 2003. — Vol. 101. — №45. — P. 64–72.
8. Walker P., Palmas P. Kentucky Refiner Reconfigures Resid Fcc Unit for Normal Fcc Service // Oil and Gas Journal. — 2005. — Vol. 103. — №27.
9. Andonov G., Petrov S., Stratiev D. et al. Meeting Euro IV Fuel Specifications. PTQ, Q1 2006.
10. Stratiev D., Tzingov T., Argirov G. et al. Study Examines Production of Near-Zero Sulfur Fcc Gasoline // Oil and Gas Journal. — 2008. — Vol. 106. — №14. — P. 54–61.
11. Stratiev D., Donovan A., Stratiev G. Evaluation of Lukoil Neftochim Bourgas Fluid Catalytic Cracking Feed Hydrotreater Performance in a Mild Hydrocracking Mode // Oil Gas European Magazine. — 2005. — №2. — P. 87–91.
12. Verwoert J., Fujita K., Takada M. Recent Developments and Experiences in Residue Desulfurization (RDS) catalysts // Catalysts Courier. — 2007. — Issue 70. — P. 10–13.
13. Stratiev D., Galkin V., Stanulov K. Study: Most-Active Catalyst Improves ULSD Economics // Oil and Gas Journal. — 2006. — Vol. 104. — №30. — P. 53–57.

Исследование термодинамических свойств природных битумов в процессах их термохимической переработки

Д. В. Ермолаев, Г. Р. Мингалева

Исследовательский центр проблем энергетики КазНЦ РАН, г. Казань

Введение

В связи с резким и непредсказуемым изменением цен на нефть и природный газ развитие современной энергетики характеризуется значительным усилением тенденций, направленных на поиск альтернативных видов органических топлив. Актуальной становится разработка таких видов углеводородного сырья, которыми в значительной мере обладают многие страны, например уголь и торф. К таким ресурсам можно отнести и природные битумы [1].

В настоящее время по оценке ООН, мировые геологические ресурсы природных битумов составляют 260 млрд т. Извлекаемая часть оценивается в 70 млрд т, из которых около 70% находятся в Канаде — 48 млрд т. Достаточно крупные скопления битумов выявлены также в Венесуэле, США, Китае. На территории бывшего СССР выявлено около 700 залежей битуминозных пород, преимущественно в России, Казахстане и Азербайджане. В России ресурсы природных битумов по разным оценкам составляют до 75 млрд т, из которых 12–15 млрд т отнесены к извлекаемым запасам. Благодаря этому, Россия находится на третьем месте по запасам битумов после Канады и Венесуэлы [2].

При прямом сжигании углеводородного топлива происходит образование золы, сажи и вредных оксидов серы, азота и углерода, которые выбрасываются в атмосферу. Поэтому для снижения пагубного влияния на окружающую среду все большее значение приобретает термохимическая переработка сырья с получением высококалорийного газа, его последующая очистка и сжигание в парогазовых установках [3]. При этом сера остается в связанном состоянии и удаляется вместе со шлаком.

Что касается технологических схем переработки битумов, то при их разработке и использовании полученных продуктов для производства энергии должны учитываться затраты на добычу битумов, поскольку целесообразность подобных технологий напрямую зависит от подробного технико-экономического обоснования.

Поскольку процесс термохимической переработки сопровождается значительными энергозатратами и протекает при высоких температурах, необходимо определить термодинамические свойства битумов в широких диапазонах температур для последующего расчета энергетических затрат и оценки эффективности процесса.

Основная часть

Процесс газификации — это термохимическая переработка топлива в присутствии окислителя (кислорода, воздуха, паровоздушной или парокислородной смеси) с получением энергетического газа для использования его в качестве топлива для сжигания в камерах сгорания газотурбинных установок и топках паровых котлов. В качестве источника для получения энергетического газа могут выступать битумы, имеющие в своем составе значительное количество углерода и водорода, являющихся основными источниками теплоты. Средний состав битумов по основным элементам:

C	83%
H	10%
O	2,5%
S	4%
N	0,5%

Поскольку битумы представляют собой сложную смесь высокомолекулярных углеводородов нефти и их гетеропроизводных, содержащих кислород, серу, азот и некоторые металлы, были разработаны методы по определению их состава. Так, например, по методу Маркуссона битумы подразделяют на масла, смолы, асфальтены, асфальтогенные кислоты и их ангидриды. Часто битумы подразделяют на асфальтены и мальтены, представляющие собой сумму масел и смол [1]. Масла снижают твердость битумов, увеличивая их текучесть и испаряемость. Смолы являются носителями твердости, пластичности и растяжимости битумов. Асфальтены рассматриваются как продукт уплотнения смол.

Химический состав асфальтенов мало изучен вследствие его сложности, поэтому было предложено несколько типов структур, представ-

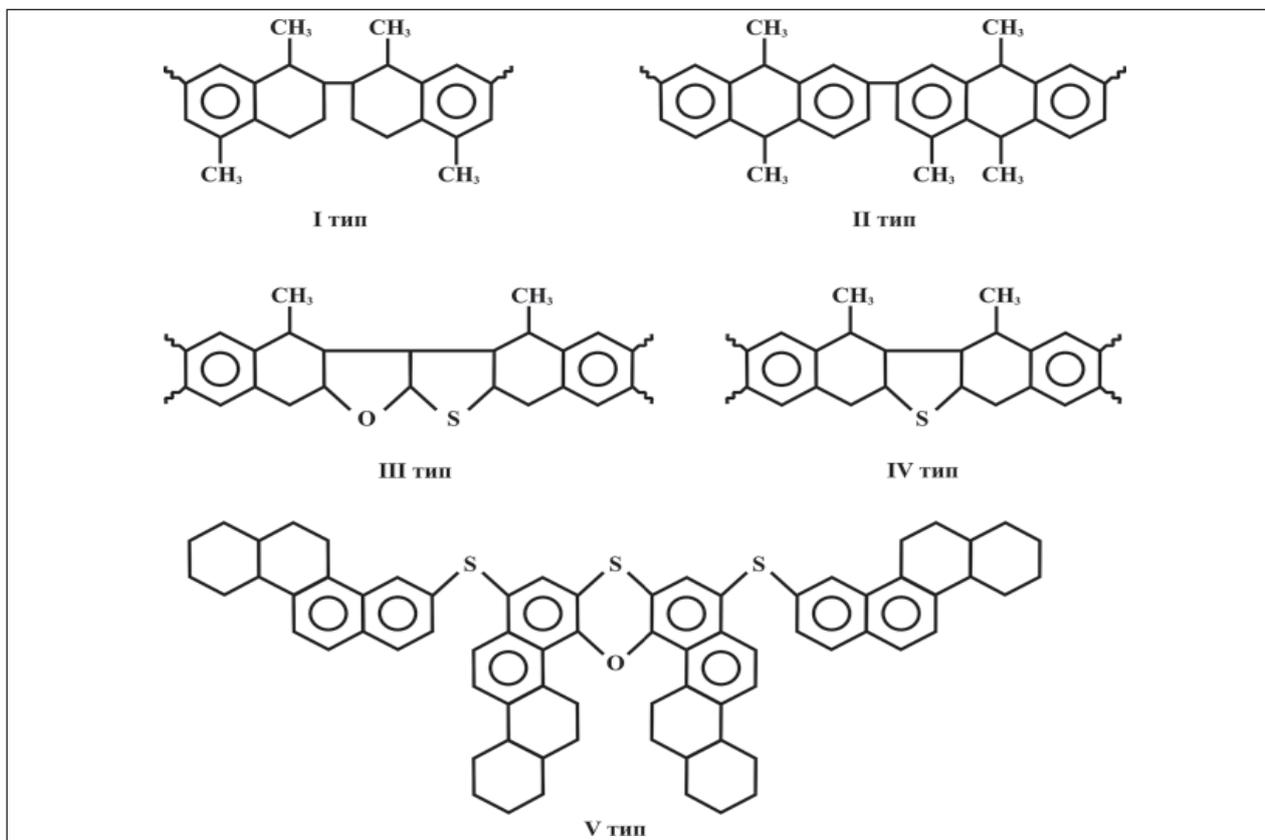


Рис. 1. Типы структуры асфальтенов

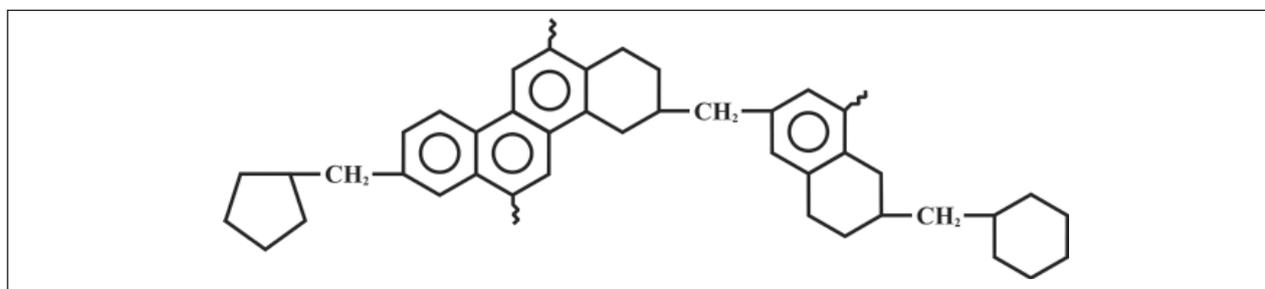


Рис. 2. Структура масел

ленных на рис. 1. Структура масел представлена на рис. 2, структура смол — на рис. 3.

В литературе достаточно подробно описаны физико-механические свойства битумов, такие как плотность, пенетрация, хрупкость, растяжимость, однако отсутствуют сведения о термодинамических характеристиках. Это объясняется тем, что основное использование битумов связано с дорожной промышленностью, где важны физические показатели. В случае же термохимической переработки битумов большее значение приобретают термодинамические свойства, такие как теплоемкость, энтальпия, энтропия и эксергия, поскольку на их основании будут проводиться тепловой и термодинамиче-

ский расчеты. Для определения этих величин использовалась аддитивная методика [4], суть которой заключается в определении параметров в зависимости от гибридных состояний углеродных атомов и числа атомов водорода, связанных с ними химической связью. Для проверки ее адекватности применительно к битумам, проведена верификация экспериментальных значений удельной теплоемкости с расчетными значениями, полученными по данному методу в диапазоне температур от 25 до 300°С. Экспериментальные значения теплоемкости, описанные в [1], представлены в табл. 1.

Для определения расчетного значения теплоемкости Δc_p используется выражение, пред-

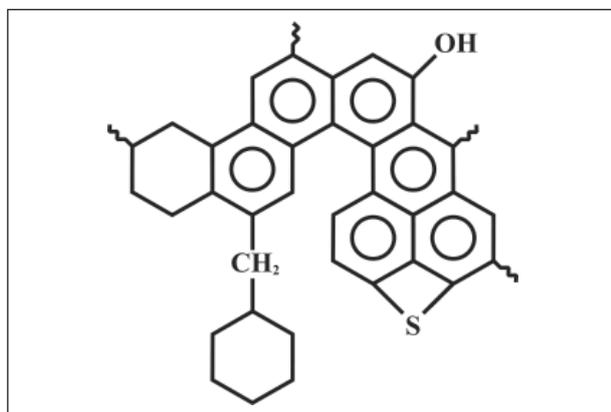


Рис. 2. Структура смол

Табл. 1. Экспериментальные значения удельной теплоемкости битумов

Температура, °С	c_p , кДж/кг·К
25	1,758
100	1,884
200	2,093
300	2,303

ставляющее собой разность между удельной теплоемкостью молекулы и суммой теплоемкостей атомов [4]:

$$\Delta c_p = c_{pM} - \sum_A c_{pA}, \quad (1)$$

Теплоемкость молекулы и атомов определяется по квадратичной функции:

$$c_p(C_i^j) = a + bT + cT^2, \quad (2)$$

где c_{pM} — теплоемкость молекулы, кДж/кг·К; c_{pA} — теплоемкость атомов, кДж/кг·К; a, b, c — расчетные коэффициенты, значение которых приведены в табл. 2 и 3; T — температура, К; C_i^j — углеродный атом, находящийся в i -том гибридном состоянии ($i = 1, 2, 3$); j — число атомов водорода, связанных с ним химической связью ($j = 0, 1, 2, 3$); A — количество углеродных атомов; OH — гидроксил группа; NH₂ — аминная группа; COOH — карбоксильная группа; SH — серная группа; AL — алифатическая группа; AL-O-AL — эфирная группа; AL-S-AL — серосодержащая группа; AL-NH-AL — аминная группа в составе алифатического углеводорода.

В результате расчетов получено сближение расчетных и экспериментальных значений с повышением температуры, что позволяет распространить данный метод на более высокие температуры. Также определено, что наиболее близкими значениями теплоемкости по отношению к экспериментальным данным в диапазоне

Табл. 2. Значение коэффициентов температурной зависимости теплоемкости при $T = 298$ К для структурных групп [4]

Фрагменты	a	b	$c, 10^{-5}$
C ₃ ³	2,33505	0,087404	-2,8326
C ₃ ²	0,15874	0,087195	-3,5689
C ₃ ¹	-1,52904	0,088282	-4,3932
C ₃ ⁰	-12,5073	0,113805	-6,6442
AC ₂ ¹	-3,52577	0,685101	-2,8326
AC ₂ ⁰	1,01998	0,042668	-2,0083
OH	8,24834	0,031673	-1,1799
NH ₂	11,6273	0,045229	-6,9169
COOH	12,4009	0,109663	-5,1882
SH	17,2213	0,024798	-0,7489
AL-O-AL	11,7089	0,007364	-0,0418
AL-S-AL	20,2752	0,008619	-0,4477
AL-NH-AL	-0,16159	0,068032	-3,1254

25–300°С обладает III тип структуры асфальтенов.

С использованием зависимостей (1) и (2) получены значения удельной теплоемкости битумов в диапазоне температур от 25 до 700°С, представленные в табл. 4. После 700°С химический состав битумов претерпевает значительные изменения в связи с выходом летучих и должны использоваться другие структурные модели.

Наиболее важными термодинамическими характеристиками, необходимыми при проведении теплового и термодинамического расчетов, являются энтальпия и энтропия.

Величина энтропии для моля вещества, Дж/моль·К [4]:

$$\Delta S_{298} = S_M - \sum_A S_A, \quad (3)$$

где S_M — энтропия молекулы, Дж/моль·К; S_A — энтропия атомов, Дж/моль·К.

Изменение энтальпии и энтропии молекулы в зависимости от температуры вычислялись по следующим формулам [4]:

Табл. 3. Значение коэффициентов температурной зависимости теплоемкости атомов [4]

Атомы	a	b	$c, 10^{-5}$
C	-3,07871	0,04602	-2,1548
H	14,40463	0,00008	0,05858
O	12,87312	0,00628	-0,17071
S	4,04028	0,07347	-6,1881
N	14,30112	0,00008	0,20125

Табл. 4. Значения удельной теплоемкости битумов в зависимости от температуры

$T, ^\circ\text{C}$	$c_p, \text{кДж/кг}\cdot\text{К}$	$T, ^\circ\text{C}$	$c_p, \text{кДж/кг}\cdot\text{К}$
25	0,858	800	4,960
100	1,265	900	5,472
200	1,805	1000	5,981
300	2,340	1100	6,485
400	2,872	1200	6,986
500	3,400	1300	7,482
600	3,924	1400	7,975
700	4,444	1500	8,464

$$\Delta H(T) = \Delta H_{298} + \alpha(T - 298) + \frac{\beta}{2}(T^2 - 298^2) + \frac{\gamma}{3}(T^3 - 298^3), \quad (4)$$

$$\Delta S(T) = \Delta S_{298} + \alpha \ln \frac{T}{298} + \beta(T - 298) + \frac{\gamma}{2}(T^2 - 298^2), \quad (5)$$

где $\alpha = \sum a$; $\beta = \sum b$; $\gamma = \sum c$.

На основании (4) и (5) получены значения энтальпии и энтропии, представленные в табл. 5 и 6.

Полученные значения энтальпии и энтропии используются для определения эксергии, являющейся мерой работоспособности системы

Эксергия, представляющая собой совокупность различных видов преобразования энергии, вычисляется следующим образом [5]:

$$E = E_{\text{теп}} + E_{\text{мех}} + E_{\text{хим}}, \quad (6)$$

где $E_{\text{теп}}$ — тепловая составляющая эксергии, кВт; $E_{\text{мех}}$ — механическая составляющая эксергии, кВт; $E_{\text{хим}}$ — химическая составляющая эксергии, кВт.

Тепловая составляющая эксергии определяется по следующей зависимости, кВт:

Табл. 5. Значения энтальпии битумов в зависимости от температуры

$T, ^\circ\text{C}$	$H, \text{кДж/кг}$	$T, ^\circ\text{C}$	$H, \text{кДж/кг}$
25	-544,9	800	3291,9
100	-347,1	900	4041,1
200	-20,2	1000	4838,7
300	376,0	1100	5681,6
400	838,5	1200	6566,9
500	1364,4	1300	7491,7
600	1950,5	1400	8452,8
700	2594,0	1500	9447,3

Табл. 6. Значения энтропии битумов в зависимости от температуры

$T, ^\circ\text{C}$	$S, \text{кДж/кг}\cdot\text{К}$	$T, ^\circ\text{C}$	$S, \text{кДж/кг}\cdot\text{К}$
25	-3,8	800	-1,5
100	-3,6	900	-1,1
200	-3,4	1000	-0,7
300	-3,2	1100	-0,2
400	-2,9	1200	0,2
500	-2,6	1300	0,7
600	-2,3	1400	1,2
700	-1,9	1500	1,8

$$E_{\text{теп}} = G \cdot e_{\text{теп}} \tau, \quad (7)$$

где G — расход, кг/с; $e_{\text{теп}}$ — удельная тепловая составляющая эксергии, кДж/кг; $\tau = (1 - T_0/T)$ — коэффициент качества теплоты при температуре окружающей среды T_0 , зависящий от температуры T . Он показывает, какая часть полного количества теплоты может быть превращена в работу [5].

Удельная тепловая составляющая эксергии находится по зависимости, кДж/кг:

$$e_{\text{теп}} = c_p \left(T - T_0 - T_0 \ln \frac{T}{T_0} \right), \quad (8)$$

где c_p — удельная теплоемкость, кДж/кг·К; T — температура вещества, К; T_0 — температура окружающей среды, К.

Механическая составляющая эксергии находится по формуле, кВт:

$$E_{\text{мех}} = G \left(\frac{R}{M} T_0 \ln \frac{P}{P_0} \right), \quad (9)$$

где $R = 8,3143$ — газовая постоянная Дж/моль·К; P — давление, МПа; P_0 — давление окружающей среды, МПа; M — молекулярная масса, г/моль.

Поскольку $E_{\text{мех}}$ можно отнести только к системе, а не к веществу ($P = P_0$), то для битумов механическую составляющую исключаем из состава эксергии.

Химическую составляющую эксергии рассчитывают, используя различные полуэмпирические соотношения. Так, для газов и жидкостей установлены соотношения между их химической эксергией и высшей теплотой сгорания $Q_{\text{в}}^{\text{ср}}$ [6]:

$$E_{\text{хим}} = G \cdot e_{\text{хим}} = G \cdot K \cdot Q_{\text{в}}^{\text{ср}}, \quad (10)$$

где K — расчетный коэффициент, для газов принимается 0,975; для жидкости 0,95; $Q_{\text{в}}^{\text{ср}}$ — высшая теплота сгорания, кДж/кг.

В случае твердых топлив, с учетом влагосодержания, химическую составляющую эксергию можно рассчитать по формуле [7]:

Табл. 7. Зависимости значений эксергии от температуры

$T, ^\circ\text{C}$	$E, \text{кВт}$
25	44387
100	44402
200	44425
300	44491
400	44612
500	44800
600	45059
700	45395

$$E_{\text{хим}} = G \cdot e_{\text{хим}} = G(1-W)Q_{\text{в}}^{\text{ср}}, \quad (11)$$

где W — влагосодержание, %.

Химическая эксергия битумов ранее не определялась. Существуют обобщенные методики для определения химической эксергии углеводородов различного состава [6] — угля, кокса, мазута, природного газа. Для битумов предлагается использовать уравнение для твердых кислородно-азотных соединений с невысокой степенью окисления ($0 < O/C < 0,5$) (для битумов она составляет 0,03) [7]:

$$\frac{e_n}{W_{\text{дн}}} = 1,0447 + 0,0140 \frac{H}{C} + 0,0968 \frac{O}{C} + 0,0467 \frac{N}{C}, \quad (12)$$

где $W_{\text{дн}}$ — теплотворная способность топлива, кДж/кг (для битумов $W_{\text{дн}} = 41920$ кДж/кг [8]); e_n — нормальная химическая эксергия, кДж/кг; H/C , O/C , N/C — отношение весовых долей водорода к углероду, кислорода к углероду и азота к углероду.

В (12) не учитывается содержание серы в составе битумов, поэтому для уточнения полученных значений эксергии вводится поправочный коэффициент содержания серы $K_s = 9710$ кДж/кгS [7]. Получим следующее соотношение:

$$e'_n = \left(1,0447 + 0,0140 \frac{H}{C} + 0,0968 \frac{O}{C} + 0,0467 \frac{N}{C} \right) W_{\text{дн}} + S \cdot K_s, \quad (13)$$

где S — содержание серы, %.

С учетом всех преобразований, получим следующую зависимость:

$$E = G \left[\left(c_p \left(T - T_0 - T_0 \ln \frac{T}{T_0} \right) \left(1 - \frac{T_0}{T} \right) \right) + \left(\left(1,0447 + 0,0140 \frac{H}{C} + 0,0968 \frac{O}{C} + 0,0467 \frac{N}{C} \right) W_{\text{дн}} + S \cdot K_s \right) \right]. \quad (14)$$

На основании (14) получены значения эксергии, представленные в табл. 7. Существенное влияние на величину эксергии оказывает химическая составляющая (44387 кВт). Диапазон ограничен 700°C , поскольку при большей температуре образуются продукты разложения и, взаимодействия с окислителем, состав значительно изменяется, что требует дальнейших исследований.

Выводы

Получены значения теплоемкости, энтальпии, энтропии и эксергии битумов в широких диапазонах температур для проведения теплового и термодинамического расчетов с целью разработки систем их термохимической переработки.

Литература

1. Гун Р. Б. Нефтяные битумы. — М.: Химия, 1973. — 432 с.
2. Халимов Э. М., Колесникова Н. В. Промышленные запасы и ресурсы природных битумов и сверхвысоковязких нефтей России, перспективные геотехнологии их освоения // Геология нефти и газа. — 1997. — № 3.
3. Саламов А. А. Парогазовые установки с газификацией топлива // Теплоэнергетика. — 2002. — №6. — С. 74–77.
4. Гюльмалиев А. М., Головин Г. С., Гладун Т. Г. Теоретические основы химии угля. — М.: МГГУ, 2003. — 556 с.
5. Бродянский В. М. Эксергетический метод и его приложения. — М.: Энергоатомиздат, 1988.
6. Степанов В. С. Химическая энергия и эксергия веществ. — 2 изд., перераб. — Новосибирск: Наука. Сиб отд., 1990.
7. Шаргут Я., Петела Р. Эксергия. — М.: Энергия, 1968.
8. Информационный бюллетень пожарной безопасности. №7, Минск, 2002.

Кинетика изменения проводимости дизельных топлив присадками

Амер Марван Аммад, И. М. Колесников
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Дизельные топлива (ДТ) первичной перегонки нефти представляют собой смесь парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов. При производстве ДТ вторичными процессами — каталитический крекинг вакуумного газойля, мазутов или их смесей — в них содержатся непредельные углеводороды. В ДТ содержится некоторое количество смолистых соединений [1].

Жидкие углеводороды являются диэлектриками. ДТ также является диэлектриком, проводимость которых достигает 50 пСм/м [2, 3].

Проводимость ДТ приводит к его электризации в резервуарах при хранении из-за появления конвективных потоков по высоте слоя ДТ, за счет трения топлива при его загрузке в резервуар или при отборе его из резервуара. Кроме того, электризация ДТ в резервуаре может проходить при его контакте с металлическими стенками. В этом случае на границе раздела фаз жидкость — твердое тело возникает двойной электрический слой, который может нарушаться молекулярным движением углеводородов, а диффузией заряды распространяются по всему объему жидкого ДТ.

Снизить электризацию ДТ можно с помощью антистатических присадок, которые растворяются в жидком ДТ, повышают его электрическую проводимость и способствуют переносу зарядов к стенкам резервуара и заземлению резервуара. Присадками являются соли жирных кислот. Присадки на основе жирных кислот являются полярными, так как в их составе содержится полярная функциональная группа.

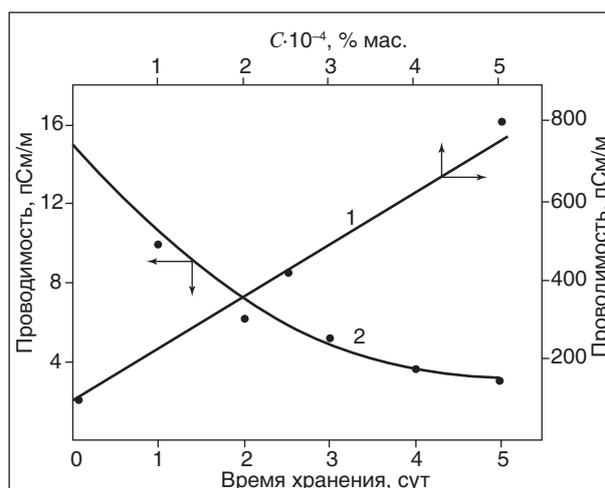
Механизм действия присадок заключается в следующем: соли жирных кислот принимают заряды на полярную функциональную группу, превращая молекулу в анион-радикал — носитель заряда. Анион-радикалы тепловым движением переносятся к стенкам резервуара и передают ее заряды.

Влияние времени и концентрации полярного соединения на проводимость ДТ показана на рисунке, из которого видно, что с повышением концентрации полярной присадки с $1 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-4}$ % мас. проводимость ДТ увеличивается с 50 до 800 пСм. Это связано с тем, что с увеличением концентрации присадки повышается число анион-радикалов и растет доля переносимых

зарядов к стенкам резервуара. Причем, заряды в молекулах ПАВ могут размещаться на нижних вакантных молекулярных орбиталях (НВМО).

Можно отметить, что повышение проводимости ДТ позволяет предотвратить накопление статического электричества в объеме ДТ, а также удалять из ДТ заряды через заземления резервуаров. Можно также допустить возможность переноса заряда мицеллами, сольватами из объема ДТ к стенкам резервуара. Однако, мицеллообразование в ДТ снижает число молекул ПАВ в объеме ДТ. Кроме того, мицеллы или сольваты из молекул ПАВ и молекул углеводородов могут объединяться со смолами, создавать крупные агрегаты, которые выпадают на дно хранилища. Эти факторы снижают концентрацию ПАВ в ДТ и понижают его электрическую проводимость.

На рисунке как раз показано, что в присутствии композиционной присадки — 40%-ного толуольного раствора композиции хромовых солей жирных кислот состава $C_{17}-C_{20}$ и сополимера алкилметакрилата с 2-метил-винил-пиридином — дизельное топливо с увеличением времени хранения не линейно снижает свою проводимость.



Влияние концентрации (1) 40%-ного раствора в толуоле композиции хромовых солей жирных кислот $C_{17}-C_{20}$ и полимера алкилметакрилата с 2-метил-винил-пиридином и времени хранения (2) дизельного топлива с этой присадкой на проводимость дизельного топлива

Табл. 1. Кинетика снижения проводимости дизельного топлива ($C_{\text{прис}} = 0,005\% \text{ мас.}$)

Начальная проводимость κ_0 , пСм/м	Время хранения, сут	Текущая проводимость κ	$\ln \kappa_0 / \kappa$	k_1 , сут ⁻¹	k_1 , ср., сут ⁻¹
15,5	0,25	14,0	0,101	0,404	0,4
	1,0	10,4	0,399	0,399	
	2,0	6,5	0,869	0,434	
	3,0	5,2	1,092	0,364	
	4,0	3,1	1,069	0,402	

Косвенно снижение проводимости $\kappa = 1/p$ пропорционально в нелинейной форме концентрации присадки в объеме дизельного топлива, где p — удельное сопротивление.

Скорость снижения проводимости ДТ $d\kappa/d\tau$ будет зависеть от оставшейся в ДТ присадки, что соответствует остаточной проводимости κ :

$$-\frac{d\kappa}{d\tau} = k\kappa C_{\text{прис}}, \quad (1)$$

$$-\frac{d\kappa}{d\tau} = k_1\kappa, \quad (2)$$

где $k_1 = k C_{\text{прис}}$.

Разделяя переменные, получим

$$-\frac{d\kappa}{\kappa} = k_1 \cdot d\tau. \quad (3)$$

Интегрируем в интервале от κ_0 до κ и от 0 до τ :

$$-\int_{\kappa_0}^{\kappa} d \ln \kappa = k_1 \cdot \tau. \quad (4)$$

Завершая интегрирование, получим интегральное уравнение зависимости проводимости ДТ κ от времени τ его хранения с присадкой

$$-\ln \kappa + \ln \kappa_0 = k_1 \tau \quad (5)$$

или

$$\ln \frac{\kappa_0}{\kappa} = k_1 \tau. \quad (6)$$

Это уравнение используем для обработки данных рисунка, которые сведены в табл. 1.

Данные табл. 1 показывают, что уравнение (6) адекватно отражает опытную зависимость проводимости дизельного топлива от времени его хранения. А именно константа скорости получена независимой от τ . В константу k_1 входит концентрация присадки, что позволяет вычислить при необходимости и константу k .

Необходимо отметить, что электропроводность в жирных углеводородах может иметь

Табл. 2. Энергия активации с присадкой

Жидкость	Энергия активации электропроводности, $E_{\text{ж}}$, кДж/моль	Энергия вязкого течения, кДж/моль
Гептан	12,9	8,0
Толуол	16,0	8,9
Топливо ДТ	18,4	10,4
Гексадекан	22,3	13,6

ионную природу, влияние на которую оказывают антистатические присадки типа растворов хромовых комплексов СЖК ($C_{17}-C_{20}$) и технических алкилсалициловых кислот в ксилоле. Заряды в этом случае также переносятся молекулами или мицеллами присадок и аккумулируются у стенок резервуара в форме плотно прилегающего неподвижного слоя, а также рыхлого (диффузного) слоя. С повышением температуры электропроводность растет вследствие снижения вязкости ДТ, что снижает затруднения перемещению заряженных ПАВ к стенкам.

Были рассчитаны энергии активации для процесса электропроводности и вязкого течения ДТ и индивидуальных жидких углеводородов.

Результаты расчетов приведены в табл. 2.

Из табл. 2 следует, что с повышением размера молекул жидкого УВ от гептана к гексадекану энергия активации электропроводности заряженными молекулами затруднена, так как эти заряженные молекулы имеют большие размеры и при своем движении труднее преодолевают сопротивление молекул УВ своему перемещению, и для переноса зарядов в жидкостях с большими молекулами им требуется преодолеть более высокую энергию активации электропроводности и вязкого течения жидкостей.

В заключение можно отметить, что кинетический подход к изучению процесса электропроводности с присадками позволил выявить причины снижения κ .

Литература

1. Нефти СССР.
2. Данилов А. М. Применение присадок в топливах для автомобилей. — М.: Мир, 2005. — 288 с.
3. Данилов А. М. Введение в химмотологию. — М.: Техника, 2003. — 464 с.

Поиск и испытание новых пеногасителей для систем очистки газового конденсата от кислых газов

М. Н. Котельникова, Н. М. Алыков
Астраханский государственный университет

В нефтехимии используются несколько направлений снижения процесса вспенивания: очистка аминного раствора фильтрацией, регенерация адсорбентов, применение новых пеногасителей, а также очистка аминного раствора экстракцией.

Фильтрация на установках аминовой очистки проводится с применением механических фильтров и адсорберов с активированным углем. Эти способы снижают вспениваемость растворов, однако они технологически недостаточно эффективны. Концентрацию механических примесей в циркулирующем растворе амина можно уменьшить за счет снижения поступления загрязнений с сырым газом и повышения эффективности (производительности) фильтрации.

Наличие в газе аэрозоля частиц конденсата и воды субмикронных размеров объясняет низкую эффективность входных сепараторов гравитационно-центробежного типа, которые позволяют улавливать частицы размером менее 3 мкм. Существенно снизить поступление примесей с промысла можно, например, использованием регенерируемых коалесцирующих фильтров, которые позволяют удалять из газа частицы размером до 0,001 мкм [1].

Механизм действия пеногасителей

Применение пеногасителей оказалось более эффективным методом пеногашения, чем фильтрация.

Так как практически невозможно избежать потенциального появления пеностабилизирующих веществ в системах, то используют пеногасители, чтобы избежать образования пены и/или разрушить уже образовавшуюся пену. Пеногасители представляют собой жидкости с низким поверхностным натяжением, которые должны обладать тремя следующими свойствами:

- нерастворимостью в среде пеногашения;
- положительным коэффициентом вхождения;
- положительным коэффициентом распространения.

Если коэффициент вхождения положительный, то пеногаситель, конечно же, может внедриться в оболочку пузырьков пены. Если коэффициент распространения тоже имеет по-

ложительное значение, то пеногаситель может распространиться по поверхности раздела. Благодаря такому эффекту распространения поверхностно-активные вещества (ПАВ), стабилизирующие пену, выталкиваются, и ранее эластичная и устойчивая к разрушению оболочка пузырьков пены заменяется пленочной оболочкой, имеющей как более низкое поверхностное натяжение, так и пониженные силы сцепления. Механизм пеногашения таких антивспенивающих жидкостей может быть усилен (особенно в водных системах) путем добавления мелкодисперсных гидрофобных частиц. Антивспенивающая жидкость служит как несущая среда, транспортирующая частицы в оболочку пузырьков пены. С одной стороны, гидрофобные частицы действуют как «инородные» в гидрофильной оболочке пузырьков воздуха и поэтому способствуют стабилизации пены путем уменьшения сил сцепления. С другой стороны, такие частицы адсорбируют или захватывают молекулы ПАВ на своей поверхности, давая при этом возможность разрушаться ячейкам пены.

Важным критерием выбора всех пеногасителей является их «селективная несовместимость» со средой пеногашения. Пеногаситель, совместимость которого слишком высока, не проникнет в оболочку пузырьков пены и в таком случае антивспенивающие свойства этого пеногасителя минимальны.

Из-за большого количества различных систем один пеногаситель не может быть оптимальным для всех композиций. Необходимо большее количество соединений – потенциальных пеногасителей, чтобы из них можно было подобрать подходящее для определенной цели. Добиться необходимого антивспенивающего эффекта можно путем дозировки. Большее количество антивспенивателя обычно обеспечивает лучшее пеногашение. При меньшей дозировке антивспенивающий эффект может быть недостаточен или вообще отсутствовать. Несмотря на многочисленные попытки сформулировать приемлемое объяснение действия пеногасителей, теоретического объяснения эффекта пеногашения пока не существует.

Пеногасители можно разделить на следующие группы:

- пеногасители на основе минеральных масел;
- силиконовые пеногасители;
- полимерные пеногасители, не содержащие силикона.

Пеногасители должны:

- быть нерастворимыми в среде пеногашения;
- иметь положительный коэффициент вхождения;
- иметь положительный коэффициент распространения.

Характеристика применяемых пеногасителей

Основным способом предотвращения пенообразования и гашения образовавшейся пены является применение различных химических пеногасителей. Работы по созданию пеногасителей ведутся одновременно в нескольких институтах: ВНИИГАЗе, ВНИПИГАЗе, ВУНИПИГАЗе и РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

Пеногаситель МИНГ-4. Основным компонентом пеногасителя является диизододецилфталат, а активирующей добавкой — изододециловый спирт.

Испытания опытного образца нового пеногасителя проводили на Оренбургском ГПЗ.

Пеногаситель ВНИПИГАЗ-14. На Астраханском газоперерабатывающем заводе в процессе диэтаноламиновой очистки природного газа от кислых компонентов для предотвращения пенообразования применяются импортные пеногасители Родарсил-411 и Пронал-Е30. ВНИПИГАЗом разработана технология получения пеногасителя ВНИПИГАЗ-14, который внедрен на Астраханском газоперерабатывающем заводе (АГПЗ). Пеногаситель получен на основе полиметилсилоксана марки 200А и диоксида кремния при комнатной температуре [1].

Новые потенциальные пеногасители. Нами был проведен поиск соединений, которые являются возможными гасителями пен. Соединения, которые могут стать возможными пеногасителями, должны быть:

- гидрофобными и нерастворимыми в воде;
- малорастворимыми в мало- и неполярных растворителях;
- нетоксичными;
- не искажающими технологический процесс.

Этим требованиям, в определенной степени, удовлетворяют соединения, структуры и физико-

химические характеристики которых, приведены ниже.

По энергетическим индексам, полученным с использованием квантово-химических расчетов, была проведена оценка полярности соединений (1–14).

Квантово-химические расчеты проведены в нескольких программных пакетах. В Chem Office-2004 проводилось построение молекул, а последующая оптимизация и минимизация энергии, а также уточнение геометрических составляющих проведены в Gamess [3]. Основной метод расчета – полуэмпирический PM3 в приближении Хартри-Фока. Были изучены различные состояния каждой молекулы, при этом учитывали их конформационное многообразие. Проведена обработка данных по стерической энергии, поэтому все расчеты проводились уже на стабильных структурах, имеющих низкие значения теплот образования.

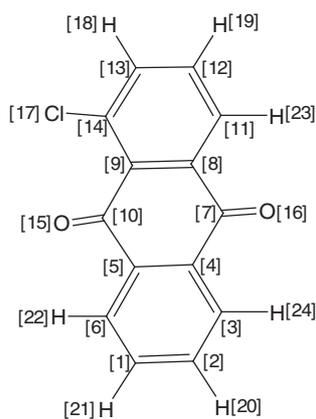
Все соединения отвечают требованиям, предъявленным к искомому пеногасителю. В табл. 1 приведены величины зарядов в структурах (1–14). Опираясь на эти данные, можно проследить распределение зарядов по всей молекуле в целом.

Как видно из табл. 1, распределение зарядов в молекуле достаточно равномерное, что говорит о неполярности данных соединений, а следовательно, об их пеногасящих свойствах.

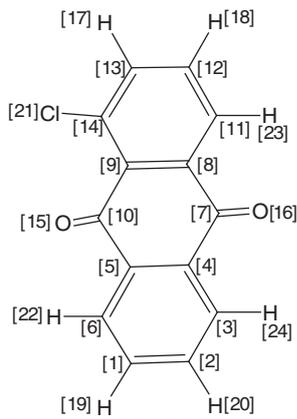
Вместе с тем, важными и необходимыми составляющими поиска являются распространенность (доступность) или достаточная легкость получения, а также стоимость пеногасителей. В связи с этим нами выбраны из веществ те, которые имеют промышленное использование (соединения 6, 9, 13 и 14). Соединения 6, 13, 14 – это серосодержащие вещества, свойства которых позволяют надеяться на их использование в качестве пеногасителей. Использование соединений 7 и 8 нецелесообразно из-за их дороговизны. Таким образом, для апробации были взяты соединения 6, 13, 14 в виде их растворов в этаноле с концентрацией 0,05%.

Эффективность выбранных веществ и их водных суспензий изучали на лабораторной установке при различных скоростях газов. Результаты исследований приведены в табл. 2, откуда видно, что соединения 6, 13, 14 имеют высокую эффективность по пеногашению в абсорбционном процессе очистки газов от кислых компонентов с использованием алканоламиновых поглотителей.

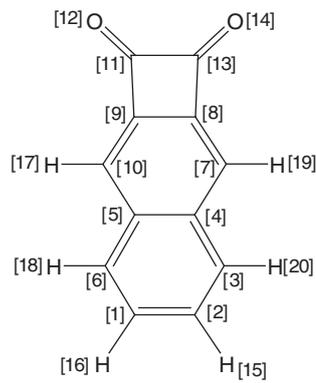
Для выявления эффективности соединений 6, 13, 14 были проведены сравнительные опыты



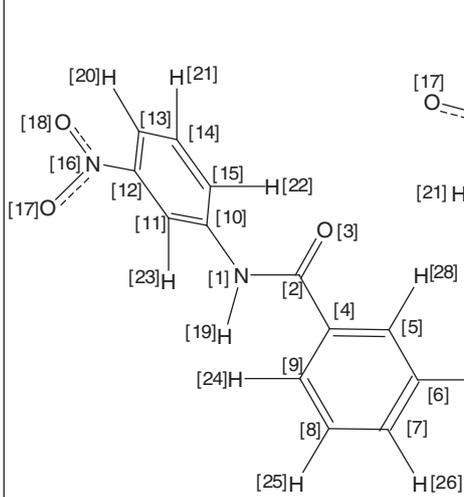
1-Хлорантрахинон (1)



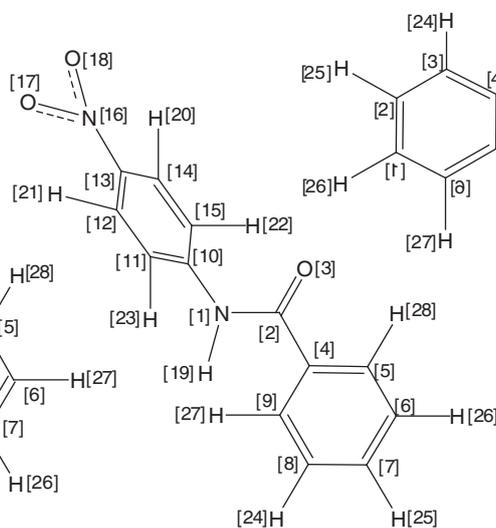
2-Хлорантрахинон (2)



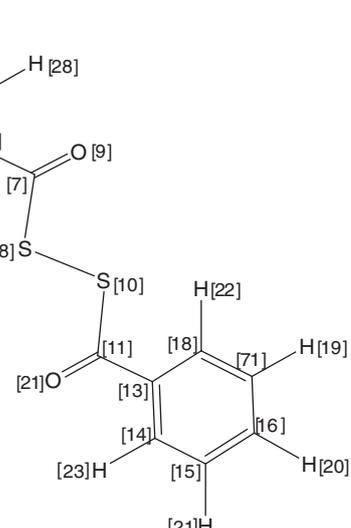
Аценафтенхинон (3)



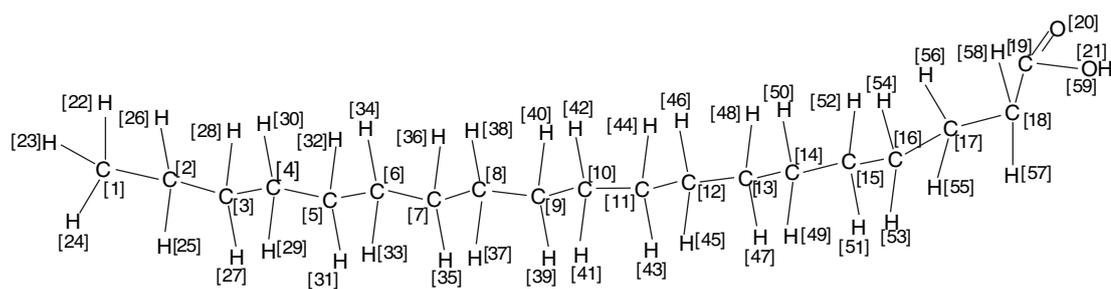
m'-Нитробензанилид (4)



n'-Нитробензанилид (5)



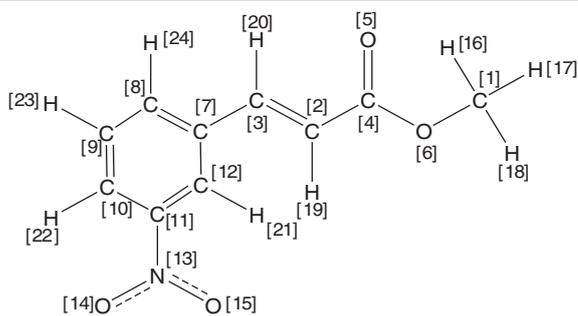
Бензоилдисульфид (6)



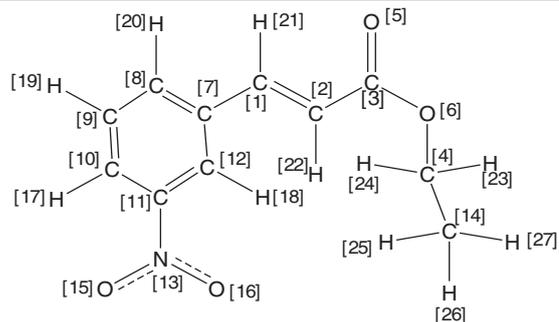
Нонадеценовая кислота (7)



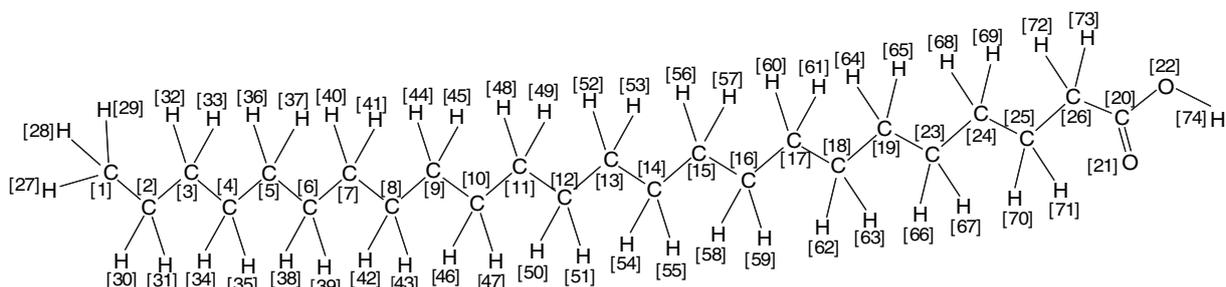
Цетиловый эфир уксусной кислоты (8)



Метилвый эфир *m*-нитрокоричной кислоты (9)



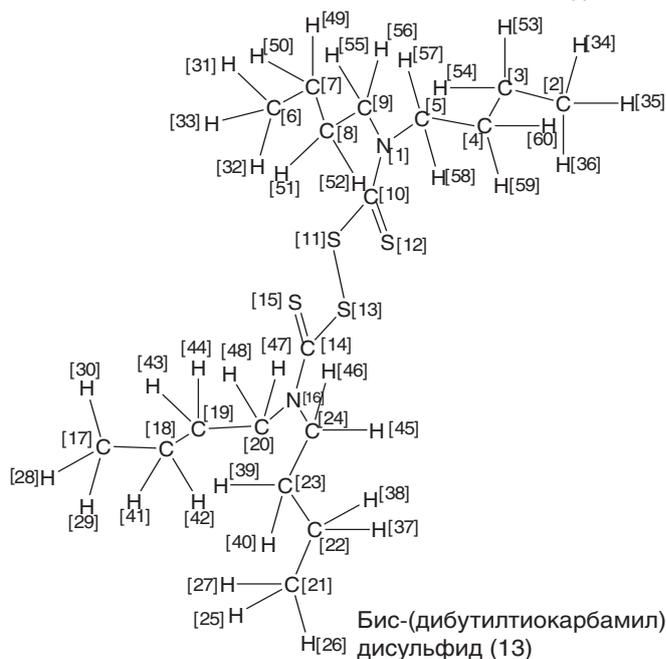
Этиловый эфир *m*-нитрокоричной кислоты (10)



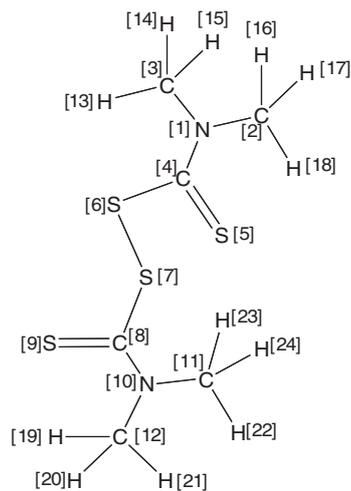
Гиеновая кислота (11)



1-гексадекантиол (12)



Бис-(дибутилтиокарбамил)-дисульфид (13)



Бис-(диметилтиокарбамил)-дисульфид (14)

Соединения — потенциальные пеногасители

ИССЛЕДОВАНИЯ

Табл. 1. Распределение зарядов в атомах соединений (1–14)

Соединение 1		Соединение 6		Соединение 10	
O [15]	-0,48931	O [9]	-0,374331	O [3]	-0,589790
O [16]	-0,49441	O [12]	-0,886441	O [4]	-0,286271
C [7]	0,49969	C [7]	0,435623	C [2]	0,514034
C [10]	0,50106	C [11]	0,427350	C [5]	0,067337
Соединение 2		Соединение 7		H [22]	0,090354
O [15]	-0,45903	C [20]	0,529249	H [23]	0,079830
O [16]	-0,46087	O [21]	-0,349305		0,091316
C [7]	0,50024	O [22]	-0,601057	Соединение 11	
C [10]	0,49925	H [65]	0,291071	O [5]	-0,476172
Соединение 3		Соединение 8		O [6]	-0,363974
O [12]	-0,24167	O [20]	-0,60148	N [13]	0,648718
O [14]	-0,24163	O [21]	-0,33770	O [15]	-0,436998
C [11]	0,29843	C [19]	0,56844	O [16]	-0,438472
C [13]	0,29853	H [59]	0,28896	C [4]	0,435282
Соединение 4		O [20]	-0,60148	Соединение 12	
O [17]	-0,32440	Соединение 9		S [17]	-0,218373
O [18]	-0,94876	O [3]	-0,589790	H [51]	0,109454
N [16]	0,21155	O [4]	-0,286271	Соединение 13	
C [12]	0,21290	C [2]	0,514034	N [1]	0,633678
N [1]	0,49187	C [5]	0,067337	S [12]	-0,628670
O [3]	-0,26262	H [22]	0,090354	N [16]	0,626886
Соединение 5		H [23]	0,079830	S [15]	-0,577867
O [17]	-0,75246		0,091316	Соединение 14	
O [18]	-0,75247			N [1]	0,702308
N [16]	1,56905			S [9]	-0,813204
C [12]	0,21290			N [10]	0,657460
N [1]	0,15314			S [5]	-0,290439
C [2]	0,37876			S [6]	-0,148511
O [1]	-0,61010			C [4]	-0,282766

Табл. 2. Пенегасящие свойства различных веществ и их водных суспензий

Пенегаситель		Скорость, л/мин	Время, мин			
			0	120	240	360
			Остаточная высота пены, мм			
6	Чистый (0,05%-ный раствор в этаноле)	2	15	17	20	22
	20%-ная водная суспензия	2	16	18	20	21
	10%-ная водная суспензия	2	16	19	21	22
13	Чистый (0,05%-ный раствор в этаноле)	2	17	19	20	21
	20%-ная водная суспензия	2	17	18	20	22
	10%-ная водная суспензия	2	18	19	22	22
14	Чистый (0,05%-ный раствор в этаноле)	2	15	18	19	22
	20%-ная водная суспензия	2	16	18	20	21
	10%-ная водная суспензия	2	16	19	22	22

Табл. 3. Сравнение эффективности соединений 6, 13, 14 – потенциальных пеногасителей с эффективностью других пеногасителей

Пеногаситель	Эффективность пеногасителей через каждые 30 мин, мм								
	0	30	60	90	120	150	180	210	240
ВНИПИгаз-14	15	19	19	20	20	20	22	22	23
Пронал-Е30	15			36	45	45	47	55	85
6	13	60	32	20	20	20	21	23	25
13	14			17	17	20	21	22	25
14	15	18 16 17	19 16 18	18	19	20	21	23	26

с применяемыми в настоящее время пеногасителями Пронал-Е30 и ВНИПИгаз-14. Результаты испытаний приведены в табл. 3.

При одинаковых условиях время эффективного действия пеногасителя Пронал-Е30 — 36 мин, после чего начинается интенсивное пенообразование. При подаче пеногасителя

ВНИПИгаз-14 высота столба пены мгновенно падает до 15 мм. При подаче пеногасителей 6, 13, 14 высота столба пены падает до 13, 14 и 15 мм соответственно для каждого соединения. Таким образом, выбранные соединения 6, 13, 14 превосходят по своим свойствам известные пеногасители.

Литература

1. Плечев А. В., Исмагилов Ф. Р., Абдюкова Э. А. Пенообразование и пеногашение в процессах этаноламиновой очистки // Научные и технологические аспекты охраны окружающей среды. — 2000. — №6. — С. 59–73.
2. Алыков Н. М., Котельникова М. Н., Золотарева Н. В. и др. Изучение соединений, содержащих диэтанолламин, ингибиторов кислотной коррозии и продукты их разрушения // Технологии нефти и газа. — 2008. — №1. — С. 23–30.

Вниманию специалистов!

В. Е. Емельянов

ПРОИЗВОДСТВО АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ

В книге изложены требования к качеству вырабатываемых и перспективных автомобильных бензинов.

Приведено краткое описание современных технологических процессов переработки нефти с целью получения бензиновых компонентов. Рассмотрено производство различных оксигенатов — высокооктановых кислородсодержащих соединений, применяемых в составе автобензинов.

Подробно охарактеризованы физические, химические и эксплуатационные свойства различных бензиновых компонентов, а также присадок и добавок для улучшения эксплуатационных свойств.

Рассмотрены вопросы контроля качества, транспортирования, хранения и применения автобензинов.

Монография предназначена для инженерно-технических работников предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, работников автотранспортных предприятий, а также бизнесменов, экономистов и менеджеров этих отраслей.

М.: Издательство «Техника», 2008. — 192 с.

Т. В. Бухаркина, С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, Б. П. Туманян

ХИМИЯ ПРИРОДНЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ И УГЛЕРОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Рассмотрены основные физико-химические свойства природных углеродсодержащих энергоносителей — углей, нефтей, углеводородных газов. Особое внимание отводится природным и синтетическим формам свободного углерода. Приводятся механизмы химических превращений углеводородов в технологиях их переработки.

М.: Издательство «Техника», 2009. — 204 с.

Идеи академика Г. В. Богомолова в решениях проблем динамики подземных вод (к 70-летию ВНИИ гидрогеологии и инженерной геологии «ВСЕГИНГЕО» и 105-летию со дня рождения его основателя и первого директора академика Г. В. Богомолова)

П. Н. Костюкович
Белорусский национальный технический университет

В научной работе «Артезианские и грунтовые воды в условиях мощного развития четвертичных отложений на территории западной части СССР», которую кандидат геолого-минералогических наук Г. В. Богомолов представил в 1939 году в Ученый совет Ленинградского горного института в качестве диссертационной, проблемы динамики подземных вод органично согласуются с региональной геологией четвертичных и коренных отложений. В этой работе, во-первых, виден природный исследовательский дар соискателя-геолога, а во-вторых – убедительные доказательства того, что становление специалиста-гидрогеолога в области динамики подземных вод невозможно без освоения базовых геологических дисциплин. Вот фрагменты «Отзыва о научной деятельности и работах проф. Г. В. Богомолова», подписанного членом-корреспондентом АН СССР Ф. П. Саваренским, докторами геолого-минералогических наук Г. Н. Каменским, Н. К. Игнатовичем, В. А. Приклонским, И. В. Поповым в 1943 г.: «...т. Богомолов не только детально разработал стратиграфию ледниковых отложений, но и успешно разрешил проблему водоснабжения города за счет подземных вод суточной производительностью водозабора в размере 50000 м³ ... Не менее обязано Г. В. Богомолу продвижение и внедрение в практику нового метода лабораторных работ по исследованию напряжений в грунтах методом центрифугирования».

В одну из базовых геологических дисциплин превратилась в последние полвека мелиоративная гидрогеология, поскольку гигантские объемы гумидных и аридных мелиораций в мире требуют научного обоснования.

Герасим Васильевич Богомолов много внимания уделял теории и методологии гидрогеологического обоснования проектирования мелиоративных систем и особенно **бассейновых схем мелиорации**, в которых, как в зеркале, отражаются современные достижения не только мелиоративных и водохозяйственных, но и гидро-

геологических наук [2]: четвертичной гидрогеологии (гидрогеологии ледникового комплекса); теории формирования, минерализации и движения грунтовых вод; теории гидрогеологических изысканий и гидрогеологического мониторинга и т. д. Поэтому его по праву считают одним из родоначальников теории и практики динамики подземных вод в СССР, а также мелиоративной гидрогеологии в Западном регионе СССР [1, 4, 5].

Указывая на существенные (и прежде всего геофильтрационные) недостатки в самом принципе действия самотечного горизонтального дренажа, который в условиях широкомасштабной мелиорации становился первопричиной заметного изменения водного баланса и пересушения заболоченных водосборов, Герасим Васильевич пришел к выводу о необходимости разработки **новой концепции мелиоративного вмешательства в экосистемы болотных ландшафтов** [2, 3]. В основу этой концепции он ставил крестьянскую мудрость: принцип оптимальных сочетаний мелиоративных систем непрерывного действия (самотечных) с системами дискретного или сезонного действия, к которым относятся польдеры, вертикальный дренаж и другие осушительно-увлажнительные конструкции на механическом водоподъеме.

Для воплощения идеи в жизнь нужно было построить опытный полигон с целью производственных испытаний мелиоративных систем нового поколения и, в частности, осушительно-оросительных на базе вертикального дренажа. Начались совещания разного уровня. На одном из них присутствовали академики Г. В. Богомолов и А. И. Ивицкий. Когда вопрос зашел о глубине дренажных скважин, их диаметре и густоте заложения, дали слово мне (в то время я работал старшим инженером в Институте водных проблем, где на фильтрационных лотках проводил опыты с дренажными скважинами; Герасим Васильевич был в курсе этих экспериментов и активно поддерживал мои поиски, представляя в

печать наиболее важные результаты). Апеллируя натурными данными об осушительном действии дренажных скважин на Курской магнитной аномалии, мне удалось окончательно убедить проектировщиков-мелиораторов в реальности и перспективности идей Г. В. Богомолова. В результате было принято решение о создании специальной лаборатории по вертикальному дренажу.

Начались частые встречи с Герасимом Васильевичем. Обсуждалось все — от способа бурения скважин до методов определения гидрогеологических параметров и оценки перетекания подземных вод. При этом давалась достаточно объективная, с нашей точки зрения, оценка предшествующим научным достижениям, которые непосредственно касались решаемых задач и которые многократно проверялись нами на массивах экспериментальных данных, поступавших с опытно-мелиоративных станций.

Являясь учеником Г. Н. Каменского, Г. В. Богомолов прекрасно знал взаимоотношения между различными научными школами и часто сожалел об отсутствии научных дискуссий. Однажды, увидев сопоставление графиков комбинированного прослеживания снижения уровня грунтовых вод (УГВ) по Джейкобу (Ch. E. Jacob, 1940) и по методу, предлагаемому мной, он сказал: «Костюкович, эти результаты слишком важны, чтобы их рассылать по конференциям... Сначала нужно опубликовать, обсуждать — потом!»

В другой раз, ознакомившись с лабораторным отчетом по несовершенству дренажных скважин и, в частности, со схемой построения приведенного радиуса возмущающей скважины r_0' , Герасим Васильевич мудро поучал: «Костюкович, я хорошо разбираюсь не только в гидрогеологии, но и в людях... Не трать силы на критику и мелочь... Стремись к своим открытиям — вот твой путь...».

На этом, «богомоловском», пути выполнено много исследований и получен ряд важных научных результатов. Чтобы оценить их значимость рассмотрим принципиальные решения двух проблем динамики подземных вод.

Первая проблема относится к области обобщенных фильтрационных сопротивлений возмущающих скважин и решена следующим образом.

До наших исследований в мировой литературе по динамике подземных вод существовало множество гипотез и теорий несовершенства возмущающих (нефтяных, водопонижающих, водозаборных, дренажных и т. д.) скважин и соответственно такое же количество «поправок» к

формулам Дюпюи на это несовершенство. Рядом известных ученых (В. Н. Щелкачев, И. А. Чарный, Н. Н. Веригин, Ф. М. Бочеввер и др.) были предложены аналогичные «поправки» и к формуле Тейса — Маскета, но все они были такими же строгими константами, как и в фундаментальных формулах Дюпюи для грунтовых и артезианских скважин. Это означало, что данные теории основывались на предположении, что несовершенство скважин не изменяется идентично понижению уровня и потому выражается одними и теми же величинами-константами для условий установившейся и неуставившейся фильтрации.

Такие представления были следствием трех основных причин: 1) отрицания существования разрыва напорной функции ΔS у стенок возмущающей артезианской (и прежде всего нефтяной) скважины; 2) физического обоснования несовершенства скважины, исключаящего какую-либо (тем более прямую) связь несовершенства скважины с потерями напора ΔS на ее стенке; и 3) отсутствия экспериментальных (лабораторных и полевых) измерений потерь напора ΔS на стенках возмущающих артезианских скважин, работающих в условиях установившейся и неуставившейся фильтрации. Но когда на системах вертикального дренажа, где основной задачей является регулирование положения (глубины залегания) неуставившейся депрессионной поверхности на достаточно больших площадях, появились массивы опытных данных по неуставившимся величинам Δh_i и ΔS_p , зафиксированным различными сочетаниями затрубных пьезометров с наблюдательными скважинами, стала очевидной необходимость в разработке новой теории несовершенства возмущающих скважин, подтверждаемой экспериментами. И эта теория, названная **теорией обобщенных фильтрационных сопротивлений (ОФС)** возмущающих скважин, была создана [6, 7]. Ее основными положениями являются следующие:

Общим гидродинамическим свойством всех возмущающих скважин — и совершенных, и несовершенных — является наличие потерь напора или разрыва уровней (гидравлического скачка) у их стенок (у стенок фильтра): **промежутка высачивания** ($\Delta h = h_0 - h_c$) и нависания ($\Delta H = S_c - S_0$) в грунтовых скважинах и **пьезометрического разрыва (скачка)** уровней ($\Delta S = S_c - S_0$) — в артезианских. По этому свойству (или критерию) возмущающие скважины (или дрены — в общем случае) делятся на **реальные** ($\Delta h > 0$, $\Delta H > 0$, $\Delta S > 0$) и **идеальные** ($\Delta h = \Delta H = \Delta S = 0$).

Понижение уровня воды внутри возмущающей скважины S_c отражает суммарные (или обобщенные) сопротивления пласта и скважины в данных гидрогеологических и гидродинамических условиях, т. е. всегда для совершенных и несовершенных скважин величина S_c является функцией обобщенного сопротивления (или несовершенства) возмущающей скважины. На этом основании понижение S_c можно разделить на потери напора S_0 , обусловленные фильтрационными сопротивлениями пласта, и потери напора ΔS , возникающие за счет несовершенства скважины. Отсюда следует, что несовершенство возмущающей скважины, обусловленное степенью и характером вскрытия пласта фильтром, «скин-эффектом» в прифильтовой зоне и т. д., при установившейся и неустановившейся фильтрации может быть охарактеризовано величиной пьезометрического скачка ΔS или величиной промежутка высачивания Δh у ее стенки. Поэтому использование в формулах притока к совершенным и несовершенным скважинам понижения S_c должно сопровождаться одновременным введением в эти формулы соответствующих поправок ξ на потери напора ΔS или Δh . Это говорит о том, что при оценке несовершенства возмущающей скважины (например, через поправки к формуле Дюпюи ξ_x , предложенные В. И. Шуровым, В. Н. Щелкачевым, Н. Н. Веригиным, А. Я. Олейником, В. С. Усенко и др.) фактически ставится задача определения соответствующей величины разрыва уровня $\Delta S_x = S_c - S_{0x}$ у стенки скважины.

Таким образом, **мерой, определяющей степень несовершенства возмущающей скважины или величину ее ОФС, являются суммарные потери напора у ее стенки Δh , ΔH или ΔS .** Этот вывод имеет фундаментальное значение для теории и методологии несовершенства возмущающих скважин и позволил разработать весьма оригинальный и абсолютно безупречный в теоретическом отношении **графоаналитический метод построения приведенного радиуса возмущающей скважины r'_0 .** До настоящего времени метод не имеет аналогов или альтернативных решений и дает однозначное и точное толкование физического и геометрического смысла параметров несовершенства скважин r'_0 и ξ .

В основе метода лежит чисто виртуальное или математическое продление депрессионной поверхности Дюпюи внутрь возмущающей скважины до пересечения ее с уровнем S_c . Поскольку уравнение поверхности Дюпюи является логарифмической функцией, пересечение этой по-

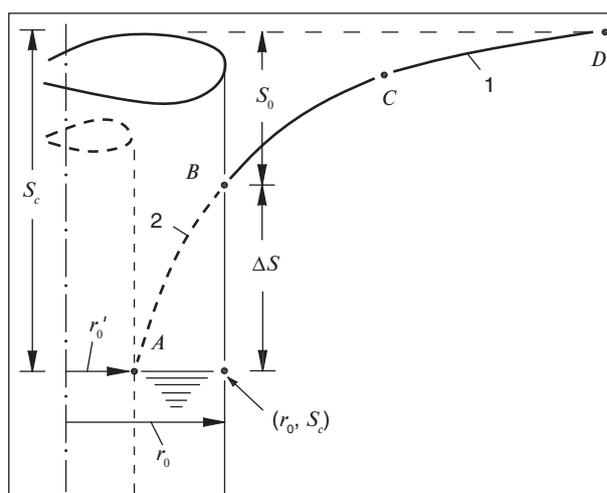


Рис. 1. Схема построения приведенного радиуса возмущающей скважины r'_0 : 1 – депрессионная поверхность Дюпюи в пласте; 2 – та же поверхность, продолженная внутрь возмущающей скважины до пересечения с понижением уровня S_c (точка $A(r'_0, S_c)$). Характерные точки поверхности Дюпюи: $A(r'_0, S_c)$, $B(r_0, S_0)$, $C(r, S_c)$, $D(R, 0)$

верхности с уровнем S_c произойдет на некотором расстоянии r'_0 от начала координат ($0 < r'_0 < r_0$) в точке $A(r'_0, S_c)$ (рис. 1). Учитывая, что построенная таким способом депрессионная поверхность Дюпюи проходит через ключевые точки $A(r'_0, S_c)$, $B(r_0, S_0)$, $C(r, S_c)$ и $D(R, 0)$, получаем обобщенную формулу Дюпюи для пласта и возмущающей скважины с одной и той же водопроницаемостью пласта $T_D = km = \text{const}$ [5, 6]

$$\begin{aligned} Q &= \frac{2\pi T_D (S_{r1} - S_{r2})}{\ln(r_2/r_1)} = \frac{2\pi T_D S_r}{\ln(R/r)} = \frac{2\pi T_D S_0}{\ln(R/r_0)} = \frac{2\pi T_D S_c}{\ln(R/r'_0)} = \\ &= \frac{2\pi T_D (S_c - S_r)}{\ln(r/r'_0)} = \frac{2\pi T_D S_c}{\ln(R/r_0) + \xi} = \frac{2\pi T_D (S_c - S_0)}{\ln(r_0/r'_0)} = \\ &= \frac{2\pi T_D \Delta S}{\ln(r_0/r'_0)} = \frac{2\pi T_D}{\xi} \Delta S = \frac{2\pi T_D \tau}{\ln(R/r_0)} S_c = \\ &= \frac{2\pi T_D (1 - \tau)}{\xi} S_c, \end{aligned}$$

где $\tau = S_0/S_c = \text{const}$ — коэффициент водопонижающей (осушительной) эффективности возмущающей скважины; T_D — водопроницаемость пласта, определяемая по положению уровня в наблюдательных скважинах с использованием формулы Дюпюи.

Многочисленное равенство (1) позволяет решать важнейшие практические и теоретические задачи по оценке несовершенства возмущающих артезианских скважин при установившемся движении подземных вод. К примеру, именно из

(1) следуют зависимости $\xi(\Delta S)$, $\xi(t)$, $r'_0(\Delta S)$, $r'_0(t)$ и другие, составляющие основу разработанной теории ОФС возмущающих скважин [6]:

$$\xi = \frac{2\pi T_D(S_c - S_r)}{Q} - \ln \frac{r}{r_0} = \frac{2\pi T_D S_c}{Q} - \ln \frac{R}{r_0} = \frac{2\pi T_D}{Q} \Delta S = \ln \frac{r_0}{r'_0} = \left(\frac{1}{\tau} - 1 \right) \ln \frac{R}{r_0}, \quad (2)$$

$$r'_0 = r \exp \left[- \frac{2\pi T_D(S_c - S_r)}{Q} \right] = R \exp \left(- \frac{2\pi T_D}{Q} S_c \right) = r_0 \exp \left(- \frac{2\pi T_D}{Q} \Delta S \right). \quad (3)$$

Поскольку r'_0 — абсцисса точки $A(r'_0, S)$ на поверхности Дюпюи, продолженной внутрь возмущающей скважины и имеющей ординату (понижение) S_c , то отсюда следует, что абсцисса r'_0 является функцией ординаты S_c . Но так как понижение S_c в неявном виде отражает все (суммарные или обобщенные) фильтрационные сопротивления возмущающей скважины, то, очевидно, и приведенный радиус r'_0 также отражает ОФС возмущающей скважины. Таким образом, **при введении r'_0 осуществляется переход от понижения S_0 к понижению S_c т. е. определение r'_0 равносильно определению суммарных потерь напора (разрыва уровней) на стенке возмущающей скважины ΔS** (рис. 1).

Этот вывод лежит в основе всех наших решений по оценке несовершенства возмущающих скважин и играет фундаментальную роль в раскрытии физического и графоаналитического смысла этих решений. Что это действительно так, рассмотрим «поправку» x , вводимую в формулу Дюпюи на несовершенство возмущающей скважины. Из (2) находим, что функция $\xi(\Delta S)$ представляет собой прямую, исходящую из начала координат ($\xi = \Delta S = 0$) и обладающую угловым коэффициентом $\operatorname{tg} \alpha = \xi / \Delta S = 2\pi T_D / Q$. Это значит, что «поправка» x прямо пропорциональна суммарным потерям напора на стенке возмущающей скважины ΔS . Следовательно, **при введении ξ в формулу Дюпюи осуществляется переход от понижения S_c к понижению S_{0r} , т. е. определение ξ равносильно определению ΔS** . Очевидно, $\xi = 0$ при условии, что и $\Delta S = 0$ (или $\tau = 1$, $r'_0 = r_0$). Но так как все реальные скважины (совершенные или несовершенные, гидрогеологические или нефтяные) работают с наличием пьезометрического разрыва уровней у их стенок, т. е. поскольку всегда $\Delta S >> 0$, то из (2) и (3) получаем важные неравенства, определяющие область существования показателей несовершенства возмущающих скважин и справедливые для условий установившейся и неустановившейся

фильтрации и призабойных зон с любой степенью несовершенства [7]:

$$\Delta S \gg 0; \tau \ll 1; \xi \gg 0; 0 < r'_0 \ll r_0. \quad (4)$$

Формулы (2)–(4) раскрывают геометрический и физический смысл приведенного радиуса r'_0 . Из них следует, что r'_0 — это радиус виртуальной скважины, расположенной внутри действительной r_0 и создающей в ней и пласте возмущение, абсолютно идентичное возмущению, которое имеет место при работе действительной скважины. Поэтому виртуальная скважина r'_0 всегда «тоньше» действительной r_0 (это «соломинка» внутри последней), не обладает ОФС (у ее стенки нет потерь напора ΔS), не контактирует с пластом и вводится для компенсации потерь напора ΔS путем соединения поверхностью Дюпюи точки $B(r_0, S_0)$, расположенной на внешней стенке действительной скважины, с точкой $A(r'_0, S_c)$, расположенной на стенке виртуальной скважины (см. рис. 1).

Этим же методом продолжения поверхности Дюпюи из пласта внутрь возмущающей скважины впервые решена «вечная» проблема оценки промежутка высачивания Δh и других показателей несовершенства грунтовых скважин [5, 7].

При неустановившейся фильтрации ОФС возмущающей скважины является функцией времени и изменяется идентично изменению суммарных потерь напора на ее стенке:

$$\Delta S_t = S_{ct} - S_{0t} = \Delta S_t^0 + \sigma \ln t, \quad (5)$$

где S_{ct} — понижение уровня внутри возмущающей скважины на момент времени t после пуска ее в работу; S_{0t} — понижение пьезометрической поверхности в пласте по внешней стенке возмущающей скважины на тот же момент времени t ; ΔS_t — величина пьезометрического скачка (разрыва) уровней в момент времени t ; ΔS_t^0 — начальный отрезок графика $\Delta S_t = f(\ln t)$; $\sigma = i_c - i$ — угловой коэффициент этого графика; i_c и i — то же, графиков соответственно $S_{ct} = f(\ln t)$ и $S_{0t} = f(\ln t)$. На этом основании, продолжив неустановившуюся поверхность Тейса из пласта внутрь возмущающей скважины до пересечения с движущимся уровнем S_{ct} (рис. 2), формулу Тейса — Маскета для пласта и возмущающей скважины приводим к многократному равенству с общей водопродимостью $T = Q/4\pi i = \text{const}$ [5, 6]:

$$Q = \frac{4\pi T S_{ct}}{\ln \frac{2,25 a_0 t}{r^2}} = \frac{4\pi T S_{0t}}{\ln \frac{2,25 a_0 t}{r_0^2}} = \frac{4\pi T S_{ct}}{\ln \frac{2,25 a_0 t}{(r'_0)^2}} = \frac{4\pi T S_{ct}}{\ln \frac{2,25 a_0 t}{r_0^2} + \xi_t} = \frac{2\pi T \Delta S_t}{\ln (r_0 / r'_0)} = 4\pi T \frac{\Delta S_t}{\xi_t}, \quad (6)$$

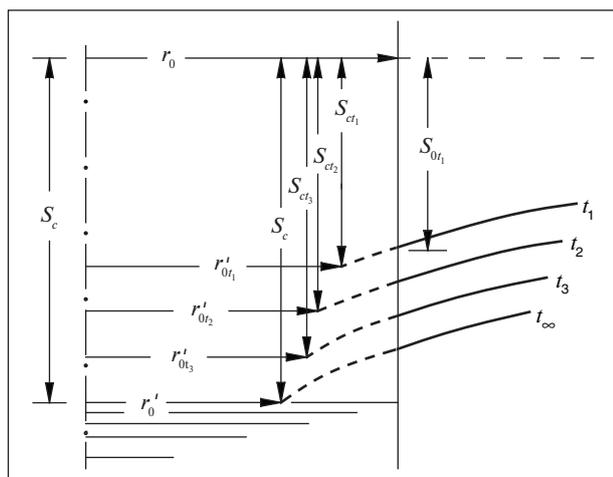


Рис. 2. Схема построения приведенных радиусов возмущающей скважины ($r'_{0t_1}, r'_{0t_2}, \dots, r'_0$), работающей в условиях неустановившейся фильтрации; r'_0 — величина приведенного радиуса при установившейся фильтрации

где r'_{0t} и ξ_t — неустановившиеся значения параметров несовершенства возмущающей скважины соответственно r'_0 и ξ ; T — водопроводимость пласта, определяемая по графикам временного прослеживания изменения уровня $S_r = f(\ln t)$ в наблюдательных скважинах с использованием формулы Тейса — Маскета; $a_0 = T/\mu_0 = \text{const}$ — коэффициент пьезопроводности пласта, определяемый по изменению уровня в наблюдательных скважинах r с использованием углового коэффициента i графиков $S_r = f(\ln t)$:

$$\ln a_0 = S_r / i + 2 \ln r - 2,25t, \quad (7)$$

где $\mu_0 = T/a_0 = \text{const}$ — упругость пласта.

Из (6) легко получить функции $r'_{0t}(t)$, $\xi_t(t)$, $r'_{0t}(\Delta S)$, $\xi_t(\Delta S)$, $\xi_t(r'_{0t})$ и другие, характеризующие изменение во времени t параметров несовершенства возмущающей скважины при неустановившейся фильтрации. В условиях квазистационарного режима главные из этих функций имеют вид [5, 7]:

$$\xi_t = \frac{4\pi T}{Q} \Delta S_t = 2 \ln \frac{r_0}{r'_{0t}} = \xi_t^0 + \beta \ln t, \quad (8)$$

$$r'_{0t} = r_0 \exp\left(-\frac{2\pi T}{Q} \Delta S_t\right) = r_0 \exp\left(-\frac{\xi_t}{2}\right), \quad (9)$$

где ξ_t^0 — начальный отрезок прямой $\xi_t = f(\ln t)$; $\beta = \sigma/i$ — угловой коэффициент этой прямой.

В зависимостях (6)–(9) используются истинные значения водопроводимости (T) и пьезопроводности пласта (a_0), определяемые по изменению уровня S_r в наблюдательных скважинах. На практике, однако, часто используются не истинные a_0 и T , а **кажущиеся** (по В. Н. Щелкачеву)

или **приведенные** (по Н. Н. Веригину) значения пьезопроводности:

$$\ln a_c = S_{ct} / i_c + 2 \ln r_0 - 2,25t, \quad (10)$$

и водопроводимости $T_c = Q/4\pi i_c$, определяемые по данным изменения уровня внутри возмущающей скважины S_{ct} . Величины a_c и T_c искажены влиянием неустановившихся ОФС возмущающей скважины и существенно отличаются от своих истинных значений (a_0 , T). Поэтому возникла необходимость в установлении связей $a_0 = f(a_c)$ и $T = f(T_c)$.

Изучение этого вопроса позволило установить [5], что неустановившееся ОФС возмущающей скважины ξ_t состоит из двух сопротивлений: константы ξ^* , осуществляющей перевод кажущейся пьезопроводности a_c в истинную пьезопроводность пласта:

$$a_0 = a_c \exp(-\xi^*), \quad (11)$$

и функции времени ξ_t^* , осуществляющей перевод кажущейся проводимости T_c в истинную проводимость пласта:

$$T = T_c + \psi/4\pi, \quad (12)$$

где $\psi = Q\xi_t^*/S_{ct} = \text{const}$. Вместе взятые, поправки на пьезопроводность ξ^* и проводимость ξ_t^* заменяют функцию $\xi_t = \xi^* + \xi_t^*$, вводимую в формулу Тейса — Маскета для компенсации неустановившихся потерь напора ΔS_t на стенке возмущающей скважины. Наличие двух составляющих неустановившегося сопротивления ξ_t объясняется тем, что перераспределение напоров в неустановившемся фильтрационном потоке характеризуется двумя параметрами: пьезопроводностью и проводимостью.

С учетом этих выводов для расчета S_{ct} или дебита скважины в формуле Тейса — Маскета в равной мере можно использовать как истинные (a_0 , T) — зависимость (6), так и приведенные (a_c , T_c) значения гидрогеологических параметров [5, 7]:

$$\begin{aligned} S_{ct} &= \frac{Q}{4\pi T_c} \ln \frac{2,25a_0 t}{r_0^2} = \frac{Q}{4\pi T} \ln \frac{2,25a_0 t}{(r'_{0t})^2} = \\ &= \frac{Q}{4\pi T} \left(\ln \frac{2,25a_0 t}{r_0^2} + \xi_t \right) = \frac{Q}{4\pi T_c} \left(\ln \frac{2,25a_0 t}{r_0^2} + \xi^* \right) = \\ &= \frac{Q}{4\pi T} \left(\ln \frac{2,25a_0 t}{r_0^2} + \xi_t^* \right), \end{aligned} \quad (13)$$

где $\xi_t^* = (1/i - 1/i_c) S_{ct}$.

Из (13) следует, что при откачках из одиночных скважин иногда (если $i_c = i$) можно получить истинное значение проводимости пласта T , но никогда в этих условиях (из-за существования ΔS) нельзя получить истинной величины пьезо-

Табл. 1. Сравнительная оценка существующих теорий ОФС [6]

Основные положения	В традиционной теории ОФС	В теории ОФС, разработанной автором
Существование разрыва напорной функции $\Delta S = S_c - S_0$ у стенки возмущающей артезианской скважины	Отрицается	Признается и является основным постулатом теории
Соотношение между r_0 и r_0'	Допускается любое: $r_0 \leq r_0' \leq r_0$	Допускается только одно: $0 << r_0' << r_0$
Значение показателя ξ в формуле Дюпюи	Допускается любое: $0 \leq \xi \leq 0$	Допускается только одно: $\xi \gg 0$
Точка (r_0', S_c) на поверхности Дюпюи	Существует	В реальных скважинах не существует
Оценка r_0' и ξ через Δh или ΔS	Не производится	Производится и является одним из фундаментальных положений теории

проводности пласта a_0 . Это значит, что **в строгой постановке определение a_0 необходимо вести только по наблюдательным скважинам.**

Сопоставление теории несовершенства возмущающих скважин, основанных на многократных равенствах (1), (6) и (13), с существующими теориями ОФС приведено в табл. 1.

Вторая проблема динамики подземных вод непосредственно связана с регулированием и прогнозом положения неустановившейся депрессионной поверхности при работе систем вертикального дренажа и водозаборов.

Решение этой проблемы имеет огромное теоретическое и особенно практическое значение как в области мелиорации (для создания оптимального водного режима осушаемых земель путем поддержания зеркала грунтовых вод на глубинах, обеспечивающих постоянный контакт капиллярной каймы зоны аэрации с развивающейся корневой системой растений), так и в области гидрогеологии и геоэкологии (при многолетних прогнозах дальности распространения депрессионных воронок и определении гидрогеологических параметров пластов по данным опытных кустовых откачек в условиях перетекания подземных вод, когда в возмущенном горизонте формируется **неустановившийся фильтрационный поток переменной массы**).

Суть этой проблемы состоит в том, что все известные теоретические решения по неустановившейся фильтрации к скважинам опираются на основную формулу теории упругого режима — формулу Тейса — Маскета,

$$S_{rt} = \frac{Q}{4\pi T} \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4a_0 t} \right) \right], \quad (14)$$

которая для условий регулярного или квазистационарного режима неустановившейся фильтрации принимает вид

$$S_{rt} = \frac{Q}{4\pi T} \ln \frac{2,25a_0 t}{r^2}. \quad (15)$$

Разновидность квазистационарного режима, вытекающего из (14) и (15), имеет место в неустановившихся фильтрационных потоках постоянной массы (расход потока Q не изменяется по пути движения r), т. е. в абсолютно изолированных пластах, и названа **идеальной** [5]. Необходимым и достаточным условием существования идеального квазистационарного режима является соблюдение двух равенств: 1) параллельность графиков временного $S_{rt} = f(\ln t)$ и площадного $S_{rt} = f(\ln r)$ прослеживания изменения уровня, т. е. постоянство их угловых коэффициентов:

$$i = Q/4\pi T = (S_{rt2} - S_{rt1})/\ln(t_2/t_1) = \text{const}, \quad (16)$$

$$i_D = Q/2\pi T_D = (S_{rt} - S_{r2t})/\ln(r_2/r_1) = \text{const}, \quad (17)$$

и 2) наличие строго определенного соотношения между данными угловыми коэффициентами; это соотношение гласит: угловой коэффициент графиков площадного прослеживания $S_{rt} = f(\ln r)$ равен удвоенному значению углового коэффициента графиков временного прослеживания $S_{rt} = f(\ln t)$:

$$i_D = 2i \text{ или } T_D = T. \quad (18)$$

Условия (16)–(18) порождают третье фундаментальное свойство идеальной разновидности квазистационарного режима:

$$a_0 = \text{const} \neq f(r) \text{ и } \mu_0 = \text{const} \neq f(r), \quad (19)$$

где коэффициент пьезопроводности пласта a_0 определяется по зависимости (7).

Для экспериментальной апробации идеальной разновидности квазистационарного режима (14)–(19) были проанализированы результаты опытных кустовых откачек, которые опубликовали L. K. Wenzel (1942), M. S. Hantush (1956–1959), A. K. Watt (1963), Б. Г. Самсонов (1970), Б. В. Боревский (1973) и другие исследователи [6]. В этих опытах, а также в безнапорных пластах Белорусского Полесья, где нами выполнено большое количество уникальных по продолжительности,

количеству наблюдательных скважин, частоте замеров S_{r1} и диапазонам изменения дебита кустовых и групповых откачек, существование идеальной разновидности квазистационарного режима не было обнаружено. Оказалось, что **естественный квазистационарный режим**, распространенный в природных условиях, имеет как общие, так и принципиально отличные от идеального режима свойства. Для изучения и практического использования последних была разработана **теория квазистационарных режимов неустановившихся фильтрационных потоков переменной массы**, положенная в основу методологии определения обобщенных гидрогеологических параметров в условиях перетекания подземных вод. Сущность теории состоит в следующем.

Имеется множество достаточно строгих решений по неустановившемуся движению подземных вод в многослойных толщах с вертикальным водообменом между возмущенным и смежными по разрезу пластами (решения А. Н. Мятлева, М. С. Хантуша, М. А. Гусейн-Заде, Ф. М. Бочевера, В. М. Чуйко и др.). Эти решения для S_{r1} в возмущенном пласте, куда поступает переток на всем пути фильтрации r , состоят из алгебраической суммы понижений, определяемых двумя известными функциями: интегральной показательной (см. рис. 7) и «функцией перетекания» (21):

$$(S_{r1})_1 = i_1 \left[-Ei(-r^2 / 4a_0 t) \right], \quad (20)$$

$$(S_{r1})_2 = i_2 \left[W(r^2 / 4a_0 t; r/B) \right]. \quad (21)$$

Для условий квазистационарного режима, т. е. при $t \geq 2,5r^2 / 4a_0 (r/B)^2$, зависимости (20) и (21) асимптотически переходят в логарифмические и данные решения принимают вид [5]

$$S_{r1} = \frac{Q}{4\pi T} \ln \frac{2,25a_r t}{r^2}, \quad (22)$$

где $a_r = f(r)$ — обобщенный коэффициент пьезопродности, определяемый по опытным значениям S_{r1} , замеренным в возмущенном горизонте, с использованием формулы (7) и графиков временного прослеживания $S_{r1} = f(\ln t)$.

Входящая в (22) обобщенная пьезопродность $a_r = T/\mu_r$ является функцией r и, таким образом, отражает характер изменения упругоемкости возмущенного пласта μ_r вдоль пути движения фильтрационного потока переменной массы. Объяснение этой гипотезе в первом приближении можно дать, исходя из того, что напряженность, а следовательно, и упругоемкость возмущенного пласта находятся в тесной зависимости от количества содержащейся в нем жидкости. Но поскольку в потоках переменной

массы, формирующихся в условиях перетекания, это количество жидкости изменяется по пути движения потока r , то, очевидно, в этом же направлении будет изменяться и упругоемкость возмущенного пласта.

Для экспериментальной проверки этой гипотезы по формуле (7) было обработано целое множество опытных кустовых откачек, выполненных в однородных по проводимости пластах. При этом рассматривался только квазистационарный режим развития неустановившейся депрессионной поверхности, при котором графики временного и площадного прослеживания S_{r1} образуют семейства параллельных прямых с угловыми коэффициентами соответственно $i = \text{const}$ и $i_D = \text{const}$.

Анализ полученных результатов показал, что, в отличие от абсолютно изолированных (эталонных или «тейсовских») пластов, где всегда $i_D = 2i$ и $T_D = T$, во всех этих опытах $i_D \neq 2i$ и соответственно $T_D \neq T$. Установлено, что в одних гидрогеологических условиях $i_D > 2i$ и $T > T_D$, в других $i_D < 2i$ и $T < T_D$ (к примеру, в Белорусском Полесье при средних режимах эксплуатации вертикального дренажа ($Q = 90-110 \text{ м}^3/\text{ч}$) $i_D = 0,45$ м; $i = 0,10$ м; $T_D = 35,4 \text{ м}^2/\text{ч}$; $T = 79,6 \text{ м}^2/\text{ч}$; $\lambda = -2,5$). При этом в обоих случаях, т. е. когда $i_D \neq 2i$, изменение опытных значений a_r в билгарифмической системе координат $\ln a_r = f(\ln r)$ с высокой степенью точности аппроксимируется прямой (рис. 3, 4):

$$\ln a_r = \ln a_0 + \lambda \ln r. \quad (23)$$

с начальным отрезком $\ln a_0$ и угловым коэффициентом λ , которые здесь, очевидно, также являются обобщенными гидрогеологическими параметрами.

В обычной системе координат $a_r = f(r)$ функция (23) имеет вид:

$$a_r = a_0 r^\lambda, \quad (24)$$

где a_r — пьезопродность пласта в точке r , определяемая по формуле (7).

По Буссинеску, $a_r = T/\mu_r$. В зоне регулярного режима $i = \text{const}$ и $T = Q/4\pi i = \text{const} \neq f(r)$. Следовательно, при наличии закономерности (23) или (24) будет наблюдаться изменение упругоемкости пласта (упругой водоотдачи или коэффициента запаса) по радиусу депрессионной воронки r . Это изменение, как показали многочисленные опыты (рис. 5, 6), также характеризуется степенной функцией [5, 7]:

$$\ln \mu_r = \ln(T/a_r) = \ln \mu_0 - \lambda \ln r \quad (25)$$

или

$$\mu_r = \mu_0 r^{-\lambda}, \quad (26)$$

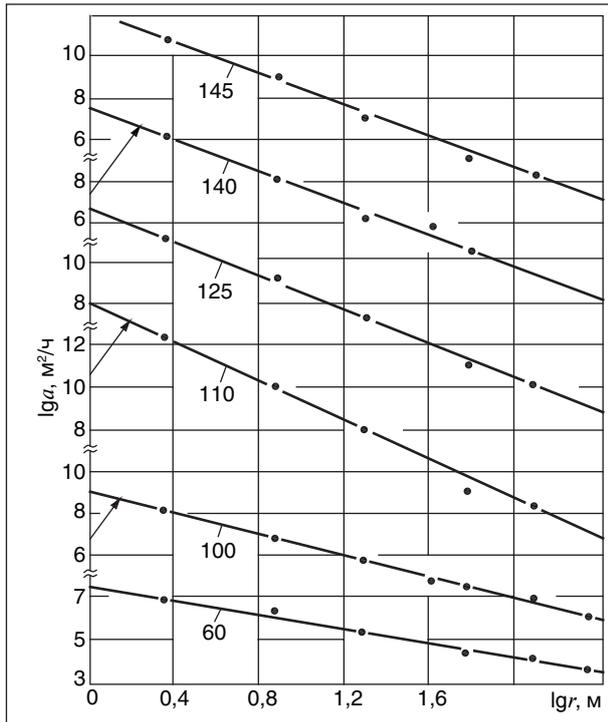


Рис. 3. Графики опытных функций $\lg a_r = f(\lg r)$, построенные по снижению уровня S_{rt} в различных наблюдательных скважинах r при откачках из дренажной скв. 7 (участок вертикального дренажа на Полесской опытномелиоративной станции). Цифры у графиков означают величины дебита скв. 7 в м³/ч

где μ_r — величина упругоэкомости пласта по Тейсу в точке r ; $\mu_0 = \ln(T/a_0)$ — аппроксимационная константа, равная отрезку оси $\ln \mu_r$, отсекаемому прямой $\ln \mu_r = f(\ln r)$; λ — угловой коэффициент этого графика (см. рис. 5, 6).

Параметр водообмена λ рассчитывается по изменению уровня в двух или более наблюдательных скважинах, расположенных в зоне квазистационарного режима, с использованием зависимости [5–7]:

$$\lambda = 2 \frac{\ln(t_2/t_1) S_{rt} - S_{r_2t}}{S_{r_2} - S_{r_1} \ln(r_2/r_1)} = \frac{\ln(a_{r_2}/a_{r_1})}{\ln(r_2/r_1)} = 2 \left(1 - \frac{i_D}{2i}\right) = 2 \left(1 - \frac{T}{T_D}\right) = 2 \left(1 - \frac{1}{n}\right), \quad (27)$$

где

$$n = T_D/T = 2i/i_D = 2/(2-\lambda) = \text{const.} \quad (28)$$

Опыт показывает, что наиболее удобен графоаналитический способ определения λ по экспериментальным графикам $\ln a_r = f(\ln r)$, тангенс угла наклона которых к оси $\ln r$ и равен величине λ (см. рис. 4, 6).

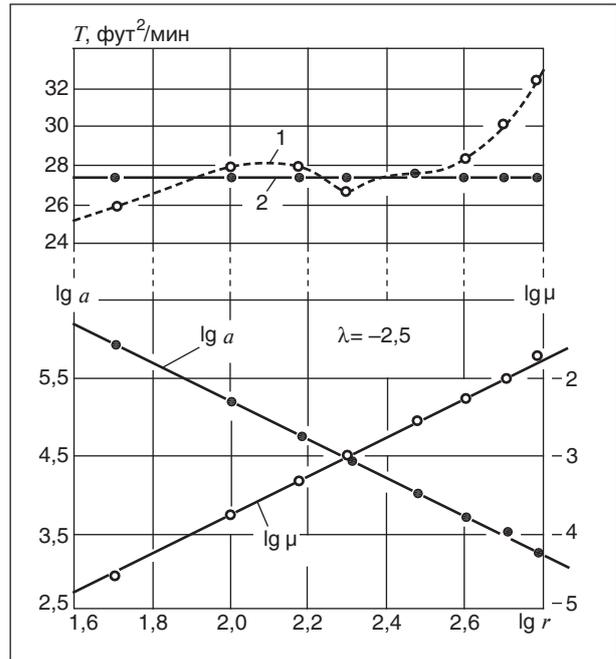


Рис. 4. Изменение гидрогеологических параметров безнапорного пласта $T = Q/4\pi i$, $\lg a_r$ и $\lg \mu_r$ вдоль координаты $\lg r$ при опытной кустовой откачке вблизи Скоттсблаффа (Л. К. Wenzel, 1942): 1 — водопродвижность T определена методом С. Е. Джейкоба $S_{rt} = [\lg(t/r^2)]$; 2 — то же, методом автора $S_{rt} = [\lg(t/r^{2-\lambda})]$. Здесь $T = 27,3$ фут²/мин; $T_D = 12,1$ фут²/мин; $\lambda = -2,5$; a_r — фут²/мин; r — фут

Диапазон изменения λ в опытах отечественных и зарубежных исследователей представлен на рис. 7.

Из выполненных опытов следует, что в природных условиях существуют три разновидности квазистационарного режима неустановившегося движения подземных вод (табл. 2): первая ($i_D < 2i$, $T_D > T$, $2 > \lambda > 0$) и третья ($i_D > 2i$, $T_D < T$, $\lambda < 0$), наблюдаемые в пластах с площадным питанием, т. е. в фильтрационных потоках переменной массы, и вторая (идеальная), присущая абсолютно изолированным пластам, т. е. фильтрационным потокам постоянной массы ($i_D = 2i$, $T_D = T$, $\lambda = 0$) (рис. 8).

Поскольку идеальная разновидность квазистационарного режима, описываемая формулой Тейса — Маскета, в опытах не обнаружена, то встал вопрос о том, по какой методике, использующей обобщенные гидрогеологические параметры, можно прогнозировать развитие неустановившейся депрессионной поверхности при двух других разновидностях квазистационарного режима.

Эта задача представляет большой практический интерес и решена путем замены в (22)

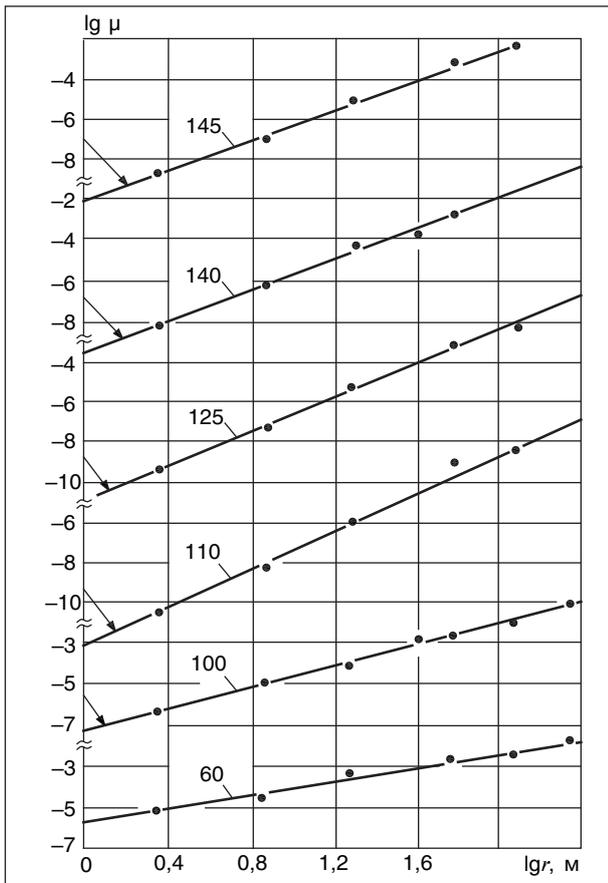


Рис. 5. Графики опытных функций $lg \mu_r = f(lgr)$, построенные по снижению уровня S_{rt} в различных наблюдательных скважинах r при откачках из дренажной скв. 7 (участок вертикального дренажа на Полесской опытно-мелиоративной станции). Цифры у графиков означают величины дебита скв. 7 в м³/ч

обобщенной пьезопроводности a_r , ее значением, определяемым эмпирической функцией (23). В итоге получена обобщенная формула Тейса-Маскета:

$$S_{rt} = \frac{Q}{4\pi T} \left[-Ei \left(-\frac{r^{2-\lambda}}{4a_0 t} \right) \right] \approx \frac{Q}{4\pi T} \ln \frac{2,25a_0 t}{r^{2-\lambda}}, \quad (29)$$

содержащая аппроксимационный параметр a_0 , численно равный обобщенной пьезопроводности a_r в точке $r = 1$, и водобалансовую поправку (параметр водообмена) λ , отражающую степень гидравлической связи возмущенного пласта с соседними по разрезу.

Закономерность (23) и вытекающая из нее обобщенная формула теории упругого режима (29) позволяют получить ряд новых зависимостей, имеющих принципиальное значение для методологии исследования фильтрационных потоков переменной массы, оценки перетекания подземных вод из смежных горизонтов в воз-

мущенный, определения гидрогеологических параметров и т. д. К примеру, из (29) следует, что естественным разнообразиям квазистационарного режима, наблюдаемым в пластах с перетеканием, присущи следующие графики временного $S_{rt} = f(\ln t)$, площадного $S_{rt} = f(\ln r)$ и комбинированного $S_{rt} = f[\ln(t/r^{2-\lambda})]$ прослеживания изменения уровня [5, 6]:

$$S_{rt} = A_r + i \ln t = A_r + [i_D / (2 - \lambda)] \ln t, \quad (30)$$

$$S_{rt} = A_i - i_D \ln r = A_i - i(2 - \lambda) \ln r, \quad (31)$$

$$\begin{aligned} S_{rt} &= A_k + i \ln(t/r^{2-\lambda}) = \\ &= A_k + [i_D / (2 - \lambda)] \ln(t/r^{2-\lambda}), \end{aligned} \quad (32)$$

где

$$A_r = i \ln(2,25a_0 / r^{2-\lambda}), \quad (33)$$

$$A_i = i \ln 2,25a_0 t, \quad (34)$$

$$A_k = i \ln 2,25a_0, \quad (35)$$

где отрезки оси S_{rt} , отсекаемые прямыми (30)–(32). При $\lambda = 0$ из (30)–(32) следуют графики временного, площадного и комбинированного (по

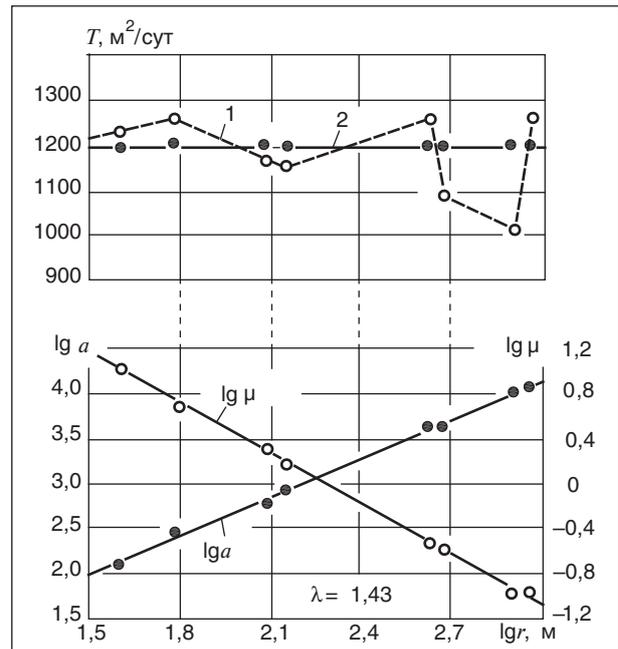


Рис. 6. Экспериментальные графики $T = f(lgr)$, $lg a_r = f(lgr)$ и $lg \mu_r = f(lgr)$, построенные по данным ВСЕГИНГЕО (опытная кустовая откачка из безнапорного трещинно – карстового водоносного горизонта в известняках фамена в Центральном Казахстане, 1973): 1 — водопроводимость пласта T определена ВСЕГИНГЕО методом Джейкоба $S_{rt} = [lg(t/r^2)]$; 2 — то же, методом автора $S_{rt} = [lg(t/r^{2-\lambda})]$. Здесь $T = 1200$ м²/сут; $T_D = 4200$ м²/сут; $\lambda = 1,43$; a_r — м²/сут; r — м

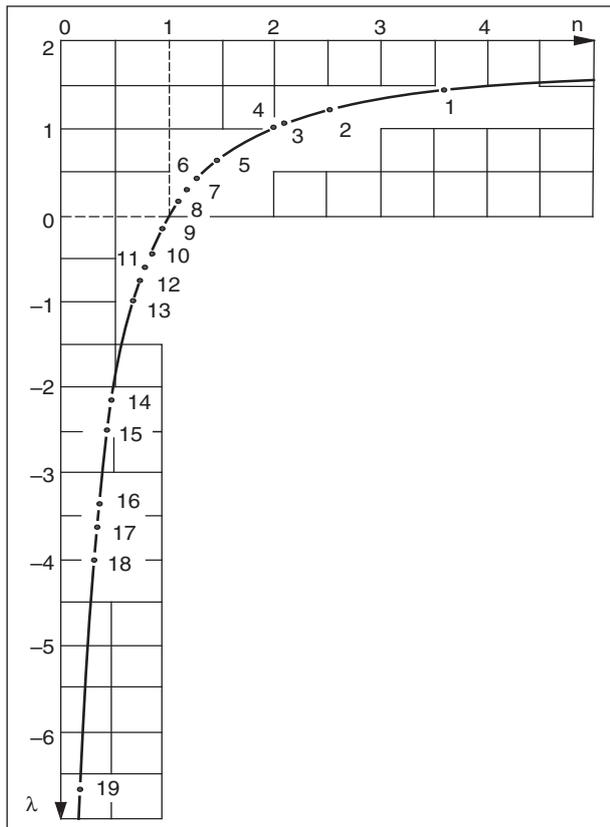


Рис. 7. Функция $\lambda = 2(1 - i_D/2i) = 2(1 - 1/n)$ с экспериментальными значениями n и λ в опытах различных исследователей: 1 – Б. В. Боровский, Б. Г. Самсонов (ВСЕГИНГЕО), 1973; 2, 14 – А. К. Watt, 1962; 3 – И. К. Гавич, 1970; 4 – Б. В. Боровский, Л. С. Язвин, 1970; 5–7, 13 – П. Н. Костюкович, 1965–1974; 8 – Н. И. Плотников, 1968; 9 – П. Я. Полубаринова-Кочина и др., 1969; 10 – Б. Г. Самсонов и др., 1970; 11 – Н. Н. Биндеман, Л. С. Язвин, 1970; 12, 15 – Л. К. Wenzel, 1942; 16 – Т. Д. Стрельцова, В. М. Шестаков, 1967; 17 – Ф. М. Бочеве, К. Ф. Орфаниди, 1962; 18, 19 – М. S. Hantush, 1956–1959

С. Е. Джейкобу) прослеживания изменения уровня, характерные для известной (идеальной) разновидности квазистационарного режима, присущей тейсовским, т. е. абсолютно изолированным по кровле и подошве, пластам. Этот факт имеет важное практическое значение и использован для разработки нового метода определения обобщенных значений гидрогеологических параметров по данным опытных кустовых откачек при неустановившемся движении подземных вод. Метод основан на применении преобразования (32):

$$S_r = f \left[\ln \left(t / r^{2-\lambda} \right) \right], \quad (32,а)$$

из которого следует, что при $\lambda \neq 0$, т. е. в условиях перетекания, графики комбинированного прослеживания изменения уровня необходимо строить в

координатах (32,а). Только в этом случае опытные величины S_r образуют единый график комбинированного прослеживания S_r для любого количества наблюдательных скважин, расположенных в зоне квазистационарного режима и за его пределами. При этом наблюдается высокая сходимость прогнозных (29) и фактических понижений уровня S_r (рис. 9–11). Применение в этих условиях, т. е. при $\lambda \neq 0$, преобразования Джейкоба

$$S_r = f \left[\ln \left(t / r^2 \right) \right] \quad (36)$$

приводит к тому, что вместо одной, общей для возмущенного пласта комбинированной прямой (36), опытные значения S_r образуют «лесенку» отдельных отрезков и теоретический график Джейкоба расщепляется на множество прямых, в котором каждой наблюдательной скважине r соответствует свой график Джейкоба (см. рис. 9–11). Этот факт указывает на то, что между опытными S_r и их «тейсовскими» аналогами, рассчитанными по формулам (14) или (15), имеется закономерное расхождение, которое в обобщенной зависимости (29) компенсируется параметром водообмена λ и полностью исчезает.

Таким образом, необходимые и достаточные условия существования тех или иных разновид-

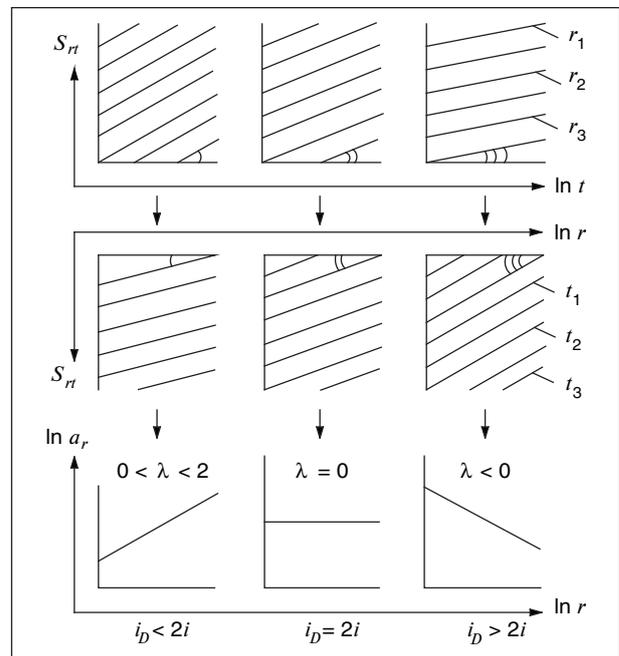


Рис. 8. Вид функции $\ln a_r = f(\ln r)$ и характер соотношений между угловыми коэффициентами графиков временного (i) и площадного (i_D) прослеживания снижения уровня S_r в первой ($0 < \lambda < 2$), второй или идеальной ($\lambda = 0$) и третьей ($\lambda < 0$) разновидностях естественного квазистационарного режима неустановившейся фильтрации подземных вод

Табл. 2. Условия существования регулярных режимов неустановившегося движения подземных вод

Необходимые	Достаточные		
	1-я разновидность регулярного режима	2-я (идеальная) разновидность регулярного режима	3-я разновидность регулярного режима
$i = \text{const}$	$i_D < 2i$	$i_D = 2i$	$i_D > 2i$
$i_D = \text{const}$	$T_D > T$	$T_D = T$	$T_D < T$
$T = \text{const}$	$2 > \lambda > 0$	$\lambda = 0$	$\lambda < 0$
$T_D = \text{const}$	$a_r = a_0 r^\lambda$ $a'_r = \mu_0 r^{-\lambda}$	$a_r = a_0 = \text{const}$ $\mu_r = \mu_0 = \text{const}$	$a_r = a_0 r^\lambda$ $\mu_r = \mu_0 r^\lambda$

ностей квазистационарного режима (табл. 2), а также порождающие эти условия зависимости (23)–(35) в совокупности можно рассматривать как весьма эффективный тест или **метод идентификации неустановившихся потоков подземных вод**. Метод представляет собой мощное средство для дальнейших, более глубоких познаний закономерностей перераспределения пластового давления при слиянии фильтрационных потоков, т. е. в условиях вертикального водообмена между пластами, и отличается тем, что в нем впервые ставится цель определить разновидность квазистационарного режима; цель достигается оценкой соотношения между угловыми коэффициентами графиков площадного ($i_D = Q/2\pi T_D$) и временного ($i = Q/4\pi T$) прослежива-

ния изменения уровня, т. е. с помощью функции $2i = f(i_D)$, единичное значение которой $n = 2i/i_D = 1$ и является областью существования идеальной разновидности квазистационарного режима и границей, за которой начинается естественный квазистационарный режим (см. рис. 7).

Итак, выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1) в природных условиях наряду с известной ($i_D = 2i, \lambda = 0$) существуют еще две неизвестные ранее разновидности квазистационарного режима, присущие потокам переменной массы и потому встречающиеся только в пластах с перетеканием ($i_D \neq 2i, \lambda \neq 0$). Эти разновидности неустановившейся фильтрации широко распространены в природе и названы **естественны-**

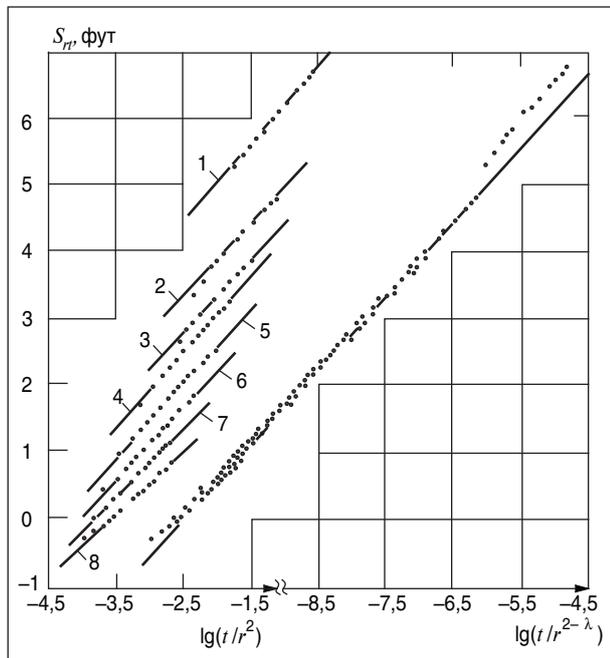


Рис. 9. Графики комбинированного прослеживания снижения УГВ в наблюдательных скважинах 1–8 при опытной откачке вблизи Скоттсблэфа (L. K. Wenzel, 1942): $S_n = f[\lg(t/r^2)]$ — по С. Е. Джейкобу; $S_n = f[\lg(t/r^{2-\lambda})]$ — по автору. Здесь $Q = 1270$ галл/мин; $T = 27,1$ фут²/мин; $T_D = 12,0$ фут²/мин; $\lambda = -2,5$; t — мин

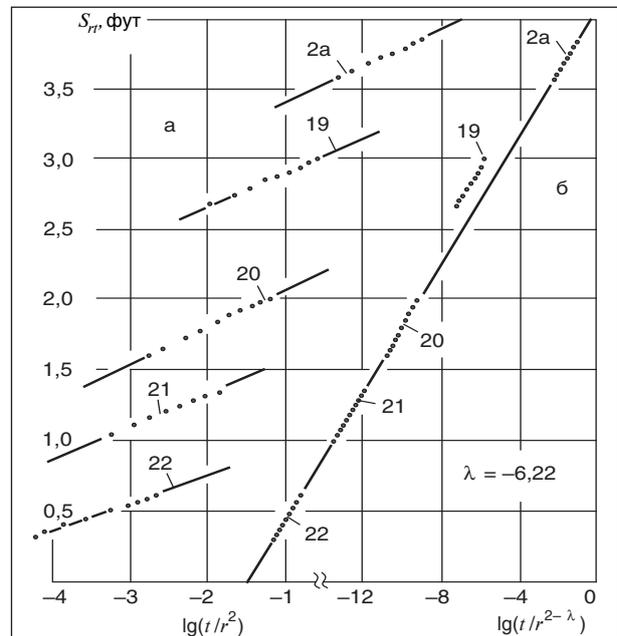


Рис. 10. Графики комбинированного прослеживания снижения УГВ в наблюдательных скважинах 2a–22 по Джейкобу (а) и автору (б) при опытной откачке из скв. 2, пущенной в работу с дебитом 132 м³/ч (опыт 76). Участок вертикального дренажа в центральной части Белорусского Полесья. Здесь $T = 106,4$ м²/ч; $T_D = 25,6$ м²/ч

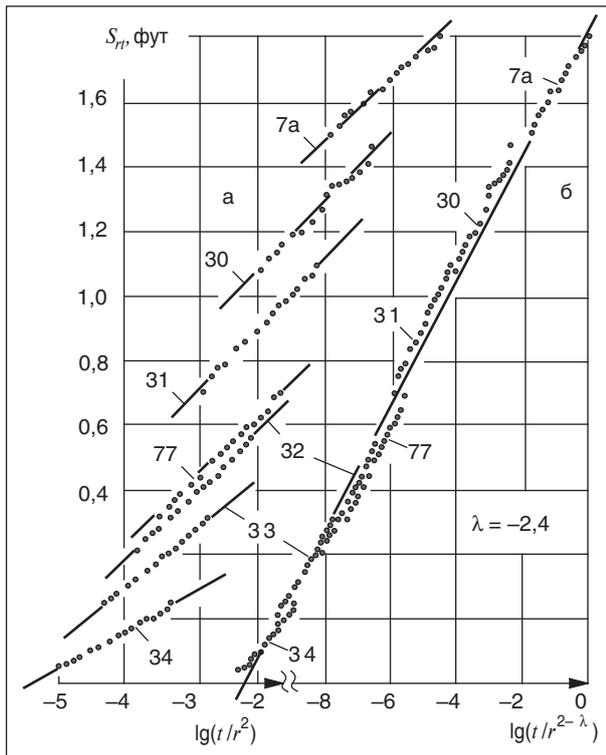


Рис. 11. Графики комбинированного прослеживания снижения УГВ в наблюдательных скважинах 7а–34 по Джейкобу (а) и автору (б) при опытной откачке из дренажной скв. 7, пущенной в работу с дебитом 100 м³/ч (опыт 47). Участок вертикального дренажа в центральной зоне Белорусского Полесья. Здесь $T = 92,0$ м²/ч; $T_D = 41,8$ м²/ч

ми, а известная «тейсовская» разновидность, присущая абсолютно изолированным пластам, опытами не обнаружена и потому названа **идеальной**. Условия существования всех трех разновидностей квазистационарного режима приведены в табл. 2,

2) в области развития естественных разновидностей квазистационарного режима изменение обобщенной пьезопроводности пласта a_r вдоль пути движения потока переменной массы

r подчиняется закону: $a_r = a_0 r^\lambda$, где $\lambda = 2(1 - i_D/2i)$ — параметр водообмена. В этом случае рост неустановившегося радиуса влияния R_i является функцией интенсивности водообмена и характеризуется зависимостью:

$$R_i = (2,25a_0 t)^{1/(2-\lambda)} \quad (37)$$

или

$$\ln R_i = \ln R_i^0 + \beta \ln t, \quad (38)$$

где $\ln R_i^0 = (\ln 2,25a_0)/(2-\lambda)$ — начальный отрезок прямой $\ln R_i = f(\ln t)$; $\beta = 1/(2-\lambda)$ — угловой коэффициент этой прямой.

При отсутствии перетекания ($\lambda = 0$) из естественного квазистационарного режима следует его идеальная, или тейсовская, разновидность (14) с присущими ей закономерностями и условиями существования.

3) практическая значимость зависимости (29) состоит, прежде всего, в том, что она порождает новый метод определения гидрогеологических параметров, не имеющий аналогов в мире. Метод основан на построении графиков комбинированного прослеживания изменения уровня в соответствии с преобразованием (32,а), широко апробирован, обладает высокой точностью и, главное, является мощным средством для дальнейшего изучения потоков подземных вод.

В 2005 году под эгидой ЮНЕСКО в Минске была проведена Международная научная конференция «Проблема водных ресурсов, геотермии и геоэкологии», посвященная 100-летию со дня рождения академика Г. В. Богомоллова (1905–1981). В Материалах конференции (в двух томах), а также в Избранных трудах академика Г. В. Богомоллова (в двух томах), подготовленных к юбилею ученого, содержится ряд оригинальных теоретических разработок и гипотез в области гидрогеодинамики, гидрогеохимии и гидрогеотермии. Эти направления деятельности крупного ученого XX века в области наук о Земле продолжают разрабатываться его учениками (см. www.gas.ru в строке поиска «Г. В. Богомоллов 2005»).

Литература

1. Богомоллов Г. В., Каменский Г. Н. Подсчет коэффициента фильтрации по откачке для случая асимметричной воронки депрессии // Труды Первого Всесоюзного гидрогеологического съезда. — Л., 1931. — С. 46–53.
2. Богомоллов Г. В. Мелиорации земель — научную основу. — Минск, «Звезда» от 22 февраля 1968 г.
3. Богомоллов Г. В. Ивицкий А. И. Осушение болот вертикальным дренажем. — Минск, «Сельская газета» от 9 апреля 1964 г.
4. Веригин Н. Н., Манукьян Д. А. Из истории становления опытно-фильтрационных работ. — Минск: Наука и техника, 1990. — С. 36–38.
5. Костюкович П. Н. Гидрогеологические основы вертикального дренажа. — Минск: Наука и техника, 1979. — С. 288.
6. Костюкович П. Н. Теоретические основы определения гидрогеологических параметров в условиях перетекания подземных вод и при формировании разрыва уровней на стенке возмущающей скважины. Автореферат дисс. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. — Минск, 1996. — С. 37.
7. Справочное руководство гидрогеолога. 3-е изд. Т. 1. / Под редакцией В. М. Максимова. — Л.: Недра, 1979. — С. 451–454.

Оценка коэффициентов фильтрационного сопротивления горизонтальных скважин по результатам исследования несовершенных вертикальных скважин

А. А. Ребриков
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В процессе разведки нефтяных и газовых месторождений используют только вертикальные скважины, так как они более информативны для изучения продуктивного интервала. На практике для определения фильтрационных свойств пласта и коэффициентов фильтрационного сопротивления горизонтальных скважин необходимы данные поинтервальных исследований несовершенных разведочных (обычно вертикальных) скважин, широко используемых на стадии поисков и разведки нефти и газа. При проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений эти коэффициенты усредняются по дебитам, что не всегда правомерно в связи:

1) с неоднородностью продуктивного разреза по емкостным и фильтрационным свойствам;

2) с несоблюдением технологий исследования и выбранного метода обработки полученных результатов при испытании интервалов с различными емкостными и фильтрационными свойствами из-за существенного различия процесса стабилизации давления и дебита вскрываемых пропластков.

Структура коэффициентов фильтрационного сопротивления в несовершенных вертикальных скважинах, вскрывших однородный пласт, имеет вид [1]

$$a_b = \frac{\mu z \cdot P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \left[\ln \frac{R_k}{R_c} + c_1 \right],$$

$$b_b = \frac{\rho_{ст} P_{ат} z T_{пл}}{2\pi^2 l \cdot h^2 T_{ст}} \left[\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} + c_2 \right], \quad (1)$$

где μ — вязкость; Z — коэффициент сверхсжимаемости; $T_{пл}$ — пластовая температура; R_c — радиус скважины; R_k — радиус контура питания вертикальной скважины; k — проницаемость пласта; $T_{ст}$ — температура при стандартных условиях; h — толщина продуктивного пласта; c_1 и c_2 — коэффициенты несовершенства по степени вскрытия; $T_{ст}$ — температура при стандартных условиях; $P_{ат}$ — атмосферное давление; $\rho_{ст}$ — плотность при стандартных условиях; l — коэффициент макрошероховатости.

Коэффициенты несовершенства c_1 и c_2 при степени вскрытия $h_{вс} \leq 0,5h$, как следует из урав-

нений (1), существенно увеличивают расчетные значения коэффициентов фильтрационного сопротивления a_b и b_b . Это приводит к тому, что определяемые средние проектные коэффициенты $a_{б,ср}$ и $b_{б,ср}$, а также коэффициенты проницаемости и проводимости пласта, полученные по результатам исследования несовершенных скважин, существенно отличаются от их истинных значений. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления совершенной вертикальной скважины по известным коэффициентам несовершенных разведочных скважин обусловлено необходимостью их использования при проектировании эксплуатационных скважин и достоверной оценки фильтрационных свойств пласта. При наличии подошвенной воды и вскрытии однородного пласта совершенных вертикальных эксплуатационных скважин не бывает.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления совершенной скважины по известным коэффициентам несовершенной определяются следующим образом:

$$a_b = a_{нec} - \frac{\mu z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} c_1, \quad b_b = b_{нec} - \frac{\rho_{ст} P_{ат} z T_{пл}}{2\pi^2 l \cdot h^2 T_{ст}} c_2, \quad (2)$$

где значения коэффициентов несовершенства c_1 и c_2 согласно [1] могут быть определены аналитически по формулам, из таблиц в зависимости от относительного вскрытия пласта: $\bar{h} = h_{вс} / h$, а также графически по зависимостям $c_1 = f_1(\bar{h})$ и $c_2 = f_2(\bar{h})$. Входящий в коэффициенты $b_{сов}$ и $b_{нec}$ параметр макрошероховатости может быть определен только по данным исследования скважины. Поэтому следует пользоваться формулой (1), предварительно определив коэффициенты $a_{нec}$ и $b_{нec}$ по данным исследования несовершенной скважины. Если обозначить физические свойства газа и пласта через коэффициенты a^* и b^* согласно (3):

$$a^* = \frac{\mu z P_{ат} T_{пл}}{k T_{ст}} \quad \text{и} \quad b^* = \frac{\rho_{ст} P_{ат} z T_{пл}}{l \cdot T_{ст}}, \quad (3)$$

то их значения могут быть определены по известным коэффициентам фильтрационного сопротивления $a_{нec}$ и $b_{нec}$ по формулам:

$$a^* = \frac{a_{\text{нec}} \pi h}{\left[\ln \frac{R_k}{R_c} + c_1 \right]}, \quad b^* = \frac{b_{\text{нec}}}{2\pi^2 h^2} \left[\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} + c_2 \right]. \quad (4)$$

Далее по известным значениям $a_{\text{нec}}$, $b_{\text{нec}}$, a^* , b^* , а также $a^* c_1 / (\pi h)$, $b^* c_2 / (2\pi^2 h^2)$ определяются коэффициенты фильтрационного сопротивления совершенной вертикальной скважины $a_{\text{сов}}$ и $b_{\text{сов}}$. При проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений с использованием вертикальных скважин следует пользоваться этими значениями коэффициентов, если газоносный пласт вскрывается полностью. Если проектные скважины частично несовершенны из-за наличия подошвенной воды, то новые коэффициенты фильтрационного сопротивления определяются по формулам [1]:

$$a_{\text{нов.нec}} = a_{\text{нec.ст}} - \frac{a^*}{\pi h} (c_{1\text{ст}} - c_{1\text{нов}}),$$

$$b_{\text{нов.нec}} = b_{\text{нec.ст}} - \frac{b^*}{2\pi^2 h^2} (c_{2\text{ст}} - c_{2\text{нов}}), \quad (5)$$

где $c_{1\text{нов}}$ и $c_{2\text{нов}}$ — коэффициенты несовершенства проектных скважин, вскрывающих пласт на величину $c_{1\text{нов.пр}} = c_{1\text{ст}} - c_{1\text{нов}}$ и $c_{2\text{нов.пр}} = c_{2\text{ст}} - c_{2\text{нов}}$. С учетом изложенного выше и формулы (5) для проектных скважин с новым несовершенством следует представить в виде

$$a_{\text{нов.нec}} = a_{\text{нec.ст}} - \frac{a^*}{\pi h} c_{1\text{нов.пр}} \quad \text{и}$$

$$b_{\text{нов.нec}} = b_{\text{нec.ст}} - \frac{b^*}{2\pi^2 h^2} c_{2\text{нов.пр}}, \quad (6)$$

Применение горизонтальных скважин для освоения газовых и газоконденсатных месторождений с использованием приближенных методов требует знания величины коэффициентов фильтрационного сопротивления. Это означает, что в условиях отсутствия горизонтальных скважин на стадии разведки месторождения необходимо определить эти коэффициенты по данным исследования несовершенных вертикальных разведочных скважин. В целом коэффициенты фильтрационного сопротивления включают в себя совокупное влияние трех факторов: свойств газа, пористой среды и геометрии зоны, дренируемой скважиной. Поэтому по результатам исследования разведочных и эксплуатационных вертикальных скважин сначала следует определить коэффициенты (a^* и b^*), включающие в себя свойства газа и пористой среды, по формулам (4). Далее, используя эти коэффициенты и геометрию зоны дренирования, создаваемой горизонтальной скважиной, надо определить коэффициенты фильтрационного сопротивления

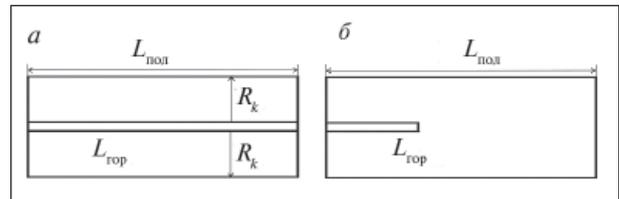


Рис. 1. Схема вскрытия полосообразного пласта горизонтальной скважиной: а — полное; б — неполное; $L_{\text{пол}}$ — длина полосообразного фрагмента залежи; $L_{\text{гор}}$ — длина горизонтального ствола; R_k — радиус контура питания горизонтальной скважины

горизонтальной скважины, вскрывшей однородный полосообразный пласт, симметрично расположенным по толщине и относительно контуров питания горизонтальным стволом по формулам:

$$a_r = \frac{a^*}{2L_{\text{гор}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) - \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right], \quad (7)$$

$$b_r = \frac{b^*}{8L_{\text{гор}}^2} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \ln \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right], \quad (8)$$

где $h_1 = h/2 - R_c$; $L_{\text{гор}}$ — длина горизонтального ствола, принятая в данном случае равной длине полосообразного пласта (рис. 1, а), т. е. $L_{\text{гор}} = L_{\text{пол}}$; $L_{\text{пол}}$ — длина полосообразного фрагмента залежи.

Если длина горизонтального участка скважины меньше длины полосообразного фрагмента залежи: $L_{\text{гор}} < L_{\text{пол}}$ (см. рис 1, б), то производительность горизонтальной скважины определяется следующим образом.

1. Сначала определяется дебит горизонтальной скважины при предположении, что длина полосы фрагмента и длина горизонтального ствола равны, т. е. $L_{\text{гор}} = L_{\text{фр}}$. При этом следует использовать формулу

$$Q_r = \frac{-a_r + \sqrt{a_r^2 + 4b_r(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)}}{2b_r}, \quad (9)$$

где коэффициенты a_r и b_r определяются по формулам (7) и (8), полученным для полного вскрытия полосообразного пласта с симметрично расположенным горизонтальным стволом, т. е. для $L_{\text{гор}} = L_{\text{фр}}$.

2. Затем определяют величины $\bar{L} = L_{\text{гор}} / L_{\text{пол}}$ и $\bar{R}_k = R_k / L_{\text{пол}}$ для заданных проектировщиком размеров фрагмента $L_{\text{фр}}$ и R_k . При этом проектировщик обязан оценить дебит скважины и, исходя из этой величины, выбрать размеры фрагмента из предположения, что скважина будет эксплуатироваться около 30 лет.

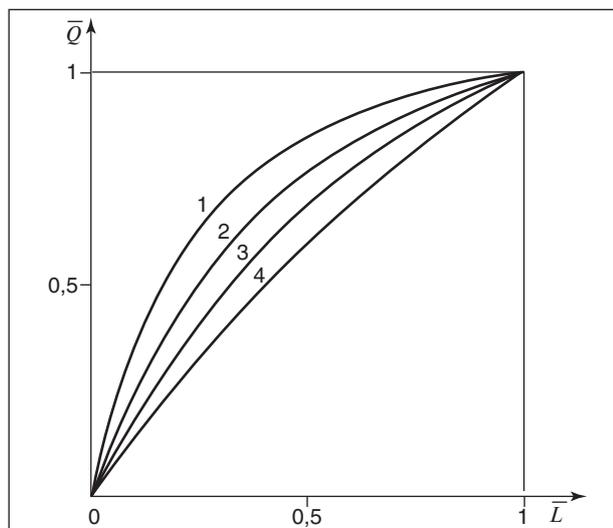


Рис. 2. Зависимость относительного дебита горизонтальной скважины от относительного вскрытия по длине пласта. Кривые 1–4 получены при R_k , равных соответственно 2,5; 1,667; 0,833; 0,4167

3. Далее по известным \bar{L} и \bar{R}_k , используя зависимость относительного дебита \bar{Q} от относительного вскрытия полособразного пласта \bar{L} для принятой величины \bar{R}_k , вычисляют значения \bar{Q} из графика, показанного на рис. 2.

4. Зная дебиты Q_r для полного вскрытия из формулы (9) и значения \bar{Q} из графика, определяют дебит горизонтальной скважины, частично вскрывшей полособразный пласт, из выражения:

$$Q_{\text{непол}} = \bar{Q} \cdot Q_r. \quad (10)$$

Использование изложенного выше метода определения коэффициентов фильтрационного сопротивления a_r и b_r по данным вертикальных разведочных скважин означает, что коэффициенты проницаемости k и макрошероховатости l приняты в вертикальном и горизонтальном направлениях одинаковыми, т. е. вскрываемый пласт изотропный.

Если вертикальная проницаемость вскрываемого пласта меньше горизонтальной:

$$a_r = \frac{\mu z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{k T_{\text{ст}} 2L} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right],$$

$$b_r = \frac{\rho_{\text{ст}} P_{\text{ат}} z T_{\text{пл}}}{l \cdot T_{\text{ст}} 8L^2} \times$$

$$\times \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right]. \quad (11)$$

Для определения вертикальной проницаемости k следует использовать равенство вместо $k_b = 2\kappa \cdot k_r$. Тогда формула (11) примет вид:

$$a_r = \frac{\mu z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{k T_{\text{ст}} 2L} \left[\frac{2}{\kappa h_1} \left(\kappa h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + \kappa h_1} \right) + \frac{R_k - \kappa h_1}{R_c + \kappa h_1} \right],$$

$$b_r = \frac{\rho_{\text{ст}} P_{\text{ат}} z T_{\text{пл}}}{l \cdot T_{\text{ст}} 8L^2} \times$$

$$\times \left[\frac{2}{\kappa h_1} \left(\ln \frac{R_c + \kappa h_1}{R_c} - \frac{\kappa h_1}{R_c + \kappa h_1} \right) + \frac{R_k - \kappa h_1}{(R_c + \kappa h_1)^2} \right], \quad (12)$$

где μ — вязкость; Z — коэффициент сверхсжимаемости; $T_{\text{пл}}$ — пластовая температура; R_c — радиус скважины; R_k — радиус контура питания вертикальной скважины; k — проницаемость пласта; $T_{\text{ст}}$ — температура при стандартных условиях; h — толщина продуктивного пласта, $T_{\text{ст}}$ — температура при стандартных условиях; $P_{\text{ат}}$ — атмосферное давление; $\rho_{\text{ст}}$ — плотность при стандартных условиях; l — коэффициент макрошероховатости; L — длина горизонтальной скважины; κ — параметр анизотропии.

Приведенные выше формулы для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления получены для однородных изотропных и анизотропных пластов с постоянной толщиной и с симметричным размещением ствола по толщине и относительно контуров питания.

С позиции несовершенства по аналогии с вертикальными в горизонтальных скважинах на их продуктивность влияют, в частности, расположение горизонтального ствола по толщине продуктивного пласта и полнота вскрытия удельной площади, приходящейся на долю одной горизонтальной скважины, и форма этой площади. При этом следует учесть то, что разными исследователями формы зоны дренирования принимаются в виде круга, эллипса или прямоугольника с постоянной толщиной.

Такие формы зон дренирования приемлемы только при предположении, что забойное давление постоянно по длине горизонтального участка или его изменение сравнимо с погрешностью измерителей давления и настолько незначительно, что ими можно пренебречь. Кроме того, в значительном числе имеющихся публикаций допускается, что вертикальный ствол делит на две равные части горизонтальный участок, что в реальных условиях практически не встречается (рис. 3).

Использование схемы размещения горизонтального ствола во фрагменте круговой и эллиптической форм (см рис. 3), $L_{\text{гор}} = 2R_k$ при круговой форме зоны дренирования и $L_{\text{гор}} = 2X$ при эллиптической форме, недопустимо, так как

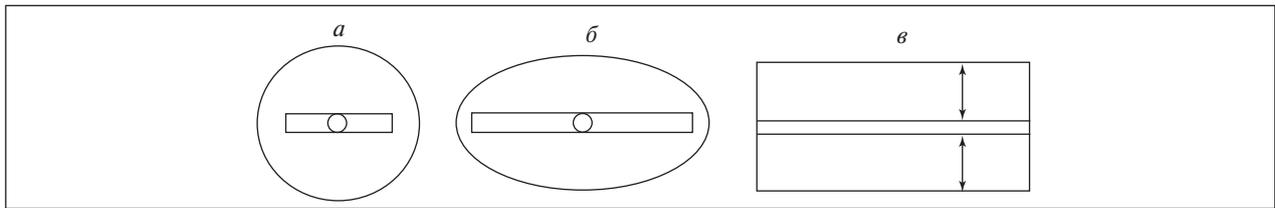


Рис. 3. Схемы форм зоны дренирования, принятые при изучении притока газа к горизонтальному стволу: *a* — круговая, *б* — эллиптическая, *в* — прямоугольная

при этом забойное давление на контуре зоны дренирования должно быть равно пластовому, $P_3 = P_{пл}$, что противоречит постановке задачи. В работах [1, 2] формы зоны дренирования приняты в виде прямоугольника и симметричное размещение горизонтального ствола не обязательно (рис. 7, *б*). Для такого размещения принципиальное значение имеет полнота вскрытия удельной площади вдоль или поперек.

При решении задачи полнота вскрытия выбранной формы в виде прямоугольника не всегда приемлема для обеспечения максимального дебита горизонтальной скважины. Как видно из формул (7) и (8), уменьшение величины расстояния до контуров зоны дренирования R_k и увеличение длины горизонтального ствола $L_{гор}$ приводят к уменьшению коэффициентов фильтрационного сопротивления. Это означает, что при заданной депрессии на пласт горизонтальная скважина будет иметь максимальную производительность. Однако значительное уменьшение R_k приводит к существенному росту длины полосообразного пласта и, следовательно, длины горизонтального ствола, что экономически не всегда оправдано. Взаимосвязь между расстоянием до контура зоны дренирования и длиной полосы обусловлена необходимостью обеспечить скважину ресурсами газа, извлечение которого продолжается около 30 лет. Поэтому полнота вскрытия фрагмента залежи должна быть установлена путем поиска оптимальных размеров фрагмента залежи и оптимального неполного вскрытия фрагмента. Исследования, проведенные нами [3], показали, что для полного вскрытия фрагмента залежи прямоугольной формы наилучшими являются размеры $L_{пол} = L_{гор} = R_k$, т. е. квадратной формы. Для неполного вскрытия фрагмента полосообразной формы с минимизацией величины R_k в [3] рекомендованы зависимости относительного дебита $\bar{Q} = Q_{непол} / Q_{пол}$ и относительного вскрытия $\bar{L} = L_{гор} / L_{пол}$ для определения производительности горизонтальных скважин, частично вскрывших фрагмент залежи, приходящейся на их долю.

Таким образом, асимметричное расположение горизонтального ствола по толщине и неполнота вскрытия фрагмента залежи приводят к снижению дебита горизонтальных скважин. Причем производительность горизонтальных скважин более интенсивно снижается при асимметричном расположении относительно кровли и подошвы горизонтального ствола, чем при неполноте вскрытия. Производительность горизонтальной скважины, неполностью вскрывшей полосообразный фрагмент залежи, определяется по формуле:

$$Q_{непол} = \bar{Q} \cdot Q_{пол} = \bar{Q} \left[\frac{-a_r + \sqrt{a_r^2 + 4b_r (P_{пл}^2 - P_3^2)}}{2b_r} \right], \quad (13)$$

где \bar{Q} — относительный дебит горизонтальной скважины, неполностью вскрывшей полосообразный пласт, определяемый графически из рис. 2 для различных R_k в зависимости от относительного вскрытия \bar{L} .

Под несовершенством вскрытия пласта вертикальным стволом понимается полнота вскрытия толщины продуктивного разреза. Как правило, скважинами газоносную толщину вскрывают неполностью (рис. 4) и поэтому они оказываются несовершенными по степени вскрытия. Большинство имеющихся наклонных стволов скважин обусловлены необходимостью

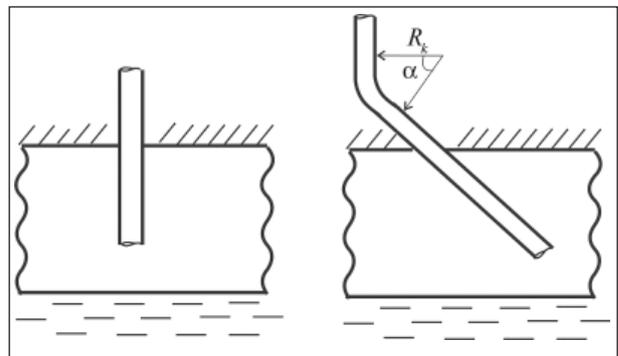


Рис. 4. Профиль вертикальных и наклонных скважин, вскрывших сеноманскую залежь Ямбургского ГКМ

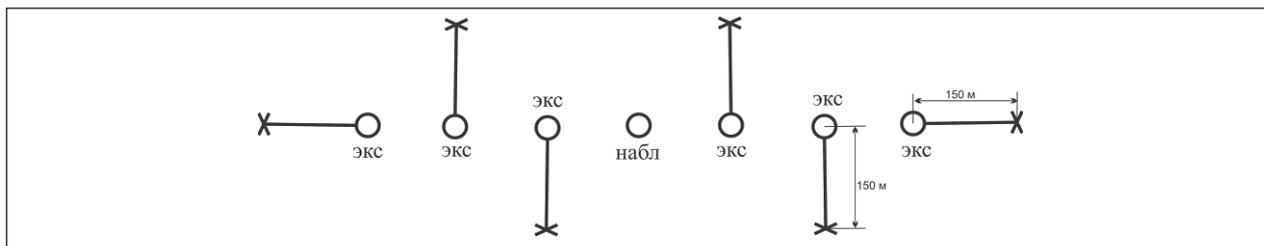


Рис. 5. Схема кустового размещения скважин, вскрывших сеноманскую залежь (6 эксплуатационных и 1 наблюдательная скважины)

их кустового размещения (рис. 5) на крупнейших месторождениях: Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье и т. д.

Профиль наклонных скважин, пробуренных с кустов на названных выше месторождениях, показан на рис. 6. При вскрытии продуктивного разреза наклонными скважинами несовершенство по степени вскрытия следует определить путем использования относительного вскрытия наклонным стволом с постоянным зенитным углом α $\bar{h} = h_{вск} / h_{пл.нак}$ или пересчетом длины наклонного вскрытия $h_{вс.нак}$ и пласта $h_{пл.нак}$ на вертикальные толщины по формуле

$$h_{вер} = h_{вск.нак} \cdot \sin \alpha. \quad (14)$$

Неполное вскрытие продуктивного разреза снижает производительность скважин и учитывается путем введения в формулу притока коэффициентов несовершенства по степени вскрытия c_1 и c_2 , определяемые по формулам:

$$c_1 = \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{h} + \frac{1 + \bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{1,6(1 - \bar{h}^2)}{\bar{R}_c} \quad \text{и} \quad c_2 = \frac{1}{\bar{h}}, \quad (15)$$

где $\bar{h} = h_{вс} / h$ и $\bar{R}_c = R_c / h$.

При вскрытии анизотропного пласта коэффициенты несовершенства $c_{1\text{анизотр}}$ и $c_{2\text{анизотр}}$ приближенно можно определить по формулам:

$$c_1 = \frac{1}{[k_v / k_r]^{0,5}} \ln \frac{\bar{R} - (1 - \bar{h})}{\bar{h}} - \ln \bar{R} \quad \text{и} \quad c_2 = (c_1 + \ln \bar{R}) / \bar{h} \ln \bar{R}, \quad (16)$$

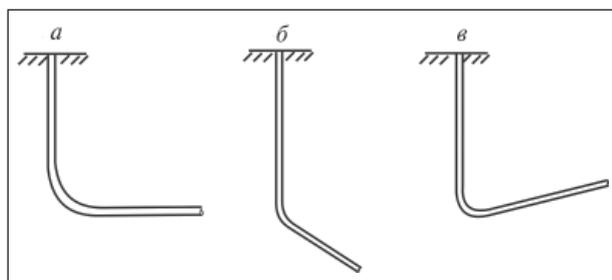


Рис. 6. Схемы профилей вскрытия пласта горизонтальным стволом

где k_v , k_r — соответственно проницаемости пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Несовершенство по степени вскрытия однородного пласта применительно к вертикальной и наклонной скважинам не приемлемо для горизонтальных скважин.

На производительность горизонтальных скважин влияют:

- расположение горизонтального ствола по толщине пласта.
- форма, размеры зоны, дренируемой горизонтальной скважиной и полноты вскрытия этой зоны горизонтальным стволом.

Вскрытие пласта горизонтальным стволом по толщине зависит от профиля горизонтального участка. Имеются три показанные на рис. 6 разновидности профиля горизонтальной скважины: горизонтальный (а), нисходящий (б) и восходящий (в).

При горизонтальном профиле вскрытия пласта производительность скважин существенно зависит от расположения ствола по толщине и толщины вскрываемого пласта.

Асимметричное расположение горизонтального ствола относительно кровли и подошвы продуктивного пласта приводит к увеличению коэффициентов фильтрационного сопротивления из-за увеличения расстояния от произвольной точки пласта по толщине до стенки горизонтального ствола (рис. 7), а также вследствие отсутствия полноценного притока газа вблизи кровли пласта, а если скважина расположена ближе к подошве пласта, то из-за отсутствия полноценного притока газа снизу.

Профиль нисходящий или восходящий используется с целью вскрытия всех пропластков по толщине, если вертикальная связь между пропластками затруднена. Такие профили являются практически аналогами симметричного расположения горизонтального ствола с постоянной проницаемостью (при хорошей гидродинамической связи между пропластками по толщине).

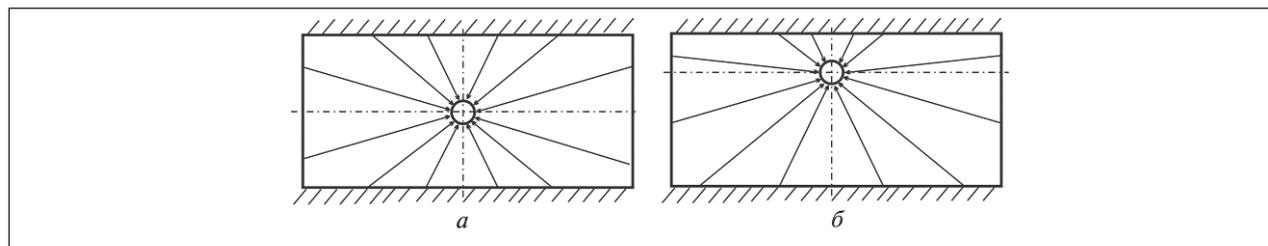


Рис. 7. Схема линий тока при симметричном (а) и асимметричном (б) расположении горизонтального ствола по толщине

Следует отметить, что если пласт представлен неоднородными (по емкостным и фильтрационным свойствам) пропластками и гидродинамическая связь между ними затруднена, то

его вскрытие с такими профилями и с одним зенитным углом приводит к неравномерному дренированию пропластков в соответствии с их емкостными и фильтрационными свойствами.

Литература

1. Алиев З. С., Шеремет В. В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. — М.: Недра, 1995.
2. Babu D. K., Odeh A. S. Productivity of horizontal well. SPE 18928. 1998.
3. Алиев З. С., Ребриков А. А. Анализ зон, дренируемых горизонтальной скважиной // Oil & Gas Eurasia. — 2005. — №10. — С. 32–36.

Вниманию специалистов!

М. М. Элланский, Цзинь Чжицзюнь, Г. Качофа

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Рассматриваются методы моделирования поисково-разведочных работ на нефть и газ как целостной единой системы. В эту систему входят следующие подсистемы: количественный прогноз ресурсов нефти и газа, создание систем поисковых и разведочных скважин, прогноз процедуры открытия новых залежей по величине их запасов, динамика поисково-разведочного процесса, геолого-экономическая оценка эффективности поисково-разведочных работ с учетом геологических и экономических рисков. Показывается, что моделирование поисково-разведочного процесса необходимо как для планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ, так и для управления этими работами.

М.: Издательство «Техника», 2007. — 160 с.

А. Г. Калинин, В. И. Власюк, О. В. Ошкордин, Р.М.Скрябин

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Учебник по бурению скважин при поисках и разведке полезных ископаемых. Отражены требования новых учебных программ, включены разделы, содержащие теоретические и практические основы разведочного бурения, направленного бурения, техники и технологии бурения разведочных скважин на россыпные, жидкие и газообразные полезные ископаемые. Представлены различные технологии бурения. Описаны специальные работы. Приводятся сведения о физико-механических свойствах пород. Рассмотрены технические средства и оборудование для бурения геологоразведочных скважин. Особое внимание уделено проблемам очистки ствола и забоя и креплению скважин, геофизическим исследованиям в стволе скважины, проблемам искусственного искривления скважин. Приводятся материалы по организации работ в бурении, а также по технике безопасности ведения буровых работ и экологии.

Книга предназначена широкому кругу специалистов, а также студентам и аспирантам геологоразведочных специальностей вузов.

М.: Издательство «Техника», 2004. — 528 с.

Разработка состава, содержащего многофункциональное ПАВ, для кислотного гидравлического разрыва пласта в карбонатных коллекторах

М. А. Силин, Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина, В. В. Пономарева,
М. М. Мухин, Д. Н. Малкин, А. Г. Мишкин
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина,
ОАО «Татнефть-Лениногорск РемСервис»

В настоящее время нефтяная отрасль в целом переживает достаточно неблагоприятную геолого-технологическую обстановку, что проявляется в росте трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ). Увеличивается количество вводимых в разработку месторождений с осложненными геолого-физическими условиями, повышается количество разрабатываемых карбонатных коллекторов, насыщенных высоковязкими нефтями. В сложившихся условиях одной из самых актуальных задач является создание и внедрение новых способов и технологий воздействия на карбонатные коллектора с целью получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений. Одной из наиболее эффективных технологий интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах является кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП).

В этом процессе при давлении, превышающем давление разрыва, в скважину последовательно закачивается высоковязкая жидкость и раствор соляной кислоты. Высоковязкая жидкость (жидкость разрыва), с одной стороны, образует магистральную трещину, а с другой, заполняет каверны и естественные трещины с высокой проницаемостью, не позволяя попадать в них кислоте, поступающей следом. Закачиваемый раствор соляной кислоты разъедает породу вдоль направления трещины преимущественно в низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоях, так как высокопроницаемые заполнены гелем. Закачка следующих пачек жидкости разрыва и раствора соляной кислоты еще больше увеличивает протяженность трещины и, таким образом, поверхность фильтрации.

В 2002 г. в ОАО «Татнефть» было предложено проведение кислотного гидравлического разрыва пласта, включающего в себя циклическую закачку высоковязкой жидкости — водного полисахаридного геля на основе комплекса гелирующего «Химекс-В» (ТУ 2499-038-17197708–98) и ингибированной соляной кислоты.

Первое практическое применение циклических кислотных ГРП на месторождениях Респу-

блики Татарстан позволило сделать следующие выводы:

- при закачке первых кубов вязкой жидкости в качестве «подушки» между объемами кислотного раствора наблюдалось снижение вязкости геля. Это объясняется загрязнением геля остатками кислотного раствора при прохождении через смесительный агрегат;

- для увеличения охвата воздействием и проникновения кислотного раствора в карбонатный коллектор требуется увеличение объема соляной кислоты;

- с целью исключения прорыва трещин, создающихся при КГРП, за перекрывающие экраны (перемычки), с учетом горно-геологических условий залегания карбонатных коллекторов Республики Татарстан, необходимо уменьшение темпа нагнетания жидкостей КГРП. При этом для увеличения глубины обработки матрицы необходимо снижение скорости реакции кислотного раствора с карбонатной породой.

Для обработок с соляной кислотой применяются различные добавки: ингибиторы коррозии, ингибиторы осадкообразования, деэмульгаторы, понизители скорости реакции, ПАВ, число которых достигает 5 и более компонентов. Они решают различные проблемы, возникающие при применении кислоты. Это высокое значение коррозии, межфазного натяжения на границе с углеводородами, а также вторичное осадкообразование, повышенная скорость реакции с водонасыщенной породой и образование осадков и эмульсий с пластовыми флюидами.

Для дальнейшего продолжения работ КГРП в ОАО «Татнефть» необходимо было разработать композицию многофункционального ПАВ, эффективного в условиях карбонатных месторождений Татарстана, которая бы решала проблемы, возникающие при использовании растворов соляной кислоты.

Результаты лабораторных исследований, представленные в данной статье, показывают, что возможно увеличить эффективность технологии кислотной обработки за счет добавления в

соляную кислоту многофункционального ПАВ — Нефтенол К. Этот реагент был разработан специалистами Института промышленной химии при РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина совместно со специалистами ОАО «Татнефть».

Нефтенол К представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения. Катионоактивный ПАВ (КПАВ), входящий в состав Нефтенола К, при термической деструкции не выделяет летучих хлорсодержащих продуктов, поэтому не оказывает отрицательного влияния на дальнейшую переработку нефти. Анионоактивный ПАВ (АПАВ), входящий в состав Нефтенола К, не выделяет осадков на контакте с минерализованной пластовой водой, так как образует водорастворимые соединения при взаимодействии с растворами солей таких металлов, как Mg, Ca, Fe и др.

Соляная кислота, обработанная Нефтенолом К, за счет снижения межфазного натяжения на границе с углеводородом более глубоко проникает в низкопроницаемую часть пласта, насыщенный нефтью, в результате увеличивается проницаемость обработанной области.

В лабораторных условиях была проведена оценка изменения межфазного натяжения на границе кислотного раствора и керосина (ТС-1). Для исследований бралась ингибированная 12%-ная соляная кислота. Концентрация Нефтенола К изменялась от 0,5 до 6%. Результаты опытов представлены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, межфазное натяжение на границе кислоты, обработанной Нефтенолом К, и керосина резко снижается — так, если для соляной кислоты оно составляет 35,90 мН/м, то добавление 2% Нефтенола К снижает показатель межфазного натяжения до 2,34 мН/м (в 15 раз), добавление же 4% ПАВ снижает этот показатель до 0,10 мН/м (в 225 раз). Таким образом, можно сделать вывод о том, что добавление многофункционального ПАВ Нефтенола К сильно увеличивает возможность проникновения кислотного раствора в низкопроницаемый нефтенасыщенный коллектор.

Существенным недостатком кислотных составов является коррозионная агрессия рабочих растворов, что снижает прочностные характеристики оборудования. Эта проблема обычно решается добавлением в кислоту различных ингибиторов коррозии. Однако действие ингибиторов ограничено во времени и, как правило, они склонны вступать в реакцию с применяемыми ПАВ и другими добавками. Проведенные исследования показали, что Нефтенол К совместим

Табл. 1. Значения межфазного натяжения на границе кислотного раствора и углеводородов

Состав	Межфазное натяжение на границе с ТС-1, мН/м
12%-ная соляная кислота ингибированная	35,90
12%-ная соляная кислота ингибированная + Нефтенол К (0,5 %)	3,68
12%-ная соляная кислота ингибированная + Нефтенол К (2 %)	2,34
12%-ная соляная кислота ингибированная + Нефтенол К (4 %)	0,16
12%-ная соляная кислота ингибированная + Нефтенол К (6 %)	Менее 0,10

со всеми ингибиторами коррозии, которые применяются в РФ в качестве добавок в соляную кислоту.

В процессе исследований решался вопрос о том, насколько может Нефтенол К снизить коррозионную активность по сравнению с другими ПАВ, применяемыми при кислотных обработках. Оценивалось, как долго это снижение коррозионной активности может сдерживаться Нефтенолом К. Для сравнения брались несколько составов ингибированной 12%-ной соляной кислоты с различными добавками ПАВ. Результаты опытов представлены в табл. 2.

Из представленных данных следует, что добавка в растворы соляной кислоты широко применяемых ПАВ в основном приводит к потере рабочим раствором кислоты антикоррозионных свойств, что негативно сказывается на сохранности подземного оборудования нефтяных скважин и приводит к сокращению межремонтных периодов их эксплуатации. Добавка же Нефтенола К незначительно, но все же снижает скорость коррозии ингибированной соляной кислоты (до 0,18 г/м²·ч). Что же касается сроков работы реагента, то ингибированная соляная кислота сохраняет скорость коррозии на низком уровне (порядка 0,20 г/м²·ч) в течение месяца, а добавление 4% Нефтенола К сохраняет скорость коррозии (до 0,18 г/м²·ч) ингибированной соляной кислоты в течение полугода.

Еще одной проблемой применения кислотных составов является выпадение нерастворимых осадков — гидроксидов железа, образующихся в результате взаимодействия кислоты с соединениями железа, содержащимися как в породе, так и на стенках скважинного оборудования. Таким образом, одним из требований,

Табл. 2. Скорость коррозии кислотных растворов обработанных различными ПАВ

Состав	Скорость коррозии, г/м ² ·ч	Примечание
12%-ная соляная кислота ингибированная	0,20	Раствор мутный
12%-ная соляная кислота ингибированная + Нефтенол К (4 %)	0,18	Раствор прозрачный
12%-ная соляная кислота ингибированная + Неонол 9-10 (4%)	0,28	Раствор прозрачный
12%-ная соляная кислота ингибированная + МЛ-81Б (4%)	0,36	Раствор очень мутный

предъявляемых к кислотным составам, является способность последними удерживать ионы железа в растворе.

В ходе исследований было выявлено, что раствор соляной кислоты с добавкой Нефтенола К намного эффективнее удерживает в растворе ионы железа, чем просто соляная кислота. Литр ингибированной 12%-ной соляной кислоты удерживает только 0,001 г железа, тогда как кислота, обработанная 4% Нефтенола К, удерживает 5 г железа, что в 50 000 раз больше.

Основными объектами взаимодействия соляной кислоты с породой являются карбонатные материалы — известняк или доломит. Обработка пород-коллекторов кислотами часто сопровождается бурной реакцией, когда в начальный период времени весь объем закачанной кислоты

реагирует, не успевая проникнуть в глубину пласта. В результате эффект от кислотной обработки сводится к минимуму. На рис. 1 представлены результаты исследований изменения скорости растворения карбонатной породы кислотными растворами: ингибированной 12%-ной соляной кислотой, обработанной 4% Нефтенола К.

В табл. 3 более детально представлены результаты эксперимента по определению скорости растворения карбонатной породы при температуре 20°C.

Из представленных данных видно, что ингибированная соляная кислота характеризуется более бурной реакцией с карбонатной породой, чем ее растворы с Нефтенолом К. При добавлении 4% Нефтенола К скорость реакции в течение первых 10 мин более чем в 4 раза ниже, чем у необработанной ПАВ ингибированной соляной кислоты. В то же время, в процессе обработки скорости растворения карбонатной породы соляной кислотой с добавлением Нефтенола К становится более высокой, чем у ингибированной соляной кислоты без добавки ПАВ. Это также подтверждает возможность более глубокого проникновения кислоты, обработанной Нефтенолом К, в пласт.

Часто при взаимодействии кислот с нефтями в процессе проведения кислотных обработок образуются устойчивые эмульсии и велика вероятность выпадения асфальто-смолистых и парафинистых отложений (АСПО) из нефти. При контакте кислоты с пластовыми водами выпадают осадки. Проводилась оценка совместимости соляной кислоты, облагороженной Нефтенолом К, с нефтью и пластовой водой. Для сравнения изучались и другие добавки ПАВ к соляной кислоте. Исследования показали, что только добавление Нефтенола К в соляную кислоту препятствует данным осложнениям, а именно не образуются эмульсии, конгломераты АСПО, не выпадают минеральные осадки. Результаты исследований представлены в табл. 4.

Наглядно результаты эксперимента представлены на фото: например, при пропускании через мелкоячеистое сито смеси 15%-ной инги-

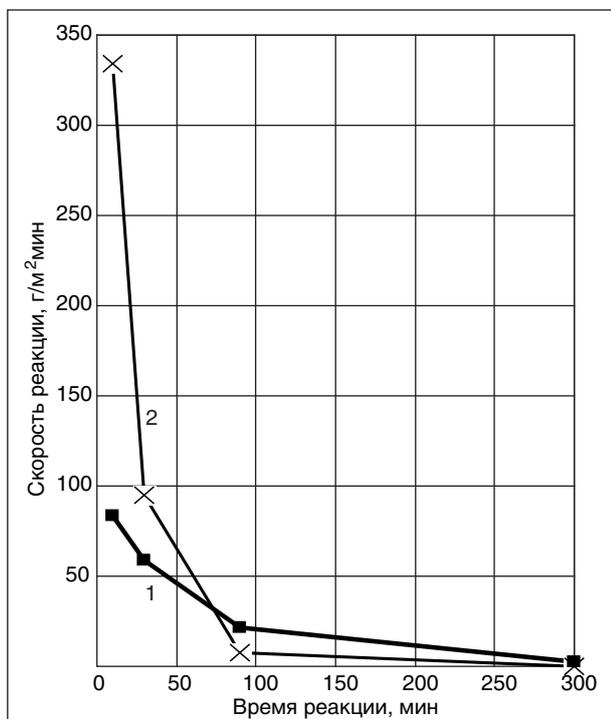


Рис. 1. Динамика изменения скорости растворения карбонатной породы при температуре 20°C: 1 — 12%-ная HCl ингибированная; 2 — 12%-ная HCl ингибированная + 4% Нефтенол К

Табл. 3. Скорость растворения карбонатной породы кислотными растворами

Состав	Время реакции, мин	Скорость реакции, г/м ² мин	Растворимость породы (количество растворенной породы), % мас.
12%-ная HCl ингибированная	10	334,13	90,02
	30	94,94	73,32
	90	7,67	18,63
	300	0,10	0,54
12%-ная HCl ингибированная + Нефтенол К (4%)	10	83,30	11,10
	30	58,80	25,80
	90	21,30	28,80
	300	0,70	2,87

Табл. 4. Характеристика устойчивости кислотных растворов к образованию эмульсий при взаимодействии с нефтями и пластовыми водами

Состав	Цвет раствора и растворимость ПАВ	Образование эмульсии при 80°C	Фильтруемость при 80°C
12%-ная ингибированная HCl + Нефтенол К(4%)	Раствор прозрачный коричневатого цвета. ПАВ растворяется моментально	Эмульсия расслаивается быстро и полностью	Сетка после фильтрации чистая
12%-ная ингибированная HCl + Неонол 9-10 (2%)	Раствор прозрачный коричневого цвета. ПАВ растворяется медленно при перемешивании	Эмульсия долго не расслаивается	После фильтрации эмульсия задерживается на сетке
12%-ная ингибированная HCl + Сульфанол (2%)	Раствор мутный желто-коричневый. ПАВ растворяется медленно при перемешивании	Эмульсия расслаивается быстро и полностью	После фильтрации сетка чистая
12%-ная ингибированная HCl + ИВВ-1 (4%)	Раствор прозрачный коричневого цвета. ПАВ растворяется быстро	Эмульсия расслаивается не сразу. При этом кислотный состав становится по цвету темным, как нефть	Эмульсии нет. Сетка чистая
12%-ная ингибированная HCl + МЛ-81Б (4%)	Цвет желто-коричневый. Раствор очень мутный. ПАВ растворяется медленно	Эмульсия расслаивается за 60 мин приблизительно на 70 %	Эмульсия протекает через сетку. Сетка чистая

бированной соляной кислоты, не содержащей ПАВ, с нефтью обнаруживается большой осадок АСПО (рис. 2), тот же эксперимент с добавлением в кислоту Нефтенола К не дает осадка, и сито остается чистым (рис. 3).

Из результатов многочисленных экспериментов, проводимых в ИПХ при РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина следует, что как легкие нефти, так и более тяжелые нефти образуют при взаимодействии с растворами соляной кислоты большое количество осадков. Добавка 4–5% об. Нефтенола К позволяет снять проблему образования осадков и ускорить процесс разделения эмульсий. Однако необходимо учитывать, что к каждой нефти нужно подходить индивидуально, например, в одних случаях необходимо варьировать концентрацией Нефтенола К, в других случаях концентрацией кислоты.

Исследования показали, что разработанный Нефтенол К обладает рядом преимуществ:

- снижает межфазное натяжение;
- ингибирует скорость коррозии;
- препятствует образованию вторичных осадков;
- замедляет скорость реакции кислоты с породой;
- препятствует образованию эмульсий и осадков при взаимодействии с пластовыми флюидами.

Эти свойства позволяют облагородить кислотные растворы и улучшить качество проводимых мероприятий в случае кислотных обработок (КО) и КГРП.

Анализируя проведенные гидрокислотные разрывы пласта на месторождениях ОАО «Татнефть» в период с 2002 по 2004 г., можно сказать, что данный вид работ позволяет значительно увеличить дебит скважин в карбонатных отложениях, а также в большинстве случаев снизить процент обводненности скважин и, та-



Рис. 2. Осадок АСПО после взаимодействия 15%-ной ингибированной HCl (без ПАВ) с нефтью



Рис. 3. Взаимодействие 15%-ной ингибированной HCl с добавкой 4% об. Нефтенола К с нефтью месторождения не дает осадков АСПО

ким образом, улучшить технико-экономические показатели разработки месторождений с осложненными геолого-физическими условиями.

По этой технологии успешно проведены КГРП в карбонатных отложениях Ашальчинского, Чегодайского, Пионерского, Ивашкино — Мало-Сульчинского и ряда других месторождений Татарстана, где основные запасы нефти сосредоточены в пластах верей-башкирского

горизонта и турнейского подъяруса. На данный момент проведено более 40 процессов КГРП и получены следующие результаты:

- увеличение дебита нефти в среднем в 1,5–2 раза при сохранении существующей обводненности;
- средняя продолжительность эффекта составляет более 2 лет;
- успешность проведения КГРП составляет более 85%.

Литература

1. Муслимов Р. Х., Шавалеев А. М., Хисамов Р. Б. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. Т. II. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995. — 286 с.
2. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К. Интенсификация добычи нефти. — М.: Наука, 2000.
3. Сургучев М. А. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985. — 235 с.
4. Правдюк А. Н., Мишкин А. Г., Магадова Л. А. Развитие кислотного гидроразрыва карбонатных пластов на месторождениях ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. — 2005. — №3. — С. 76.

Расчет поправки к радиусу отхода забоев на интерференцию скважин в кусте

И. Л. Евстафьев
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Для разработки морских газовых залежей применяются различные системы размещения добывающих скважин, определяемые способом обустройства месторождения. Как показывает опыт эксплуатации залежей, рациональным вариантом расположения забоев скважин представляется круговая батарея, радиус которой будет определять в значительной мере процесс дренирования залежи и, соответственно, весь комплекс технологических и экономических показателей разработки [1].

Известно, что в процессе освоения газовой залежи формируется общая депрессионная воронка, которая осложняется локальными депрессионными воронками от работы отдельных скважин. С точки зрения теории проектирования образование глубоких депрессионных воронок, как общей, так и локальных, негативно влияет на динамику показателей разработки.

Система равномерного размещения скважин на площади газоносности залежи позволяет дренировать запасы без опасности возникновения глубоких депрессионных воронок. Это означает, что на протяжении всего периода разработки пластовые давления вблизи каждой скважины можно условно считать одинаковыми и близкими к среднему пластовому давлению по залежи. При равномерном размещении скважин изменение рабочих дебитов определяется изменением во времени среднего пластового давления по залежи в целом [2].

В условиях замерзающих морей широкое применение находят схемы разработки морских месторождений, предполагающие использование стационарных гидротехнических сооружений. Это решение обусловлено в основном возможностью производить буровые работы и работы по ремонту скважинного оборудования круглогодично, т. е. не привязывая сроки их проведения к специфическим природно-климатическим условиям северных районов. С другой стороны, подобные схемы разработки неизбежно вызывают концентрацию добывающих скважин вокруг единого центра – гидротехнического сооружения. Данный факт обуславливает низкий охват залежи дренированием, соответственно, зональное понижение пластового и забойных давлений, как следствие, – повышение вероятности уско-

ренного продвижения воды к забоям скважин и вынужденная необходимость преждевременного ввода компрессорных станций [3].

Для предупреждения негативных последствий, присущих процессу разработки залежи при реализации системы размещения скважин с явно выраженным центром, необходимо проектировать разработку горизонтальными скважинами с большим радиусом отхода забоев в продуктивном пласте. Величина радиуса отхода будет напрямую зависеть от плотности сетки скважин, т. е. от количества добывающих скважин в кусте. Нетрудно оценить, что увеличение фонда скважин с сохранением первоначального радиуса отхода забоев приведет к более интенсивному дренированию запасов вокруг центра куста, что ускорит процесс падения пластового давления в разбуренной зоне пласта и увеличит темп образования общей депрессионной воронки. Наоборот, увеличение радиуса отхода, следовательно, расстояния между забоями скважин с сохранением первоначального количества добывающих скважин окажет благоприятное влияние на динамику технологических показателей разработки.

В данной работе ставится задача обоснования величины поправки к радиусу отхода забоев горизонтальных газовых скважин в зависимости от плотности сетки скважин в кусте. Следует ввести допущение о том, что скважины имеют единую конструкцию, т. е. у всех скважин одинаковые внутренний и внешний диаметры, длина горизонтального ствола в продуктивном пласте, профиль скважины и радиус отхода забоев. Обязательным условием решения задачи является обеспечение фондом проектного объема добычи газа из залежи. Практика проектирования показала, что на стадии принятия технико-технологических решений по освоению залежи для приблизительно точного решения задачи необходимо и достаточно провести серию несложных математических расчетов.

Предполагается, что на площади рассматриваемой залежи пробурены разведочные скважины и получены результаты гидродинамических исследований и отбора керна. Соответственно, после обработки результатов исследований разведочных скважин на стационарных режи-

мах были получены значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений a и b . Для горизонтальных скважин истинные значения коэффициентов $a_{гор}$ и $b_{гор}$, как правило, оказываются ниже значений, определенных для разведочных скважин. Зная предполагаемую конструкцию проектных скважин, принимаем известными значения коэффициентов.

Установим предельную депрессию на пласт Δp_{max} , величина которой обосновывается исходя из технологического режима эксплуатации скважин и прочностных характеристик пород коллектора. Требуемую суточную добычу газа из залежи $Q_{сут}$ принимаем в заданном объеме. Кроме этого, считаем известным минимальный радиус отхода забоев скважин в пласте R , при котором будет обеспечиваться отбор газа из залежи в требуемом объеме.

На первом шаге из уравнения притока газа в пласте определяется оценочный дебит скважин:

$$(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)_{max} = a_{гор} q_{оц} + b_{гор} q_{оц}^2, \quad (1)$$

где $(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)_{max}$ – разница квадратов пластового и забойного давлений при предельной допустимой депрессии на пласт $\Delta p_{max} = p_{пл} - p_{заб}$.

Затем определяется количество добывающих скважин, которые при работе на дебите $q_{оц}$ позволят обеспечить требуемый объем суточной добычи газа:

$$N = \frac{Q_{сут}}{q_{оц}}. \quad (2)$$

Исходя из условия равномерного дренирования запасов газа, расположим скважины в пласте в виде круговой батареи на одинаковом расстоянии забоев друг от друга (рис. 1). Тогда для двух любых соседних скважин минимальное расстояние между крайними точками их забоев составит

$$L = 2R \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right), \quad (3)$$

где $\alpha = 360^\circ/N$ — угол между стволами соседних скважин.

Расстояние по окружности между соседними забоями составит

$$l = \frac{2\pi R}{N}. \quad (4)$$

Параметр L справедливо считать минимальным расстоянием, при котором будет обеспечиваться требуемый отбор газа.

Так как оценочный дебит скважин рассчитывается для случая предельно допустимой депрес-

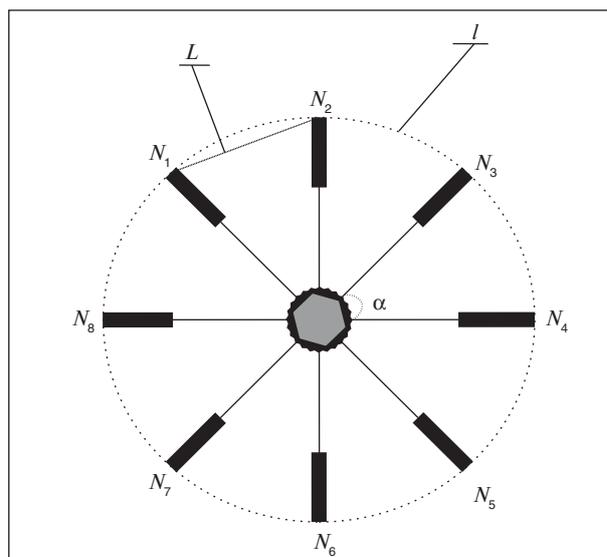


Рис. 1. Схема размещения восьми добывающих скважин в виде круговой батареи

сии на пласт, можно условно принимать данный дебит максимальным. Поскольку эксплуатация залежи должна осуществляться при меньшей депрессии, величина проектного рабочего дебита скважин должна быть ниже оценочной. Очевидно, что уменьшение рабочего дебита при сохранении уровня годовой добычи газа обуславливает увеличение потребного числа добывающих скважин, следовательно, уплотнение проектной сетки и сокращение расстояния между забоями соседних скважин.

Как было отмечено ранее, уменьшение расстояния между забоями скважин оказывает негативное воздействие на процесс разработки, приводит к более интенсивному образованию глубоких депрессионных воронок. Если с увеличением фонда расстояние между забоями соседних скважин оказывается меньше минимального, возникает необходимость сохранить его на уровне значения L , для чего требуется увеличить начальный радиус отхода R на величину $\Delta R_{интф}$ (рис. 2). Указанный параметр $\Delta R_{интф}$ назовем поправкой к минимальному радиусу отхода забоев R на интерференцию скважин.

Необходимо отметить, что, возможно, увеличение числа скважин в кусте не приведет к существенному ухудшению динамики технологических показателей. В таком случае удлинение скважин окажет отрицательное воздействие на экономические показатели освоения. Поэтому в рамках предлагаемого алгоритма рекомендуется принимать проектные решения о целесообразности увеличения радиуса отхода

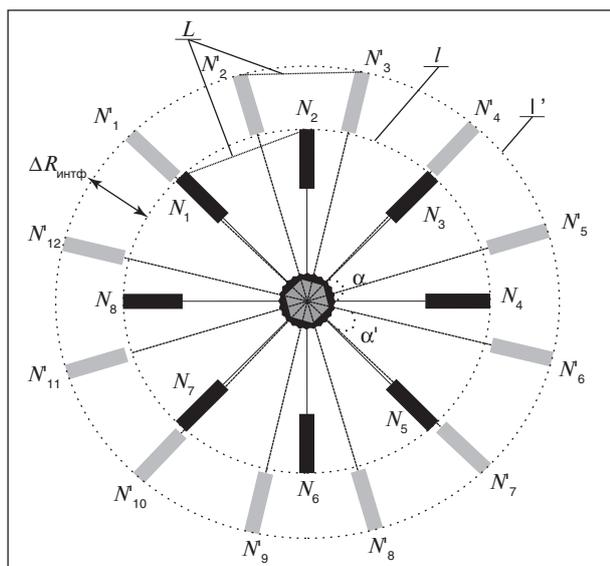


Рис. 2. Схема размещения восьми N и двенадцати N' добывающих скважин в виде круговой батареи с единым центром при постоянном значении параметра L

скважин после проведения расчетов технологических показателей и оценки экономической эффективности.

Проектное число добывающих скважин N' , которые при рабочем дебите $q_{\text{раб}}$ будут обеспечивать требуемый суточный отбор газа $Q_{\text{сут}}$, можно определить из уравнения

$$N' = \frac{Q_{\text{сут}}}{q_{\text{раб}}}, \quad (5)$$

где $q_{\text{раб}}$ — рабочий дебит скважин в период постоянной добычи газа, рекомендованный проектом разработки.

После этого для уточненного фонда скважин вычисляется новое значение угла $\alpha' = 360/N'$.

Зная угол между стволами соседних скважин и величину параметра L , для расчета поправки к минимальному радиусу отхода на интерференцию скважин в кусте можно использовать следующую формулу:

$$\Delta R_{\text{интф}} = \frac{L/2}{\sin(\alpha'/2)} - R. \quad (6)$$

Выражение (6) позволяет численно оценить, на какую величину поправки следует увеличить радиус отхода забоев добывающих скважин, работающих с проектным дебитом, чтобы требуемый отбор газа из залежи обеспечивался в полном объеме.

Основные выводы:

1. Одним из возможных способов минимизации негативных последствий уплотнения сетки скважин представляется увеличение радиуса отхода забоев на величину параметра поправки на интерференцию скважин в кусте при сохранении первоначального расстояния между забоями соседних скважин.

2. Данный алгоритм может быть использован на стадии проектирования как один из способов сохранения величины отбора газа при условии увеличения числа проектных скважин. Окончательное решение о целесообразности увеличения радиуса отхода следует принимать на основании технико-экономических показателей разработки газовой залежи.

Литература

1. Евстафьев И. Л., Семенов А. М., Чернов Ю. Я. Об оптимизации радиуса батареи добывающих скважин морского газового месторождения // Тезисы международной конференции: Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности, Москва, 15–16 октября, 2008. — С. 33.
2. Коротаев Ю. П., Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1981. — 296 с.
3. Евстафьев И. Л., Семенов А. М., Чернов Ю. Я. Чувствительность показателей разработки к изменению параметров фильтрационной модели морского газового месторождения при различных концепциях обустройства // Технологии нефти и газа. — 2008. — №6. — С. 60–64.

Композиционно-волоконистая труба нефтегазового назначения

Э. З. Ягубов

Филиал Тихоокеанского государственного
экономического университета, г. Находка

Трубопроводный транспорт является наиболее экономичным и эффективным видом транспорта жидких, газообразных и сыпучих сред.

В настоящее время на территории России эксплуатируется более 200 тыс. км магистральных нефтегазопроductопроводов и 350 тыс. км — промысловых [1]. Однако состояние трубопроводных транспортных систем оставляет желать лучшего. Число аварий увеличивается с каждым годом ввиду их изношенности и ветхости (около 70% трубопроводов эксплуатируются более 20 лет [2], срок службы более 300 тыс. км нефте-, газо-, продукто-, водо-, канализационных и других технологических трубопроводов диаметром от 219 до 1600 мм истек или истекает в ближайшие годы). Статистические данные говорят о том, что уже сейчас 42% трубопроводов не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17% служат менее двух лет. По другим данным [3] более 50% трубопроводов, по которым транспортируют агрессивные среды, имеют срок службы от одного месяца до двух лет.

Протяженность магистральных газопроводов России составляет около 150 тыс. км [4], в том числе по диаметрам, мм: 1420 — 49600 км, 1220 — 25060 км, 1020 — 16495 км, 820 — 4527 км, 720 — 11414 км, 530 — 11825 км, 426 и менее — 29860 км [5]. Из них газопроводы со сроком службы от 10 до 32 лет составляют 64%, на долю газопроводов, находящихся в эксплуатации более 30 лет, приходится 14% (при этом средний возраст газопроводов равняется 22 годам при нормативном сроке эксплуатации в 33 года), и лишь 22% газопроводов эксплуатируются менее 10 лет, около 16 тыс. км газопроводов нуждаются в переизоляции и ремонте, по причине потенциальной опасности более 21 тыс. км газопроводов эксплуатируются при пониженных давлениях [5, 6]. По данным владельца магистральных нефтепроводов — компании «Транснефть», в настоящее время на территории России действует 46800 км стальных трубопроводов диаметром от 530 до 1220 мм, по которым потребителям перекачивается под высоким давлением почти вся добываемая в стране нефть. Около половины нефтепроводов было построено 30–50 лет назад, и срок их обновления давно истек. Как

показывает практика, нормальный период эксплуатации стальных трубопроводов в лучшем случае составляет не более 10–25 лет (в промышленных условиях трубопроводы работают не более 1–2 лет; на большинстве месторождений Урала и Западной Сибири вследствие большого количества высокоминерализованной воды стальные трубопроводы выходят из строя, как правило, через 2–3 года [7]).

Современным перспективным средством усовершенствования систем трубопроводного транспорта является широкое внедрение хорошо зарекомендовавших себя в авиаракетно-космической технике композиционно-волоконистых материалов (КВМ). Опыт создания корпусов ракетных двигателей твердого топлива межконтинентальных баллистических ракет, несущих корпусов летательных аппаратов из КВМ зарубежными и отечественными предприятиями позволил сделать качественный скачок в совершенствовании технологий производства сосудов высокого давления цилиндрической формы. Существующие технологии позволяют создавать высокопрочные конструкции диаметром до 6–8 м.

Однако в настоящее время пока еще симпатии проектировщиков трубопроводов ориентированы на использование широко распространенных, но не всегда надежных, традиционных конструкционных материалов. Связано это, в первую очередь, с тем, что потенциальные возможности КВМ не всегда реализуются в конструкциях полностью. В ряде случаев это обусловлено тем, что практика создания трубопроводов из КВМ столкнулась с рядом сложных проблем, требующих научного изучения и исследований. К ним относятся низкая трещиностойкость композитных труб при действии внутреннего давления, приводящая к потере герметичности; явление «кессонного отслаивания» и вспучивания внутреннего герметизирующего слоя при сбросах давления; недостаточная надежность работы соединительных элементов при длительной эксплуатации композиционных труб; высокая стоимость композиционных материалов и, соответственно, готовой продукции и т. д.

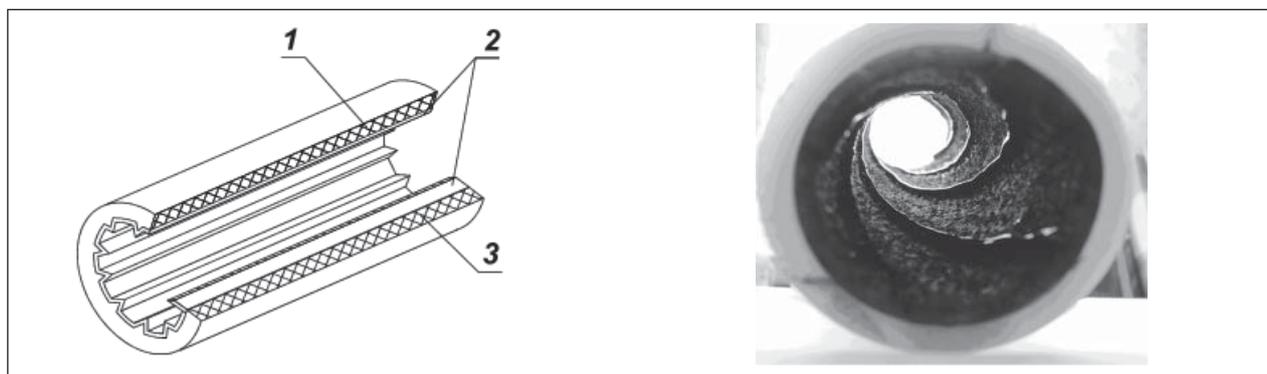


Рис. 1. Базовая конструкция композиционно-волоконистой трубы с рифленым герметизирующим слоем (а) и опытный образец композитной трубы (б) со спирально-винтовым рифленым герметизирующим слоем: 1 — композиционная стенка трубы; 2 — герметизирующая оболочка; 3 — клеевой состав

Автором была разработана конструкция композиционной трубы с внутренним рифленым герметизирующим слоем, позволяющая решить ряд из вышеперечисленных проблем.

Базовая конструкция разработанной композитной трубы представлена на рис. 1.

В основе конструкции композиционной трубы с рифленым герметизирующим слоем лежит интегральная схема комплексного спирально-перекрестного и тангенциального армирования 3D. Непрерывная высокоскоростная спиральная намотка (перекрестная под углом $\pm 45^\circ$, с бандажирующим винтовым слоем обеспечивает технологическую рациональность изготовления трубы на самом высоком уровне. Спирально-перекрестное армирование позволяет направить энергию упругой деформации стенки от действия внутреннего давления на внутрискруктурные силовые смещения спиральных линий (волокон арматуры) от углов $\pm 45^\circ$ в сторону равновесных $\pm 55^\circ 44''$. Образовавшиеся трансверсальные микротрещины при этом спонтанно смыкаются и самогерметизируются. Благодаря этому явлению трещиностойкость и герметичность трубы существенно возрастает.

Рифленая конструкция внутреннего герметизирующего слоя способствует устранению явления «кессонного отслаивания». Материал герметизирующего слоя может быть любого происхождения (металлический, полимерный, резиноподобный и т. д.).

Экспериментально установлено, что скорость потока в трубе со спирально-рифленым внутренним герметизирующим слоем не снижается, а в ряде случаев, хоть и незначительно (до 5%), превосходит скорость потока в трубе с обычным герметизирующим слоем из эластомерных материалов. Измерения производились

с помощью ультразвукового накладного расходомера «Flexim». Были предложены 3 гипотезы, которые, возможно, объясняют причину увеличения скорости потока в такой трубе.

Причиной установленного эффекта являются особенности взаимодействия жидкой и газовой сред на границе их раздела. Во-первых, спиральные рифления способствуют вихревой закрутке каждой из струй, при этом вихри ведут себя как подшипники скольжения, вращаясь противоположно направлению закрученного рифлями потока по принципу торнадо (рис. 2). Во-вторых, струя жидкости ламинизируется на границе с эластичной футеровкой рифления, приводя к снижению гидродинамических потерь (принцип «дельфин»). И, наконец, массоперенос сопровождается иницированием механических колебаний в стенках рифлений под действием

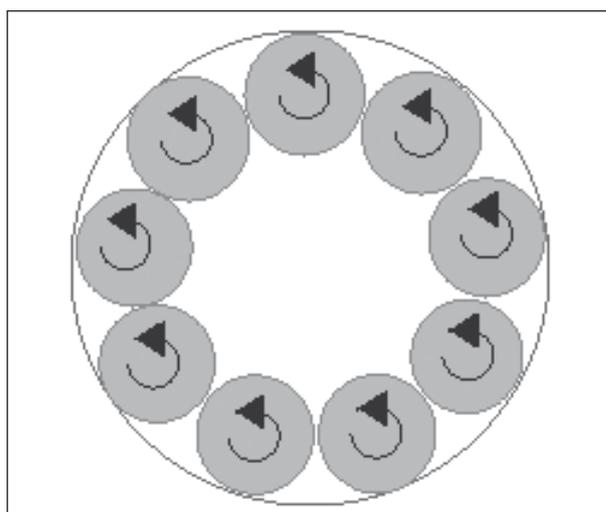


Рис. 2. Схема движения жидкости в рифленом канале по принципу действия торнадо

динамических сил транспортируемого потока, что поддерживает скорость течения потока.

Таким образом, конструкция стеклопластиковой трубы с рифленным герметизирующим слоем позволяет не только избежать нежелательных явлений в виде «кессонного отслаивания» и раз-

герметизации стенок трубы, но и не препятствует скорости движения потока, иногда даже ускоряет его по сравнению с металлической трубой, повышая тем самым пропускную способность такого трубопровода в целом.

Литература

1. *Бобылев Л. М.* Труба или решето? // Нефть России. — 2000. — №1. — С. 64–68.
2. *Бобылев Л. М.* Как не допустить экологической катастрофы // Независимая газета. 05. 02. 99.
3. *Проскурин Е., Куриленко А.* Если трубы покрывают... Производство труб с защитными противокоррозионными покрытиями — путь к экономической стабильности. По материалам www.metainfo.ru.
4. *Варфоломеева Л.* Информационные технологии на службе нефтегазовой отрасли России // Нефть России. — 2004. — №9.
5. *Бойко А. М., Дедешко В. Н., Салюков В. В. и др.* Состояние эксплуатации и капитального ремонта магистральных газопроводов в 1998 году // Газовая промышленность: Научн. -техн. сб., Сер. «Ремонт трубопроводов». — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 1999. — № 1–2. — С. 1825.
6. *Будзуляк Б. В., Дедешко В. Н., Салюков В. В. и др.* Формирование концепции ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» // Там же. — С. 4–17.
7. *Черепанов А.* Рецепт долголетия // Нефть России (Москва). 29. 09. 2001.

Вниманию специалистов!

Г. Д. Чукин

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О МЕХАНИЗМЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РАСЩЕПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТИ

Предложено новое определение понятий «кислота» и «основание». Обсуждается единая природа неорганических и органических структур. Даны представления о кислотных и основных центрах и их размещении в структуре слоистых металлосиликатов, алюмосиликатных, цеолитных и алюмоникельмолибденовых гетерогенных катализаторах. С физико-химических позиций рассмотрены механизмы реакций расщепления углеводородов в реакциях крекинга, гидрокрекинга, гидрирования и гидрообессеривания, минуя карбоний-ионный механизм.

М.: Издательство «Техника», 2008. — 112 с.

С. В. Дейнеко

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ. ЗАДАЧИ С РЕШЕНИЯМИ

В сборнике рассматриваются практические задачи оценки надежности объектов систем газонефтепроводов на стадии эксплуатации. В задачах используются конструкции реальных объектов и реальные статистические данные. Рассмотрены основные этапы и особенности построения структурных моделей – схем надежности систем газонефтепроводов, а также задачи, связанные с обработкой статистической информации о наработках на отказ и построением вариационных рядов. Заключительным этапом расчетов является количественная оценка надежности систем газонефтепроводов на основе построения структурных схем. Приводится решение задач.

Сборник задач предназначен для студентов, магистрантов и аспирантов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» и для инженерно-технического персонала, связанного с оценкой эксплуатационной надежности газонефтепроводов.

М.: Издательство «Техника», 2007. — 80 с.

Расчет напряженно-деформированного состояния подводных переходов магистральных газопроводов по результатам планово-высотных измерений

Е. Л. Муравин, Ю. А. Окопный, В. П. Радин, В. П. Чирков
 ООО НТЦ «ДИАТЭКС», г. Волгоград,
 Московский энергетический институт

Подводные переходы через реки относятся к особо ответственным и сложным для диагностирования структурным элементам линейной части магистральных газопроводов [1]. Аварии на переходах, как правило, приводят к максимальным неблагоприятным последствиям, экономическим потерям. При длительной эксплуатации риск аварий на переходах нарастает. Это связано с тем, что с течением времени в результате размыва грунта, деформации русел рек, перестроения пойм положение трубопроводов в зоне подводных переходов может существенно отличаться от проектного, появляются оголенные участки, образуются провисы, происходит деформирование трубопровода и т. д. При этом в трубопроводе могут возникать недопустимо большие изгибные напряжения. На провисающих участках, расположенных под водой, увеличение напряжений связано также с дополнительными нагрузками со стороны водного потока.

Для адекватной оценки технического состояния трубопроводов на подводных переходах при экспертизе их промышленной безопасности необходимо знать «текущее» напряженно-деформированное состояние трубы. Это может быть осуществлено тремя способами. В принципе может быть решена прямая задача прикладной теории упругости об определении напряжений и деформаций в трубе, находящейся в условиях заданного силового и температурного нагружения. Однако определить с достаточной степенью точности все физико-механические характеристики системы трубопровод — грунт, включая коэффициенты отпора, предельные значения несущей способности грунта и т. д., для каждого участка подводного перехода весьма затруднительно. Второй способ состоит в использовании инструментальных методов определения и контроля напряжений. Использование этих методов для подводных переходов в настоящее время не представляется возможным. Третий способ заключается в том, что напряженное состояние в трубах подводных переходов определяют с использованием результатов измерений геометрических параметров, в част-

ности фактического пространственного положения оси трубопровода. При этом естественно используются и другие данные, определяющие напряженно-деформированное состояние трубы, такие контролируемые параметры нагружения, как величина давления газа, температура стенки трубы. Именно последний, косвенный метод определения напряжений с использованием результатов приборного определения планово-высотного положения и глубины залегания трубопровода в русловой и пойменной частях перехода можно считать практически пригодным в настоящее и ближайшее время [2].

Кроме внутреннего давления p газа, сезонного изменения ΔT температуры стенки трубы относительно температуры, при которой фиксируется расчетная схема (при строительстве или ремонте), и, может быть, температурного перепада по толщине стенки трубы ΔT_c для определения напряженно-деформированного состояния трубопровода, необходимо знать величину продольной силы N и изгибающего момента M , точнее, продольные напряжения $\sigma_{пр}$, создаваемые этими внутренними силовыми факторами. Вклад в напряжения $\sigma_{пр}$ напряжения $\sigma_{изг}$ от изгиба определяется кривизной k оси трубопровода, которая может быть определена по результатам измерения планово-высотного положения газопровода. При упругом изгибе и в предположении о справедливости гипотезы плоских сечений максимальные в сечении трубы значения изгибных напряжений $\sigma_{изг}$ будут определяться по формуле $\sigma_{изг} = kED/2$, где D — диаметр трубопровода, E — модуль продольной упругости материала.

Измерения планово-высотного положения газопровода, определяющие координаты сечений трубы, выполняются с определенной степенью точности. В связи с этим использование традиционных методов интерполяции дискретно заданных функций и определение их производных при вычислении кривизны k могут привести к весьма большим погрешностям при вычислении напряжений. При решении задачи об определении кривизны некоторой кривой,

заданной дискретно, нарушается одно из необходимых условий корректности постановки задачи, а именно, условие устойчивости решения. Таким образом, возникает необходимость использования методов сглаживания экспериментальных данных и методов регуляризации [3, 4].

В соответствии с исходной информацией о пространственном положении трубопровода его изогнутую ось можно рассматривать как параметрически заданную пространственную кривую. В качестве параметра t может быть принята координата пикетирования. Координаты $X(t)$ и $Y(t)$ определяют конфигурацию трубопровода подводного перехода в плане. Вертикальные положения сечений трубопровода, отсчитываемые, как правило, от поверхности воды, обозначим через $Z(t)$. Тогда кривизна к оси трубопровода определится как

$$\kappa = \sqrt{\left(\frac{d^2 X}{dt^2}\right)^2 + \left(\frac{d^2 Y}{dt^2}\right)^2 + \left(\frac{d^2 Z}{dt^2}\right)^2}. \quad (1)$$

Таким образом, вычисление кривизны трубопровода подводного перехода сводится к вычислению вторых производных от некоторых дискретно заданных функций $y_k = y(x_k)$. Здесь $1 \leq k \leq n$, n — число измерений.

Как уже отмечалось выше, определение второй производной от функции $y(x)$ на отрезке $[a, b]$

$$z(x) = y''(x) \equiv \frac{d^2 y}{dx^2}, \quad x \in [a, b] \quad (2)$$

заданной дискретно, является некорректной задачей в смысле устойчивости решения по отношению к малым возмущениям. Несложно установить, [3], что задача (2) эквивалентна интегральному уравнению Фредгольма первого рода

$$\int_a^b K(x, \xi) z(\xi) d\xi = f(x). \quad (3)$$

Здесь $K(x, \xi)$ — ядро интегрального уравнения, определяемое выражением

$$K(x, \xi) = \begin{cases} x - \xi, & a \leq \xi \leq x, \\ 0, & x < \xi \leq b. \end{cases} \quad (4)$$

Правая часть уравнения (3) имеет вид

$$f(x) = y(x) - y(a) - y'(a)(x - a) \quad (5)$$

и не зависит от функции $z(x)$. Именно поэтому задача (3) и относится к некорректно поставленным задачам [3].

При решении некорректных задач применяют различные методы регуляризации [3, 4]. Смысл этих методов заключается в том, что исходная некорректно поставленная задача заменяется

некоторой эквивалентной задачей с введением параметра регуляризации α . Например [3], регуляризация восстановления второй производной с целью отыскания изгибных деформаций в трубопроводе может быть проведена с применением вариационного метода путем замены задачи (4) отысканием минимума функционала:

$$\int_a^b \left[\int_a^b K(x, \xi) z(\xi) d\xi - f(x) \right]^2 dx + \alpha \int_a^b \left[y^2(\xi) + \left(\frac{dy}{d\xi} \right)^2 \right] d\xi = \min. \quad (6)$$

Требование минимума первого слагаемого в левой части этого функционала соответствует требованию минимума невязки исходной нерегуляризованной задачи; второе слагаемое есть тихоновский стабилизатор второго порядка с единичными весовыми коэффициентами.

Варьирование функционала (6) и применение правила интегрирования по частям приводят к интегро-дифференциальному уравнению относительно функции $z(x)$. Если сразу записать разностный аналог функционала (6) для равномерных сеток по x и по ξ с шагом $h = (b-a)/(n-1)$, то придем к алгебраической задаче на минимизацию квадратичной формы:

$$h \sum_{j=1}^n b_j \left[h \sum_{k=1}^n c_k K_{jk} z_k - f_j \right]^2 + \alpha h \sum_{k=1}^n c_k z_k^2 + \frac{\alpha}{h} \sum_{k=1}^{n-1} (z_{k+1} - z_k)^2 = \min, \quad (7)$$

где величина коэффициентов b_j и c_k определяется выбором квадратурных формул для аппроксимации интегралов, входящих в (6). Приравнявая нулю производные от левой части (7), получим систему линейных алгебраических уравнений относительно z_k :

$$\alpha z_k - \frac{\alpha}{c_k} \Lambda(z_k) + h \sum_{j=1}^N c_j Q_{jk} z_j = \Phi_k, \quad k = 1, 2, \dots, N,$$

$$\Lambda(z_k) = \frac{1}{h^2} (z_{k-1} - 2z_k + z_{k+1}) \quad \text{при } k = 2, 3, \dots, N-1,$$

$$\Lambda(z_1) = \frac{1}{h^2} (z_2 - z_1), \quad \Lambda(z_N) = \frac{1}{h^2} (z_{N-1} - z_N). \quad (8)$$

Здесь $Q_{jk} = h \sum_{l=1}^N b_l K_{lj} K_{lk}$, $\Phi_k = h \sum_{l=1}^N b_l K_{lk} f_l$.

Если аппроксимировать интеграл в интегральном уравнении (3) квадратурными формулами, использующими значения функций в узлах сетки, то придем к системе линейных алгебраических уравнений относительно вектора \bar{z} с компонентами z_k :

$$A\bar{z} = \bar{f}. \quad (9)$$

Некорректность задачи определения второй производной по дискретно заданной функции для системы (9) проявляется в плохой обусловленности матрицы A . Такую систему можно регуляризовать, если минимизировать квадратичную форму

$$\|A\bar{z} - \bar{y}\|^2 + \alpha\|\bar{z}\|^2 = \min, \quad (10)$$

где $\|\cdot\|$ — норма, выраженная через скалярное произведение. Условие (10) означает, что среди решений, приближенно удовлетворяющих исходной задаче, ищут вектор наименьшей длины.

Определение минимума квадратичной формы (10) сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений вида

$$(A^T A + \alpha E)\bar{z} = A^T \bar{y}. \quad (11)$$

Здесь A^T — транспонированная к A матрица, E — единичная матрица. «Качество» решения системы (11) зависит от выбора значения параметра регуляризации α . Одним из критериев может быть выбрано требование того, чтобы невязка Δ , полученная при подстановке найденного решения регуляризованной системы \bar{z}_α в исходное уравнение (9), была сравнима с погрешностью задания правых частей Δ_y , т. е.

$$\Delta = \|A\bar{z}_\alpha - \bar{f}\|^{1/2} \approx \Delta_y. \quad (12)$$

Другим методом определения кривизны кривой $y(x)$, заданной на сетке

$$a = x_1 < x_2 < \dots < x_n = b \quad (13)$$

с некоторой погрешностью Δ_y , может служить метод с применением кусочно-кубической интерполяции со сглаживанием [4]. Если значения функции $y_k = y(x_k)$ в узлах сетки определены с погрешностью, то в этом случае не имеет смысла строить интерполяционную функцию, которая в узлах в точности совпадает с заданными значениями. Здесь целесообразно построить функцию, которая бы проходила вблизи заданных значений более плавно, чем интерполяционная. Такие функции называются сглаживающими. Отыскание сглаживающих функций $s(x)$ сводится к отысканию минимума функционала [4]

$$\Phi[s(x)] = \beta \sum_{j=1}^n \gamma_j [y_j - s(x_j)]^2 + (1-\beta) \int_a^b \lambda(x) \left(\frac{d^2 s}{dx^2} \right)^2 dx. \quad (14)$$

Здесь $0 \leq \beta \leq 1$ параметр сглаживания, γ_j и $\lambda(x)$ — соответственно весовые коэффициенты и весовая функция, с помощью которых, например,

можно учесть неравномерное распределение погрешности по длине отрезка $[a, b]$. При отсутствии такой информации полагают: $\forall \gamma_j = 1, \lambda(x) \equiv 1$. В [4] показано, что минимум функционала (14) при $\beta \neq 0$ достаточно искать в классе кубических сплайнов.

Величиной параметра сглаживания можно регулировать степень сглаживания. Так, например, если $\beta = 1$, то получим кубическую сплайн-интерполяцию, при которой функция $s(x)$ проходит через все точки y_j . Другой крайний случай $\beta = 0$ соответствует тому, что по методу наименьших квадратов функция $y(x)$ восполняется прямой линией. При вычислениях в качестве критерия выбора параметра β может быть принято условие равенства среднеквадратического отклонения разностей $s(x_j) - y_j$ погрешности задания значений y_j . После подходящего выбора параметров сглаживающего кубического сплайна путем двойного дифференцирования определяется функция $z(x)$.

Применение вышеизложенных методов определения второй производной по значениям функции, заданной дискретно, рассмотрим на примере задачи о послекритических деформациях сжатого, первоначально прямолинейного стержня, опертого по концам и нагруженного продольной силой P . Такая схема в первом приближении может описывать аркообразование на размытых участках русловой и пойменной частей подводного перехода. Такие участки обычно относят к потенциально опасным. Нормальный прогиб $w(s)$ и вторая производная от него, рассматриваемые как функция координаты S , измеряемой вдоль изогнутой оси стержня, запишутся в виде [5]

$$w(s) = -2k \sqrt{\frac{EI}{P}} \operatorname{cn} \left[s \sqrt{\frac{P}{EI}} + K(k) \right],$$

$$\frac{d^2 w}{ds^2} = 2k \sqrt{\frac{P}{EI}} \operatorname{cn} \left(s \sqrt{\frac{P}{EI}} + K \right) \times$$

$$\times \left[\operatorname{dn}^2 \left(s \sqrt{\frac{P}{EI}} + K \right) - k^2 \operatorname{sn}^2 \left(s \sqrt{\frac{P}{EI}} + K \right) \right].$$

Здесь cn — эллиптический косинус; sn — эллиптический синус; dn — дельта амплитуды (эллиптические функции Якоби); $K(k)$ — полный эллиптический интеграл первого рода; k — модуль эллиптического интеграла.

Рассмотрим продольный изгиб стержня при значениях силы, ненамного превышающих критическое. Тогда максимальное отклонение поперечных сечений стержня будет мало по сравнению с его длиной, координату s можно

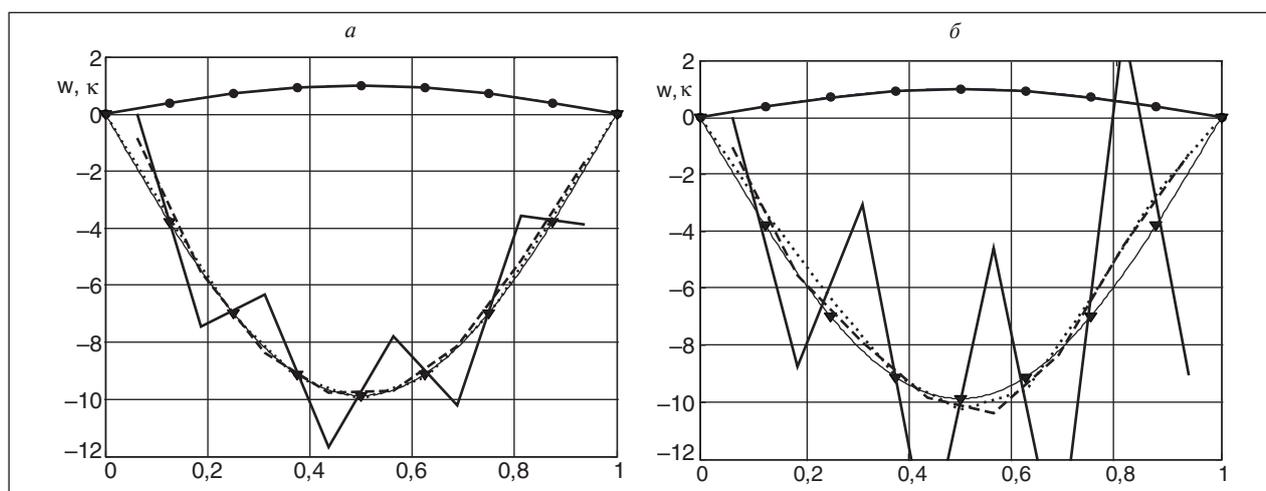


Рис. 1. Результаты вычисления кривизны при задании перемещений с относительной точностью 10^{-6} (а) и 1% (б)

отождествить с прямолинейной координатой x , связанной с недеформированной осью стержня, а кривизну κ стержня подсчитать по второй производной от прогиба. Введем безразмерный параметр $\chi = \sqrt{Pl^2 / EI}$, характеризующий величину нагрузки. Критическое значение этого параметра равно π . Для вычислений примем $\chi = 1,0001\pi$. При этом значении модуль k эллиптического интеграла равен 0,02. Стрела прогиба (максимальное нормальное перемещение) составит $f/L = 2k/\chi = 0,0127$.

При переходе от интегрального уравнения (3) к его разностному аналогу (9) и привязке к исходной сетке типа (13) в силу особенности ядра матрица A получается вырожденной. В связи с этим предлагается вычисляемые значения второй производной привязывать к серединам участков, на которые делится отрезок $[a, b]$. В этом случае матрица становится невырожденной, хотя и плохо обусловленной. В частности, для случая $n = 9$ и использования формулы трапеций для интеграла матрица A будет иметь размерность 8×8 :

$$A = \frac{h^2}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 3 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 5 & 3 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 7 & 5 & 3 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 9 & 7 & 5 & 3 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 11 & 9 & 7 & 5 & 3 & 1 & 0 & 0 \\ 13 & 11 & 9 & 7 & 5 & 3 & 1 & 0 \\ 15 & 13 & 11 & 9 & 7 & 5 & 3 & 1 \end{bmatrix}$$

Некоторые результаты вычислений кривизны вышеизложенными методами приведены на рис. 1, 2. Вычисления проводились для равно-

мерной сетки (13) с разбивкой длины стержня на восемь участков ($n = 9$). Верхняя кривая на рисунках соответствует изогнутой оси стержня в закритическом состоянии. Ординаты этой кривой отнесены к максимальному отклонению. Точками на этой кривой отмечены значения массива, имитирующего измерения перемещений стержня. Тонкая кривая, помеченная треугольниками, соответствует точному графику кривизны. Максимальное по модулю безразмерное значение кривизны достигается в середине стержня и равно χ^2 . Ломаная кривая на рисунках — результат определения кривизны с использованием нерегуляризованного уравнения (9). Штриховая линия построена для кривизны с применением метода регуляризации нулевого порядка (11). И, наконец, пунктирная линия соответствует кривизне, вычисленной с использованием аппроксимации перемещений с помощью сплайнов. На рис. 1, а, определение кривизны проведено для случая, когда значения перемещений заданы с относительной точностью 10^{-6} . Параметр β сглаживания здесь принят равным 0,9998, а параметр α регуляризации — 0,0002. На рис. 1, б, точные значения перемещений «зашумлены» случайным образом так, чтобы относительная точность измерений составляла один процент. Параметр β сглаживания в этом случае равен 0,99936, параметр регуляризации $\alpha = 0,0001024$. Как показали вычисления с варьированием шага и точности задания исходных данных, оба вышеизложенных метода определения кривизны при соответствующем выборе параметров регуляризации и сглаживания дают практически совпадающие результаты. Аппроксимация сплайнами полезна в

смысле построения конфигурации изогнутой оси трубопровода с целью определения деформаций температурной самокомпенсации.

Приборно-водолазные обследования и расчеты напряженно-деформированного состояния трубопроводов показывают, что в зоне подводных переходов металл труб может работать в упругопластической стадии. При сохранении гипотезы плоских сечений в этом случае по кривизне оси трубопровода, вычисленной по результатам измерения плано-высотного положения, можно судить лишь о продольной деформации. Для объективной оценки работоспособности трубопровода необходимо привлечение методов теории пластичности. Из различных вариантов этой теории наиболее приемлемой в данной ситуации является одна из теорий деформационного типа, в частности теория малых упругопластических деформаций [6]. Строго говоря, зависимости теории малых упругопластических деформаций справедливы при так называемом простом нагружении, т. е. когда компоненты тензора напряжений изменяются пропорционально некоторому параметру. Однако и при сложных нагружениях во многих случаях указанная теория дает результаты, близкие к тем, которые наблюдаются в эксперименте, что послужило основанием для ее применения в СНиП [8]. Согласно этим нормам при анализе прочности подземных и надземных (в насыпи) трубопроводов максимальные суммарные продольные напряжения от внутреннего давления p , температурного перепада ΔT и изгиба трубопровода (при отсутствии продольных перемещений и поперечных деформаций) определяются по формуле

$$\sigma_{пр} = \mu \sigma_{кц} - \alpha_T E \Delta T \pm \frac{\kappa E D}{2}, \quad (15)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевое напряжение; α_T — коэффициент линейного расширения.

Учет упругопластического деформирования при этом сводится к введению вместо модуля Юнга E и коэффициента Пуассона μ (в упругой области) переменного параметра E_* упругости и переменного коэффициента μ_* поперечной деформации в области упрочнения:

$$E_* = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2\mu}{3E} \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}, \quad \mu_* = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1-2\mu}{3E} \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2\mu}{3E} \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}},$$

где σ_i — интенсивность напряжений, определяемая через продольные и кольцевые напряжения, а интенсивность деформаций ε_i определяется по

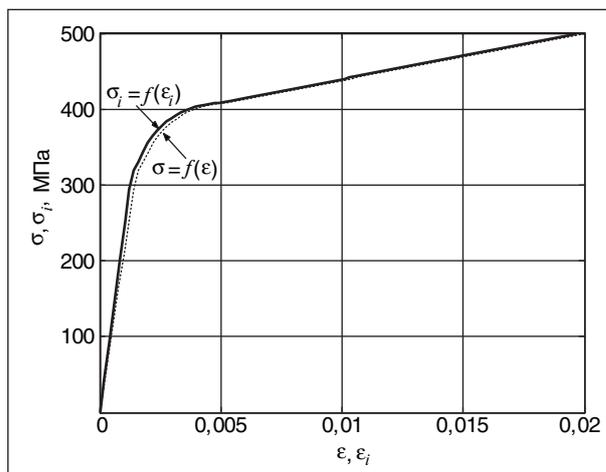


Рис. 2. Диаграмма растяжения стали марки 17Г1СУ и зависимость интенсивности напряжений от интенсивности деформаций

σ_i в соответствии с диаграммой деформирования, рассчитываемой по нормированной диаграмме растяжения $\sigma - \varepsilon$ (рис. 2) по формулам

$$\sigma_i = \sigma, \quad \varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2\mu}{3E} \varepsilon.$$

Формула (15) справедлива и при оценке прочности русловых и пойменных частей дюкеров, находящихся в исправном состоянии. При появлении открытых выпуклых/провисающих участков или арок вклад второго (температурного) слагаемого в формуле (15), вообще говоря, из-за возможности поперечной деформации, уменьшается, а третьего (изгиба) увеличивается. Тем не менее уточненная оценка «сверху» для продольных напряжений на этих участках может быть получена, если принять значение коэффициента $\mu = 0,5$.

В качестве примера применения изложенного метода решения упругопластической задачи рассмотрим искривленный в вертикальной плоскости участок газопровода длиной $l = 100$ м. Для оценки точности аппроксимации данных измерений сглаженными сплайнами примем, что «теоретическая» форма изгиба оси газопровода известна и описывается функцией $w(x) = f \sin(\pi x/l)$ при $f = 3$ м. В результате измерений с точностью $\eta = 0,01$ м и с шагом $h = 10$ м получены «экспериментальные» значения смещений центров тяжести сечений трубы w_k , приведенные в таблице.

Из условия равенства погрешности η и среднеквадратического отклонения разности между данными измерений и значений на аппроксимирующей кривой для параметра сглаживания принята величина $\beta = 0,0041$. При этом максимальное значение отклонения равно

$x_k, \text{ м}$	$w_k, \text{ м}$
0	0,01
10	0,93
20	1,76
30	2,43
40	2,86
50	3,01
60	2,86
70	2,44
80	1,77
90	0,92
100	0

0,0286 м, что составляет 0,95% от наибольшего измеренного перемещения. «Теоретическая» форма изгиба $w(x)$, кривая, построенная методом сплайнов, и данные измерений (жирные точки) представлены на рис. 3, а. Из-за относительно малой погрешности все кривые на рисунке практически совпадают. Результаты вычисления кривизны $\kappa \approx d^2w/dx^2$ приведены на рис. 3, б. Кривизна, полученная по данным измерений, представлена здесь штриховой линией. «Теоретической» кривизне соответствует сплошная линия. Максимальное отклонение «экспериментальной» кривизны от «теоретической» составляет $0,000208 \text{ м}^{-1}$, или 7,03%. Это указывает на весьма удовлетворительные результаты восстановления формы изгиба и определение кривизны по заданным с погрешностью данным методом сплайнов.

Пусть трубопровод выполнен из трубы с наружным диаметром $D = 1,42 \text{ м}$ и толщиной стенки $\delta = 0,0157 \text{ м}$. Материал трубы – сталь марки 17Г1СУ, диаграмма растяжения которой изображена на рис. 2, коэффициент Пуассона

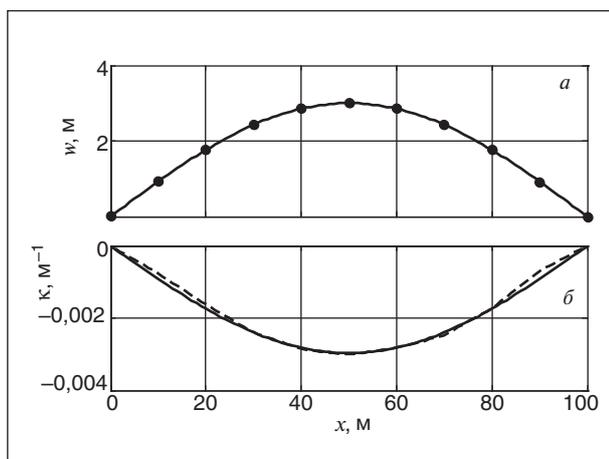


Рис. 3. Форма изгиба трубы (а) и кривизна (б) оси трубопровода

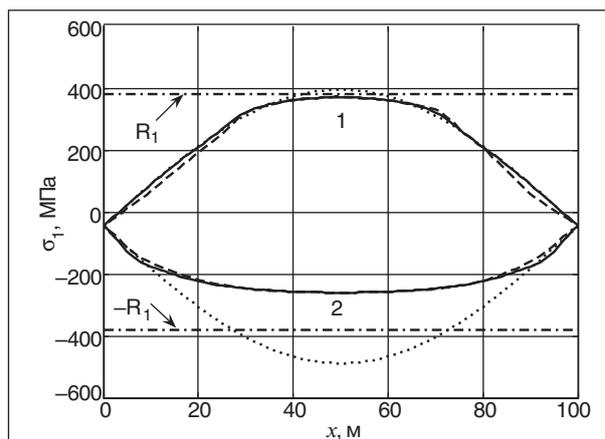


Рис. 4. Продольные напряжения на верхней (кривые 1) и нижней (кривые 2) образующих трубы

$\mu = 0,3$. Температурный коэффициент линейного расширения $\alpha_T = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$. Давление газа $p = 4 \text{ МПа}$. Изменение ΔT температуры стенки трубы (по отношению к температуре стенки, при которой была зафиксирована расчетная схема) примем равным 40°C . В концевых сечениях трубопровод сопрягается с другими участками так, что постоянная составляющая продольной деформации определяется только расчетным температурным перепадом.

Результаты решения упругопластической задачи представлены на рис. 4 и 5. Для крайних верхних (кривые 1) и крайних нижних (кривые 2) волокон трубы на рис. 4 представлены зависимости продольных напряжений $\sigma_{пр}$. Здесь штриховые линии соответствуют случаю, когда форма изгиба трубопровода восстанавливается методом сплайнов, сплошные линии – для формы изгиба, описываемой синусом.

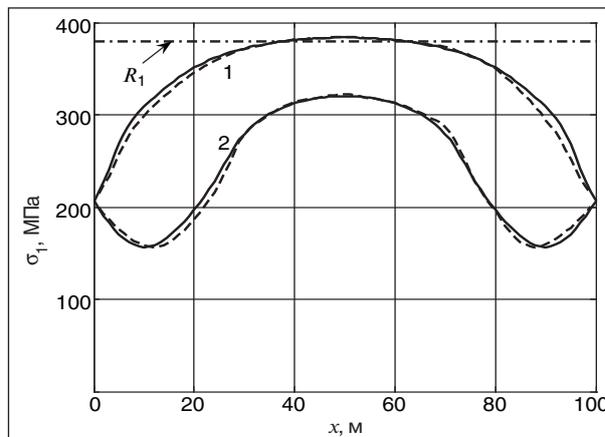


Рис. 5. Интенсивность напряжений на верхней (кривые 1) и нижней (кривые 2) образующих трубы

Пунктирными линиями показаны так называемые условно упругие продольные напряжения, вычисленные в предположении упругой работы материала при любых деформациях. Штрихпунктирные горизонтальные линии соответствуют условному пределу текучести для стали 17Г1СУ $R_1 = 380$ МПа. Из рис. 4 следует, что материал трубы на большей части участка работает за пределами упругости. Объективную оценку близости материала к предельному состоянию

дает интенсивность напряжений σ_r . Для тех же линий на трубопроводе графики интенсивности напряжений построены на рис. 5. Штриховые и сплошные линии здесь имеют тот же смысл, что и на предыдущем рисунке. Горизонтальной линией здесь также отмечен условный предел текучести R_1 . Этот график дает возможность установить близость трубопровода к предельному состоянию и, следовательно, степень опасности с точки зрения прочности рассматриваемого участка.

Литература

1. СТО Газпром 2–2.3–095–2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
2. Клюк Б. А., Стояков В. М., Тимербулатов Г. Х. Прочность и ремонт участков магистральных трубопроводов в Западной Сибири. — М.: Машиностроение, 1994.
3. Калиткин Н. Н. Численные методы. — М.: Наука, 1978. — 512 с.
4. Марчук Г. И. Методы вычислительной математики. — М.: Наука, 1977. — 456 с.
5. Вольмир А. С. Устойчивость деформируемых систем. — М.: Наука, 1967. — 984 с.
6. Малинин Н. Н. Прикладная теория пластичности и ползучести. — М.: Машиностроение, 1975. — 400 с.
7. Александров А. В., Потапов В. Д. Основы теории упругости и пластичности. — М.: Высшая школа, 1990. — 400 с.
8. СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы.

Вниманию специалистов!

С. В. Дейнеко

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ МЕТОДОМ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ: ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

В лабораторном практикуме рассматриваются модели расчета надежности технологических элементов газонефтепроводов. Представлены основные этапы построения моделей и этапы компьютерного моделирования для решения задач оценки надежности.

Приводятся описание и примеры использования методов компьютерного моделирования для решения инженерных задач надежности в среде Excel.

Построение моделей объектов проводится на основе реальных статистических данных.

Лабораторный практикум предназначен для студентов, магистрантов и аспирантов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» и для инженерно-технического персонала, связанного с оценкой эксплуатационной надежности газонефтепроводов.

М.: Издательство «Техника», 2007. — 80 с.

В. А. Казарян

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ

В книге рассмотрены методы исследования и конструкции приборов для измерения плотности, вязкости и теплопроводности газов и жидкостей в широком диапазоне давлений и температур. Приводится обширный справочный материал по теплофизическим свойствам индивидуальных углеводородов, газовых конденсатов и их фракций.

Книга интересна инженерно-техническим работникам научно-исследовательских институтов и проектных организаций нефтегазовой отрасли.

М.: Издательство «Техника», 2002. — 448 с.