

ТЕХНОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

научно-технологический журнал

№4⁽⁷⁵⁾ 2011

Главный редактор

Б. П. ТУМАНЯН

Научно-редакционный совет

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

А. Г. Коржубаев, И. В. Филимонова, Л. В. Эдер

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА 3

Р. Х. Муслимов, Р. Н. Салиева

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО
ИЗУЧЕНИЯ НЕДР, ПОИСКА И РАЗВЕДКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА 10

А. В. Лобусев, Л. С. Кулик, Ю. А. Вертиевец

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ
ФОРМИРОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ
РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ
В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ 17

И. А. Ларочкина

ДЕВОНСКИЙ ТЕРРИГЕННЫЙ КОМПЛЕКС –
ОБЪЕКТ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ
НА ЗАПАДЕ ТАТАРСТАНА 21

В. В. Кадет, П. В. Чагиров

К ВОПРОСУ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ
ВЕРХНЕЙ ГРАНИЦЫ ПРИМЕНИМОСТИ
ЛИНЕЙНОГО ЗАКОНА ФИЛЬТРАЦИИ
(ЗАКОНА ДАРСИ) 26

Н. Н. Михайлов, И. П. Гурбатова

МАСШТАБНЫЙ ЭФФЕКТ ПРИ ЛАБОРАТОРНОМ
ОПРЕДЕЛЕНИИ ФИЛЬТРАЦИОННО-
ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ 32

Р. С. Хисамов

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ПОВЫШЕНИЕ
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ — ОСНОВЫ
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 37

Р. Д. Каневская, С. Ю. Жучков

ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ И МОНИТОРИНГА
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В УСЛОВИЯХ МАССОВОГО ПРОВЕДЕНИЯ
ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА 41

В. И. Петренко

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ
И ГЕОХИМИЧЕСКАЯ РОЛЬ
ГАЗОЭВАПОРИГЕННОЙ ВЛАГИ
ПРИРОДНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ 48

Р. А. Гасумов, Э. Р. Гасумов

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ПЛАСТА
ПРИ ОЧИСТКЕ ЗАБОЯ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 56

А. В. Завгороднев, Е. В. Маслова,
Н. И. Литвинова

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ
ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА 60

Директор по информации
Н. П. ШАПОВА

Редактор
Ю. Н. КУЗЬМИЧЕВА

Верстка
В. В. ЗЕМСКОВ

Подготовка материалов
Т. С. ГРОМОВА,
Н. Н. ПЕТРУХИНА

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⁽⁷⁵⁾ 2011

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

Включен в перечень изданий
Высшей аттестационной комиссии
Министерства образования
и науки РФ

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

Прогноз развития нефтяной и газовой промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока

А. Г. Коржубаев, И. В. Филимонова, Л. В. Эдер
Сибирское отделение РАН

Приведен прогноз объемов добычи нефти, газового конденсата и природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке на период до 2030 г. Проанализированы перспективы развития транспортировки нефти, в том числе ввод всей системы нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан», а также сроки реализации проектов строительства важнейших газопроводов. Представлены сроки реализации газоперерабатывающих, нефтеперерабатывающих и нефтегазохимических комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Приведены сводные технико-экономические показатели реализации Концепции комплексного освоения ресурсов и запасов углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Дальний Восток, нефтепровод, перерабатывающая инфраструктура, освоение месторождений нефти и газа.

Сырьевая база и количественные ориентиры добычи нефти, газа и конденсата по регионам

Один из главных приоритетов развития НГК России — формирование в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке новых центров нефтяной, газовой, нефтегазоперерабатывающей, нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности, организация коммерчески эффективных поставок нефти и газа и продуктов их глубокой переработки на Тихоокеанский рынок (в страны АТР и на Тихоокеанское побережье США).

Поскольку большинство месторождений углеводородов (УВ) и состав лицензионных блоков Восточной Сибири и Дальнего Востока носят комплексный характер — содержат как газ, так и нефть, а на нефтехимических предприятиях используются природный и попутный нефтяной (ПНГ) газы, а также нефть и конденсат, — при формировании новых центров нефтяной промышленности в этих регионах целесообразно учитывать и параметры развития газового комплекса.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке находится свыше 15 млрд т начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти, или более 18% от страны в целом при этом доля неоткрытых ресурсов составляет около 50%, что указывает на высокую перспективность проведения ГРП; разведанные запасы нефти превышают 1,2 млрд т.

В регионе сосредоточено свыше 54 трлн м³, или около 21% начальных суммарных ресурсов газа в России, разведанные запасы макрорегиона 4,9 трлн м³, или около 10%. Степень разведанности ресурсов газа в Восточной Сибири и

на Дальнем Востоке 8,6 и 11,3% соответственно, что указывает на высокую перспективность новых открытий.

НСР конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составляют около 3,3 млрд т, разведанные запасы 220 млн т, степень разведанности соответственно 6,3 и 7,9%.

Добыча нефти в Восточной Сибири (включая Ванкорско-Сузунскую зону) и на Дальнем Востоке может возрасти в 2015 г. до 75 млн т, в 2020 г. — до 95 млн т, в 2030 г. — до 112 млн т (табл. 1).

Добыча конденсата, связанного, прежде всего, с разработкой газовых месторождений, может составить в 2015 г. до 3,5 млн т, в 2020 г. — до 10,5 млн т, в 2030 г. — до 11,8 млн т. Часть добываемого конденсата будет совместно с нефтью поставляться по нефтепроводам на внутренний рынок и на экспорт. Другая его часть будет использоваться для нужд нефтехимии как на существующих, так и на проектируемых нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических комплексах (ГПЗ и НХК в Нижней Пойме, Саянске, Хабаровске; НПЗ в Хабаровске; НПЗ и НХК во Владивостоке и др.).

Общая добыча нефти и конденсата составит в 2015 г. около 79 млн т, в 2020 г. — около 100 млн т, в 2030 г. — 119 млн т. При этом добыча жидких углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) составит в 2015 г. 60 млн т, в 2020 г. — 76 млн т, в 2030 г. — 87 млн т (табл. 2). На Дальнем Востоке этот показатель составит в 2015 г. 15 млн т, в 2020 г. — 21 млн т, в 2030 г. — 32 млн т.

При благоприятных маркетинговых и инвестиционных условиях суммарная **добыча газа** (сухого энергетического газа и жирного газа,

Табл. 1. Добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008–2009 гг. и прогноз до 2030 г., млн т

Регион	Год										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	1,4	6,7	19,5	34,0	42,3	46,8	50,7	58,0	72,3	76,9	81,2
Красноярский край	0,1	3,0	11,0	21,2	28,1	31,8	35,0	40,6	46,6	48,6	49,6
Иркутская область	0,5	1,8	4,4	8,2	9,6	10,2	10,6	10,9	12,8	13,6	14,2
Республика Саха (Якутия)	0,8	1,9	4,1	4,6	4,6	4,8	5,1	6,5	12,9	14,7	17,4
Дальний Восток	12,5	14,7	16,7	17,2	17,1	16,9	16,7	17,5	23,4	28,9	31,4
Сахалин	10,9	13,1	15,1	15,7	15,6	15,5	15,4	16,3	20,9	22,0	23,5
Континентальные месторождения Сахалина	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
Западно-Камчатский шельф									1,4	5,9	6,9
Всего	13,9	21,4	36,2	51,2	59,4	63,7	67,4	75,5	95,7	105,8	112,6

содержащего C_2-C_4) в процессе разработки как газовых, так и нефтяных месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может составить в 2015 г. до 55 млрд m^3 , в 2020 г. — до 158 млрд m^3 , в 2030 г. — превысить 230 млрд m^3 (табл. 3).

Утилизированный попутный газ, который будет добываться в первую очередь в процессе разработки нефтяных месторождений, будет либо поставляться в газотранспортную систему с последующей переработкой на крупных ГПЗ и НКК, либо использоваться на месте. Утилизация попутного нефтяного газа на месте в районе промысла подразумевает использование его в энергетических мощностях для обеспечения нужд промыслов, поставку электроэнергии на местные локальные рынки.

Перспективы развития транспортной инфраструктуры.

Нефтепровод «Восточная Сибирь — Тихий океан»

Нефтепровод «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО) строится (II очередь) для транспортировки нефти на российский Дальний Восток и на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Система технологически соединена с существующими магистральными трубопроводами «Транснефти» и позволит создать единую сеть, обеспечивающую оперативное распределение потоков нефти по территории России в западном и восточном направлениях.

Планируемая пропускная способность ВСТО — 80 млн т нефти в год. Протяженность трассы — свыше 4770 км, конечный пункт — новый специализированный морской нефтяной порт в бухте Козьмино в Приморском крае.

Табл. 2. Добыча нефти и конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008–2009 гг. и прогноз до 2030 г., млн т

Регион	Год										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	1,5	7,3	20,7	35,4	44,0	48,6	52,6	60,8	76,0	81,7	87,2
Красноярский край	0,2	3,5	12,0	22,4	29,5	33,2	36,4	42,6	49,1	51,5	53,1
Иркутская область	0,5	1,8	4,5	8,3	9,8	10,5	11,0	11,6	13,8	15,1	16,1
Республика Саха (Якутия)	0,8	2,0	4,2	4,7	4,7	4,9	5,2	6,6	13,1	15,1	18,0
Дальний Восток	12,6	14,9	16,9	17,5	17,5	17,4	17,3	18,2	24,2	29,8	32,4
Сахалин	11,0	13,3	15,3	16,0	16,0	16,0	16,0	17,0	21,7	22,9	24,5
Континентальные месторождения Сахалина	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
Западно-Камчатский шельф	0	0	0	0	0	0	0	0	1,4	5,9	6,9
Всего	14,2	22,2	37,5	52,9	61,4	65,9	69,9	79,0	100,2	111,5	119,6

Табл. 3. Добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008–2009 гг. и прогноз до 2030 г., млрд м³

Регион	Год														
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	6,1	7,3	9,4	10,5	11,9	13,6	15,8	22,1	37,9	52,7	76,7	95,6	111,8	143,7	148,6
Красноярский край	4,2	5,3	6,9	7,5	8,2	8,2	8,7	12,4	15,3	18,0	20,7	24,3	24,6	30,6	31,5
Иркутская область	0,1	0,2	0,5	0,8	1,1	2,2	3,7	5,5	10,4	14,3	22,9	27,9	34,0	54,8	56,8
Республика Саха (Якутия)	1,8	1,8	2,0	2,2	2,6	3,2	3,4	4,2	12,2	20,4	33,1	43,4	53,2	58,3	60,3
Дальний Восток	9,1	15,0	22,6	25,8	25,8	25,7	26,2	33,5	39,8	43,7	45,6	45,6	46,6	60,2	84,2
Шельф Сахалина	8,4	14,3	21,9	25,1	25,1	25,1	25,6	32,9	39,2	43,1	45,1	45,1	45,1	51,9	71,9
Континентальные месторождения Сахалина	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3
Западно-Камчатский шельф													1,0	8,0	12,0
Всего	15,2	22,3	32,0	36,3	37,7	39,3	42,0	55,6	77,7	96,4	122,3	141,2	158,4	203,9	232,8

Первая очередь строительства Тайшет — Сковородино (2757 км) начата в апреле 2006 г., завершена в декабре 2009 г.

Инвестиции в строительство первой очереди трубопровода (ВСТО-1) с учетом индексации оцениваются в 390 млрд руб. (свыше 13 млрд долл.), на строительство терминала в Козьмино затрачено 60 млрд руб. (более 2 млрд долл.).

С октября 2008 по октябрь 2009 г. участок нефтепровода ВСТО Талаканское — Тайшет работал в реверсном режиме; нефть Талаканского и Верхнечонского месторождений прокачивалась по маршруту Тайшет — Ангарск, далее по железной дороге в Китай и на Хабаровский НПЗ, что позволило нарастить добычу в Восточной Сибири в 2009 г. до 3 млн т.

В октябре 2009 г. завершено строительство спецнефтепорта Козьмино — конечной точки ВСТО. Для выгрузки цистерн была построена новая станция Грузовая. Станция может выгружать до 720 цистерн ежедневно, что делает ее одной из крупнейших в стране специализированных станций. Нефть со сливных цистерн сначала будет поступать в специальные резервуары, а затем подаваться по 23-километровому трубопроводу к причалам спецморнефтепорта Козьмино. Общий объем технологической нефти, необходимый для функционирования порта, — 85 тыс. т. В ноябре 2009 г. АК «Транснефть» завершила заполнение технологической нефтью объектов порта в Козьмино и первой очереди нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан, с декабря 2009 г. — ведется отгрузка нефти в танкеры.

После ввода первой очереди ВСТО в систему может поставляться нефть с месторождений Иркутской области и Республики Саха и нефть из месторождений Томской области и ХМАО. Заключено своп-соглашение о поставках 13 млн т самотлорской нефти в ВСТО, в обмен на поставки ванкорской нефти на Рязанский НПЗ.

Строительство второй очереди ВСТО протяженностью 1963 км по маршруту Сковородино — Козьмино запланировано на 2010–2012 гг. Инвестиции, включая затраты на приобретение технологической нефти — 354 млрд руб. (свыше 12 млрд долл.), в том числе капитальные вложения — 341 млрд руб. (более 11,7 млрд долл.).

Вывод всей системы ВСТО на проектную мощность в 80 млн тонн будет происходить последовательно: в 2010 г. — 15 млн т, в 2011 году — до 30 млн т, к 2016 году — до 50 млн т, к 2025 г. — до 80 млн т нефти.

Начиная с 2011 г. 15 млн т нефти будет поставляться по нефтепроводу — отводу в Китай. В октябре 2009 г. «Транснефть» завершила строительство на территории РФ линейной части отвода на Китай. В настоящее время китайский подрядчик CNPC — компания CPP провела наклонно-направленное бурение на реке Амур в зоне подводного перехода ответвления от нефтепровода ВСТО. Общая протяженность трубопровода по территории Китая от Амура до Дацина составит 960 км. На китайской стороне уже построено более 700 км нефтепровода.

Для поставок нефти в ВСТО с Ванкорско-Сузунской зоны и месторождений ЯНАО и Северо-Востока ХМАО к 2012 году должны быть

построены нефтепроводы Пурпе — Самотлор и Заполярное — Пурпе.

В 2012–2015 гг. целесообразно строительство вблизи терминала в Козьмино в районе мыса Елизарова современного Приморского НПЗ мощностью по сырью 20 млн т в год с блоком нефтехимии.

Газопроводы

Первый этап — 2010–2015 гг. Первоочередным проектом по транспортировке газа на Востоке России является строительство трубопровода «**Хабаровск — Владивосток**». Период реализации проекта — 2009–2011 гг. В июле 2009 года состоялась сварка первого стыка газопровода. Трубопровод будет соединен с действующей газотранспортной системой «Сахалин-Хабаровск», мощность которой будет расширена. Газопровод должен обеспечить газоснабжение Владивостока и газификацию Приморского края к саммиту АТЭС в 2012 г. На первом этапе (2011 г.) мощность газопровода составит от 12 до 27,5 млрд м³ в год с возможным последующим расширением до 100–120 млрд м³ (2025 г.). Инвестиции в реализацию первого этапа составят около 210 млрд руб.

В 2010–2011 гг. в рамках газификации Иркутской области будет реализован проект строительства газопровода «**Чиканское месторождение — Саянск — Ангарск — Иркутск**». Газ будет поставляться потребителям в Саянске, Ангарске, Иркутске. Мощность трубопровода на участке «Чиканское месторождение — Саянск» составит около 5,3 млрд м³ с последующим увеличением до 24 млрд м³, на участке «Саянск — Ангарск — Иркутск» около 3 млрд м³. Протяженность газопровода «Чиканское месторождение — Саянск — Ангарск — Иркутск» составляет около 645 км.

В дальнейшем для диверсификации поставок газа из Восточной Сибири, оптимизации работы Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России и соединения ее с Восточно-Сибирским и Дальневосточным центрами газодобычи, усиления переговорной позиции с импортерами газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе целесообразно строительство магистрального газопровода «**Саянск — Проскоково**». Срок реализации проекта — 2012–2015 гг. Мощность газопровода составит свыше 20 млрд м³. Газ в проектируемый газопровод «Саянск — Проскоково» будет поступать преимущественно с Ковыктинского газоконденсатного месторождения; в 2015 г. необходимо осуществить строительство газопровода «**Ковыктинское — Чиканское ме-**

сторождения». Мощность газопровода составит около 20–25 млрд м³.

В 2013–2016 гг. необходимо построить газопровод «**Чаяндинское — Хабаровск — Владивосток**». В 2016 г. газ из Восточной Сибири может поступать в газотранспортную систему Дальнего Востока и далее на экспорт. Первоначальная мощность газопровода составит около 36 млрд м³ с возможным последующим расширением до 64 млрд м³. Инвестиции в первую очередь составят около 400 млрд руб. Поставки газа из Якутии на Дальний Восток должны быть синхронизированы со строительством ГПЗ и НХК в Хабаровске и завода по сжижению газа во Владивостоке.

После того как к газотранспортной инфраструктуре Дальнего Востока будет присоединен Якутский центр газодобычи, необходимо подключение месторождений Иркутской области. Предполагается строительство магистрального газопровода «**Ковыктинское — Чаяндинское**». Сроки реализации — 2016–2018 гг. Мощность газопровода составит около 28 млрд м³; инвестиции — около 110 млрд руб.

Одновременно необходимо провести расширение газопровода «Чаяндинское — Хабаровск — Владивосток» до 64 млрд м³. Основная часть газа с Ковыктинского месторождения будет поступать на экспорт, прежде всего в Китай и Корею. Предполагается, что ответвление в Китай может быть создано в районе Сковородино, Благовещенска, Дальнереченска; в Корею — по подводному газопроводу Владивосток — Каннын — Сеул, в долгосрочной перспективе после достижения политического урегулирования на Корейском полуострове возможно прохождение сухопутной части газопровода.

После окончания строительства газопровода, который соединит Иркутский центр газодобычи и ЕСГ России, появится возможность развития газового потенциала Красноярского края, в первую очередь за счет подключения к газопроводной сети Юрубчено-Тохомской зоны. Здесь предполагается строительство газопровода «**Юрубчено — Тохомское — Богучаны — Нижняя Пойма**» и подключение к газопроводу «Саянск-Проскоково». Сроки реализации — 2013–2015 гг. Мощность трубопровода на отрезке «ЮТЗ — Богучаны» составит около 10 млрд м³.

В 2015–2016 году к газопроводу «ЮТЗ — Нижняя пойма» может быть подключен газопровод «**Собинское — Богучаны**», который будет соединен с месторождениями Собинско-Пайгинской и Агалеевско-Имбинской зоны. Мощ-

ность трубопровода на отрезке «Богучаны — Нижняя Пойма» составит 17,5 млрд м³.

Подземные хранилища газа

С целью регулирования сезонной неравномерности внутреннего газопотребления, а также поставок газа на экспорт и обеспечения надежности поставок газа в случае аномально высоких перепадов температур и аварий в газотранспортной системе необходимо создание системы подземных хранилищ газа (ПХГ).

По оценке ОАО «Газпром» потребность в активном объеме газа ПХГ (без долгосрочных резервов) на уровень 2030 г. оценивается в объеме 5,9–6,4 млрд м³:

- для потребителей Восточной Сибири — 1,9 млрд м³;
- для потребителей Дальнего Востока — 1,5 млрд м³;
- для регулирования поставок газа на экспорт по магистральным газопроводам — 2,5–3 млрд м³.

В качестве первоочередного объекта создания ПХГ в Иркутской области рекомендуется газохранилище в соляных кавернах в районе г. Ангарска, что позволит полностью обеспечить южные районы Иркутской области в мощностях ПХГ. Для обеспечения г. Красноярск и юга Красноярского края возможно создание ПХГ к северу от г. Ачинск. В районе Хабаровска наиболее перспективным объектом является Малоситинская структура. Перспективы наращивания активной емкости ПХГ также связаны с районом, примыкающим к Малоситинской структуре.

Перспективы создания перерабатывающей инфраструктуры

Природный газ Восточной Сибири содержит в значительных количествах гомологи метана, которые являются сырьем для нефтегазохимии. Для переработки газа Восточной Сибири и Дальнего Востока необходимо строительство

трех нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических комплексов. Газ с месторождений Красноярского края будет перерабатываться на ГПЗ и НХК в Нижней Пойме (табл. 4). Газ с месторождений Иркутской области, поставляемый в ЕСГ (в южном и западном направлениях), будет перерабатываться на Саянском ГПЗ с блоком нефтехимии. Газ с месторождений Иркутской области, который будет транспортироваться через Республику Саха (в северном и восточном направлениях), совместно с газом Чаяндинского и прилегающих месторождений будет перерабатываться на ГПЗ и НХК в районе Хабаровска.

Окончание строительства завода по переработке газа в **Хабаровске** должно быть синхронизировано с поставками газа с Якутского центра газодобычи и севера Иркутской области — до 45 млрд м³. В 2018 г. начнутся поставки газа на Хабаровский ГПЗ с месторождений юга Иркутской области (Ковыктинско-Чиканский центр). Объем поставок может быть доведен до 28 млрд м³.

На выходе с Хабаровского ГПЗ и НХК основной товарной продукцией будут: энергетический газ, пропан-бутан технический (ПБТ), полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол и сополимеры стирола.

Исходя из объема входящего сырья, производство энергетического газа может быть доведено к 2030 г. до 120 млрд м³, ПБТ — 1 млн т, полиэтилена — 2,6 млн т, полипропилена — 2,4 млн т, поливинилхлорида — 2,6 млн т, полистирола и сополимеров стирола — 1,7 млн т. В соответствии с технологическими условиями на завод будет поступать конденсат.

Учитывая параметры добычи газа в Иркутской области, а также сроки строительства газопроводов, в 2013–2015 гг. необходимо построить ГПЗ и НХК в **Саянске**. Здесь будет перерабатываться газ, поступающий с Ковыктинского газоконденсатного месторождения, который в дальнейшем будет направляться в ЕСГ, а также с небольших газовых месторождений этого райо-

Табл. 4. Перспективы формирования газоперерабатывающих, нефтеперерабатывающих и нефтегазохимических комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Расположение	Тип производства	Сроки реализации		Ввод в эксплуатацию	Гелиевое хранилище
		Начало	Конец		
Хабаровск	ГПЗ	2015	2016	2016 2017	Малоситинская природная структура
	НХК, гелий	2015	2017		
Саянск	ГПЗ	2013	2015	2015 2015	Атовское месторождение
	НХК, гелий	2013	2015		
Нижняя Пойма	ГПЗ	2014	2015	2015 2015	Искусственное хранилище, потребности рынка
	НХК, гелий	2014	2015		
Владивосток	НПЗ, НХК, СПГ	2014	2016	2016	

на. Предполагается довести объем поставок газа на Саянский ГПЗ к 2030 г. до 20 млрд м³.

Исходя из объема входящего сырья, производство сухого энергетического газа может быть доведено к 2030 г. до 19 млрд м³, ПБТ — 0,2 млн т, полиэтилена — 0,51 млн т, полипропилена — 0,47 млн т, поливинилхлорида — 0,51 млн т, полистирола и сополимеров стирола — 0,34 млн т. В соответствии с технологическими условиями будет поступать конденсат.

Исходя из сроков ввода в эксплуатацию месторождений Красноярского края, параметров сооружения газопроводной инфраструктуры, а также сроков строительства газопроводов в 2014–2015 гг. необходимо строительство ГПЗ и НХК в **Нижней Пойме**. Здесь будет перерабатываться газ, поступающий с Юрубчено-Тохомского, Собинско-Пайгинского и Агалеовско-Имбинского центров газодобычи в Красноярском крае. Пред-

полагается довести объем поставок газа на ГПЗ в Нижней Пойме к 2030 г. до 17,5 млрд м³.

Исходя из объема входящего сырья, производство энергетического газа может быть доведено к 2030 г. до 15,9 млрд м³, ПБТ — 0,23 млн т, полиэтилена — 0,58 млн т, полипропилена — 0,54 млн т, поливинилхлорида — 0,58 млн т, полистирола и сополимеров стирола — 0,4 млн т. В соответствии с технологическими условиями будет поступать конденсат.

Оценка экономической эффективности освоения месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока

Сводные технико-экономические показатели реализации Концепции комплексного освоения ресурсов и запасов УВ Восточной Сибири и Дальнего Востока приведены в табл. 5.

Табл. 5. Техничко-экономические показатели освоения подготовленных для лицензирования и проектируемых нефтегазоносных недр Восточной Сибири и Дальнего Востока

Показатель	Регион				
	Красноярский край	Иркутская область	Республика Саха (Якутия)	Дальний Восток	Всего по Восточной Сибири и Дальнему Востоку
Добыча нефти, млн т:					
всего за период	874	250	181	517	1 822
максимальная	50	14	11	39	113
Добыча газа, млрд м ³ :					
всего за период	451	636	555	1 028	2 670
максимальная	31	57	43	85	216
Добыча конденсата, млн т:					
всего за период	75	42	11	-	128
максимальная	5	4	1	-	10
Количество скважин, подлежащих бурению, шт.:	1 899	857	658	1 245	4 659
газовых	219	412	395	534	1 560
нефтяных	1 680	445	263	711	3 099
Выручка от реализации, млн руб.:	14 669 210	8 199 325	6 818 499	13 070 124	42 757 158
нефти	10 823 944	3 261 939	1 849 847	6 554 823	22 490 553
газа	2 770 279	4 534 201	4 781 080	6 515 301	18 600 861
конденсата	1 074 987	403 184	187 572	-	1 665 744
Капитальные вложения, млн руб.	1 637 728	970 444	797 876	1 339 999	4 746 046
Эксплуатационные затраты, млн руб.	3 946 083	2 443 178	2 124 516	2 001 535	10 515 312
Налоги, млн руб.:	3 905 923	2 689 091	3 194 573	4 398 587	14 188 173
в федеральный бюджет	1 720 808	1 680 039	2 209 928	2 400 164	8 010 940
в региональный бюджет	356 676	172 091	184 125	296 068	1 008 960
в местный бюджет	1 823 327	834 799	798 064	1 699 586	5 155 776
во внебюджетные фонды	5 112	2 162	2 456	2 768	12 497
Чистая прибыль, млн руб.	7 536 696	3 402 274	3 159 128	7 142 674	21 240 774
CCF, млн руб.	7 510 257	3 243 865	2 946 807	6 756 783	20 457 712
NPV, млн руб.	1 472 472	541 810	256 988	1 618 400	3 889 670

Условия формирования экспортных поставок

При формировании новых центров газовой и нефтяной промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и организации экспортных поставок газа и нефти из России целесообразно обеспечить максимального технологически обоснованного и экономически эффективного извлечения на российской территории всех ценных и потенциально ценных компонентов, включая этановую и пропан-бутановую фракции, гелия и других элементов в соответствии с их концентрацией. Модернизация существующих и формирование новых центров нефтеперерабатывающей, газоперерабатывающей, нефтехимической и газохимической промышленности на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока стимулирует социально-экономическое развитие российских регионов, позволит создавать продукцию с высокой добавленной стоимостью.

При поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа целесообразно заключение связанных договоров, предполагающих обеспечение доступа российских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран-реципиентов. Целесообразно формирование контролируемых российскими компаниями прежде всего «Газпромом», поставок сетевого и сжиженного газа в АТР не только из России, но и из других регионов мира. «Газпром», как глобальная энергетическая компания, имеет возможность вхождения в проекты поставок СПГ в страны АТР, на Тихоокеанское и Атлантическое побережье США, организуемых международными (МНК) и транснациональными компаниями (ТНК) — BP, Shell, Exxon, Chevron, Total и др., из различных регионов мира по схеме замещения (SWAP) на европейском рынке, а также в обмен на их допуск к проектам на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока.

A. G. Korzhubaev, I. V. Filimonova, and L. V. Eder

Prediction of Oil and Gas Industry of Eastern Siberia and Far East Development

Prediction of oil, gas condensate and natural gas production in Eastern Siberia and Far East for the period until 2030 is presented. Prospects for the development of oil transportation, particularly putting into operation all system of oil pipeline « Eastern Siberia–Pacific Ocean», and also implementation periods of construction projects for the most important gas pipelines are analyzed. Implementation periods of gas processing, refinery and petrochemical complexes in Eastern Siberia and Far East are given. Summary technical and economic performance indexes of the Conception of hydrocarbon resources and reserves in Eastern Siberia and Far East integrated development realization are presented.

Key words: Eastern Siberia, Far East, oil pipeline, processing infrastructure, oil and gas fields development.

Вниманию специалистов!

И. М. Колесников

КАТАЛИЗ И ПРОИЗВОДСТВО КАТАЛИЗАТОРОВ

В книге изложены теория и практика изучения, подбора и производства катализаторов. Приведены методы и технологии синтеза катализаторов на лабораторном и промышленном уровне. Представлены основы теорий гомогенного и гетерогенного катализа. Значительное внимание уделено проблемам подбора и оптимизации состава катализаторов. Подробно излагаются ранние теории катализа и синтеза катализаторов.

Специальный раздел посвящен физико-химическим свойствам катализаторов, способам производства носителей, катализаторов и контролю их качества, управления производством на катализаторных фабриках.

В книге представлены технологические схемы производства наиболее распространенных в промышленности носителей и катализаторов.

Книга адресована широкому кругу инженерно-технических работников промышленных предприятий, научно-исследовательских и проектных организации.

М.: Издательство «Техника», 2004. — 450 с.

Правовое регулирование геологического изучения недр, поиска и разведки месторождений нефти и газа

Р. Х. Муслимов, Р. Н. Салиева
Казанский государственный университет

Анализируются законодательство, судебная практика и теоретические вопросы, связанные с регламентацией отношений в сфере геологического изучения недр, поиска и разведки месторождений нефти и газа. На основе анализа формулируются предложения, направленные на совершенствование законодательства.

Ключевые слова: геологическое изучение недр, поиск и разведка месторождений нефти и газа, правовое регулирование, добыча нефти, законодательство о регулировании нефтяной деятельности.

В нефтегазовой сфере современной России, как и в других сырьевых отраслях, остро стоят проблемы активизации геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы. Наряду с другими факторами (государственная поддержка, финансирование, государственно-частное партнерство и др.) значительное содействие названным процессам должно оказывать правовое регулирование.

Законодательство в сфере недропользования призвано обеспечивать эффективную систему предоставления в пользование участков недр в целях геологического изучения, поиска и разведки, и в конечном итоге добычи полезных ископаемых. Оно должно содержать стимулы привлечения частных инвестиций в эту довольно рискованную область предпринимательской деятельности и гарантии получения прав на данный участок по особой административной процедуре в случае осуществления факта коммерческого открытия.

Специфика производственно-хозяйственной деятельности в сфере недропользования предопределяет целесообразность особого регулирования, направленного на установление специальных требований к субъектам предпринимательской деятельности.

Во-первых, эти особенности обусловлены тем, что предпринимательская деятельность связана с использованием природных ресурсов — недр, содержащих полезные ископаемые. При этом недра предоставляются государством (собственником недр) в пользование субъектам предпринимательской деятельности на основании специального разрешения — лицензии, в которой определяются целевое назначение участка недр и виды работ.

Во-вторых, порядок предоставления недр в пользование и порядок пользования недрами устанавливаются специальным законодатель-

ством. Основными нормативными правовыми актами являются законы «О недрах», «О драгоценных металлах и драгоценных камнях», «О газоснабжении», «О соглашениях о разделе продукции».

К подзаконным нормативным актам, регламентирующим порядок предоставления недр в пользование относятся:

- Постановление Верховного Совета Российской Федерации от 15 июля 1992 г. N 3314-1 «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 08 января 2009 г. N 4 «Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, на предоставляемых в пользование без проведения конкурсов и аукционов участке недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации, участке недр федерального значения, расположенном на территории Российской Федерации и простирающемся на ее континентальный шельф, участке недр федерального значения, содержащем газ»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 27 ноября 2008 г. N 897 «Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых на участке недр федерального значения или на участке недр, который отнесен к участкам недр федерального значения в результате открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению недр такого участка за счет собственных средств для раз-

ведки и добычи полезных ископаемых открытого месторождения» и др.

В-третьих, во многом права и обязанности субъектов предпринимательской деятельности при пользовании недрами определяются специальными нормативными правовыми актами и условиями лицензии, устанавливающими специальные правила ведения производственно-хозяйственной деятельности. При подаче заявки на выдачу лицензии хозяйствующие субъекты должны представить доказательства того, что обладают или будут обладать квалифицированными специалистами, необходимыми финансовыми и техническими средствами для эффективного и безопасного проведения работ в сфере недропользования (ст. 14 Закона «О недрах»). Фактически содержание прав и обязанностей субъектов при осуществлении предпринимательской деятельности в сфере недропользования, момент возникновения и момент прекращения прав и обязанностей, специфика ответственности обусловлены полученным разрешением на проведение определенных работ в сфере недропользования и зависят от вида и содержания лицензии.

В-четвертых, рисковый характер является отличительной чертой предпринимательской деятельности вообще, но риск во много раз увеличивается в сфере недропользования. Это — наличие повышенных видов рисков — риски открытия месторождения и коммерческой ценности открытой залежи; исчерпаемость (ограниченность) запасов; постоянное изменение спроса на нефть, газ, продукты их переработки и постоянное изменение цен, транспортных тарифов, налогов; политические риски; инвестиционные риски и т. д. Специалисты отмечают, что «в ходе реализации проекта возможно наступление событий, связанных с потерей предприятием-недропользователем (инвестором) части своих ресурсов и имущества (прямой ущерб), недополучения доходов или появления дополнительных расходов (косвенный ущерб) в результате осуществления определенной производственной и финансовой деятельности. Вероятность наступления таких событий определяет степень предпринимательского (экономического) риска» [1].

Субъекты предпринимательства в сфере недропользования осуществляют специфичные виды работ в соответствии с целями, для которых предоставлен участок недр в пользование. В соответствии с законом недра предоставляются в пользование для:

1) регионального геологического изучения, включающего региональные геолого-геофизические работы, геологическую съемку, инженерно-геологические изыскания, научно-исследовательские, палеонтологические и другие работы, направленные на общее геологическое изучение недр, геологические работы по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, созданию и ведению мониторинга состояния недр, контроль за режимом подземных вод, а также иные работы, проводимые без существенного нарушения целостности недр;

2) геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, а также геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

3) разведки и добычи полезных ископаемых, в том числе использования отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств;

4) строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

5) образования особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное, эстетическое, санитарно-оздоровительное и иное значение (научные и учебные полигоны, геологические заповедники, заказники, памятники природы, пещеры и другие подземные полости);

6) сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов.

В соответствии с Приказом МПР РФ от 08.10.2007 N 261 «Об утверждении Административного регламента Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственной функции по ведению государственного учета и обеспечению ведения государственного реестра работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами» [2] ведется государственный учет работ по геологическому изучению недр посредством их государственной регистрации. Государственная регистрация работ по геологическому изучению недр осуществляется до начала их производства.

Исходя из целей пользования недрами и видов работ по геологическому изучению недр, можно выделить следующие объединенные груп-

пы видов хозяйственной (предпринимательской) деятельности в сфере недропользования: 1) геологическое изучение недр; 2) разведка и добыча полезных ископаемых.

Правоприменительная практика свидетельствует о том, что важное практическое значение имеет формулировка видов осуществляемых субъектами предпринимательской деятельности работ в лицензии и документах, прилагаемых к лицензии.

Содержание прав и обязанностей субъектов предпринимательской деятельности в сфере недропользования зависит от того, на каком этапе ведется хозяйственная деятельность и для каких целей получена лицензия. Если получена лицензия в целях геологического изучения недр, то соответственно субъекты предпринимательской деятельности осуществляют производственно-хозяйственную деятельность в рамках такого разрешения и имеют соответствующие права и обязанности.

В ведомственных актах в определенной мере учитываются виды работ и регламентируются хозяйственные отношения в зависимости от этапов и стадий геолого-разведочных работ. Причем этапы и стадии геолого-разведочных работ определяются в зависимости от видов полезных ископаемых. Приказом МПР РФ от 07.02.2001 N 126 было утверждено «Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ» [3], в котором определено, что деление геолого-разведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности использования недр. Совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения, определяется как «геолого-разведочный процесс». Геолого-разведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр подразделяются на региональный, поисково-оценочный, разведочный этапы с выделением в них стадий.

По твердым полезным ископаемым принято Распоряжение МПР РФ от 05.07.1999 N 83-р «Об утверждении Положения о порядке проведения геолого-разведочных работ по этапам и стадиям (твердые полезные ископаемые)»*. В зависимо-

сти от целей процесс геологического изучения недр по твердым полезным ископаемым подразделяется на 3 этапа и 5 стадий:

Первый этап — работы общегеологического и минерагенического назначения. На этом этапе выделяется стадия 1 — региональное геологическое изучение недр и прогнозирование полезных ископаемых.

Второй этап — поиски и оценка месторождений, который включает две стадии — поисковые работы и оценочные работы.

Третий этап — разведка и освоение месторождений, включающий две стадии — разведку месторождения и эксплуатационную разведку.

Выделение этапов и стадий геолого-разведочных работ имеет важное практическое значение, так как во-первых, выделение этапов позволяет конкретизировать объем прав и обязанностей субъектов предпринимательской деятельности при предоставлении лицензии на право пользования недрами и осуществлять контроль за соблюдением условий лицензионного соглашения, а также определять предмет договоров, заключаемых при проведении геолого-разведочных работ; во-вторых, предоставляет возможность оптимизации осуществляемой хозяйственной (предпринимательской) деятельности (определение содержания и технологического режима геолого-разведочных работ; унификации работ и постадийно создаваемых конечных результатов; возможность оперативного учета и анализа геологической изученности для выбора обоснованных направлений поисковых, оценочных и разведочных работ).

Вместе с тем как с теоретической точки зрения, так и законодательной существует проблема определения понятий «геолого-разведочные работы», «геолого-разведочный процесс», а также в целом проблема отнесения геолого-разведочных работ на первоначальном этапе к предпринимательской деятельности в сфере пользования недрами.

Надо отметить, что перечень основных видов работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами приведен в приложении 6 к Административному регламенту Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственной функции по ведению государственного учета и обеспечению ведения государственного реестра работ, утвержденному Приказом МПР России от 8 октября 2007 г. N 261. К видам работ по гео-

*Документ опубликован не был. СПС «Консультант Плюс».

логическому изучению недр относятся: геолого-съемочные работы (ГСР); геолого-поисковые, разведочные работы (ГРР); гидрогеологические исследования (ГГИ); геофизические исследования (ГФИ); геохимические исследования (ГХИ); инженерно-геологические изыскания (ИГИ); эколого-геологические исследования (ЭГИ); мониторинг геологической среды (МОН); тематические, опытно-методические, научно-исследовательские работы (ТЕМ); картосоставительские и картоиздательские работы (ККР); геолого-экономические, технологические работы (ГЭР) [2].

Виды геолого-разведочных работ также перечислены в Общероссийском классификаторе видов экономической деятельности (ОК 029–2007 (КДЕС ред. 1.1)). В частности, в классификаторе определено, что геолого-разведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы включают: работы, предназначенные для сбора информации о структуре недр и местонахождении залежей полезных ископаемых и подземных вод; геологическую, гидрогеологическую и геоэкологическую съемку; открытые геолого-разведочные работы и горно-разведочные работы; гидрогеологические и инженерно-геологические работы; геофизические и геохимические работы; создание государственной сети опорных геолого-геофизических профилей параметрических и сверхглубоких скважин; отбор и обработку проб твердых полезных ископаемых; мониторинг геологической среды (наблюдение за состоянием подземных и поверхностных вод, экзогенных геологических процессов); лабораторные исследования полезных ископаемых и горных пород; камеральные работы. Эта группировка не включает разведочное бурение*. Перечисленные выше виды работ относятся к первой выделенной нами группе производственно-хозяйственной деятельности в сфере недропользования — геологическому изучению недр.

Как было отмечено, вторая группа видов хозяйственной деятельности — это разведка и добыча полезных ископаемых.

Перечисленные виды деятельности не отражены в законе «О недрах». К сожалению, на уровне закона содержание понятий «геолого-разведочные работы» и «добыча полезных ископаемых» не раскрыты.

С неопределенностью терминов, на наш взгляд, связаны судебные споры. В частности, нередко возникают споры, связанные с отнесением к операциям по добыче полезных ископаемых проведение операций по доведению добытого полезного ископаемого до требований стандартов в отношении производимой недропользователем (субъектом предпринимательской деятельности в сфере недропользования) продукции.

Так, например, решением налогового органа налогоплательщик привлечен к налоговой ответственности, предусмотренной пунктом 1 статьи 122 НК РФ, за неполную уплату налога на добычу полезных ископаемых. Этим же решением ему предложено уплатить доначисленные суммы налога и пени.

При этом налоговый орган исходил из того, что добытым полезным ископаемым является щебень строительный, поэтому налогоплательщиком при исчислении налога неправомерно налоговая база определена исходя из количества добытого гравия и его расчетной стоимости.

Налогоплательщик с таким решением налогового органа не согласился и обжаловал его в суд.

Суд пришел к следующему выводу. Как следует из пункта 1 статьи 337 НК РФ, полезным ископаемым признается продукция горно-добывающей промышленности и разработки карьеров, содержащаяся в фактически добытом (извлеченном) из недр (отходов, потерь) минеральном сырье (породе, жидкости и иной смеси), первая по своему качеству соответствующая государственному стандарту РФ, стандарту отрасли, региональному стандарту, международному стандарту, а в случае отсутствия указанных стандартов для отдельного добытого полезного ископаемого — стандарту (техническим условиям) организации (предприятия).

Не может быть признана полезным ископаемым продукция, полученная при дальнейшей переработке (обогащении, техническом переделе) полезного ископаемого, являющаяся продукцией обрабатывающей промышленности.

Полезным ископаемым также признается продукция, являющаяся результатом разработки месторождения, получаемая из минерального сырья с применением перерабатывающих технологий, являющихся специальными видами добычных работ, а также перерабатывающих технологий, отнесенных в соответствии с лицен-

* Общероссийский классификатор видов экономической деятельности» ОК 029-2007 (КДЕС Ред. 1.1); (утв. Приказом Ростехрегулирования от 22.11.2007 N 329-ст) (ред. от 22.11.2007); (введен в действие 01.01.2008 на период до 01.01.2011 без отмены ОК 029-2001 (КДЕС ред. 1). Документ опубликован не был.

зией на пользование недрами к специальным видам добычных работ.

Кроме того, в соответствии с пунктом 18 Методических рекомендаций, утвержденных Приказом МНС РФ от 02.04.2002 N БГ-3-21/170, при признании продукции полезным ископаемым необходимо учитывать продукцию, которая в техническом проекте разработки данного месторождения полезного ископаемого определена как результат этой разработки.

Налогоплательщик на основании лицензии производит добычу гравия. Добытая гравийно-валунная смесь (дражный гравий) является результатом разработки соответствующего месторождения, первая по своему качеству соответствующая стандарту налогоплательщика.

Из имеющихся в материалах дела документов следует, что товарным продуктом технологического процесса при обработке месторождения, используемого налогоплательщиком, является гравий.

Довод налогового органа о том, что добытым полезным ископаемым является щебень строительный и налоговая база должна определяться из цены реализации щебня, поскольку налогоплательщик производит дальнейшую переработку гравия, в результате которой получает щебень строительный, реализуемый налогоплательщиком, неоснователен.

Поскольку первой по своему качеству соответствующей стандарту налогоплательщика продукцией является гравий, то полезным ископаемым, добываемым им, является гравий, независимо от того, что фактически им реализуется щебень строительный, полученный в результате переработки гравия.

Суд признал решение налогового органа недействительным*.

Приведенный пример свидетельствует о том, что в каждом конкретном случае для определения наличия либо отсутствия объекта налогообложения необходимо учитывать конкретные обстоятельства технологического процесса (процесса производственно-хозяйственной деятельности) недропользователя. А в законодательстве в целях упорядочения правового регулирования в сфере осуществления производственно-хозяйственной деятельности субъектами предпринимательства в сфере недропользования желательным определить, что понимается под добычей и какие виды деятельности относятся к процессу добычи полезного ископаемого.

В юридической литературе высказываются разные точки зрения по вопросу об определении содержания терминов «геолого-разведочные работы», «добыча полезных ископаемых».

Так, И. А. Дроздов подчеркивает, что «закон о недрах относит к числу видов недропользования геологическое изучение недр, а также разведку полезных ископаемых, то есть виды деятельности, которые непосредственно не сопряжены с извлечением полезных свойств из подземных пространств. Иными словами, Закон исходит из предельно широкого понимания категории «недропользование», рассматривая в качестве пользования в том числе деятельность, предшествующую и вместе с тем обуславливающую извлечение полезных свойств недр» [4].

С. А. Сосна отмечает, что «в зависимости от обстоятельств в число отдельных этапов недропользования могут включаться и предварительные исследования недр, а также ряд других этапов: как предшествующих, так и следующих за непосредственной эксплуатацией месторождения. Практически на каждый из этих видов пользовательской деятельности могут предоставляться отдельные горные (минеральные, нефтяные, газовые и т. п.) пользовательские права либо так называемые совмещенные права, позволяющие одному пользователю осуществлять несколько видов деятельности (например, исследовать недра, а затем вести поиск и разведку месторождения либо разведать месторождение, а затем разрабатывать его)» [5].

Л. В. Каланда отмечает, что ни в действующих законах, ни в существующих проектах нового Закона «О недрах» нет специальных норм, которые бы отражали специфику работ по геологическому изучению недр на нефть и газ, и считает, что «виды пользования для субъектов нефтяной отрасли должны определяться с учетом установленных этапов и стадий геолого-разведочных работ на нефть и газ» [6].

И. И. Павлов на основе изучения данного вопроса сделал вывод о том, что в настоящее время геологическое изучение недр как вид пользования недрами остается наименее урегулированным в законодательстве. Он полагает, что «нужна четкость в разграничении видов пользования недрами; необходимо определить основные требования к содержанию права пользования недрами для геологического изучения, учитывая специфику видов полезных ископаемых; необходимо также изменение порядка

* Обзор практики рассмотрения арбитражными судами споров, связанных с применением прочих налогов (за 2-е полугодие 2007 г.). «Центр методологии бухгалтерского учета и налогообложения». (Подготовлен для системы КонсультантПлюс, 2008.)

предоставления права пользования недрами для указанных целей и характера данного права с точки зрения его исключительной принадлежности. Может быть, учитывая традиции отечественного горного права, а также международный опыт, более логичным было бы именовать основные виды пользования недрами «поиски», «разведка» и «добыча» полезных ископаемых с выделением в них определенных подвидов (стадий), разграничив их в законе. Это также помогло бы избежать путаницы в данном вопросе» [7]. Приведенные мнения ученых, а также судебная практика свидетельствуют о целесообразности определения в законе понятий «геологическое изучение недр», «поиск и разведка месторождений нефти и газа».

Надо еще отметить и такую сторону вопроса, что терминология Налогового кодекса не совпадает с терминами законодательства о недрах, что также приводит к спорам между субъектами предпринимательской деятельности и налоговыми органами по определению результатов предпринимательской деятельности. В Налоговом кодексе в статье 261 применяется обобщающий термин «освоение природных ресурсов», конкретные виды деятельности называются частично при раскрытии содержания термина «расходы на освоение природных ресурсов». В частности, расходами на освоение природных ресурсов признаются расходы налогоплательщика на геологическое изучение недр, разведку полезных ископаемых, проведение работ подготовительного характера.

В связи с отсутствием в законодательстве терминологического единства на практике возникают спорные ситуации по вопросам отнесения тех или иных видов работ, осуществляемых в сфере недропользования, к геолого-разведочным работам. Так, например, В. П. Коломейцева отмечает, что «неоднозначность решения данного вопроса вызвана определением геологического изучения недр, которое дается в ст. 6 Закона «О недрах». В названной статье законодатель разделяет указанные этапы работ, определяя региональный этап геолого-разведочных работ и геологическое изучение недр как два самостоятельных вида пользования недрами. Однако это не должно приводить к выводу, что расходы на проведение регионального этапа геолого-разведочных работ не могут быть квалифицированы как расходы на освоение природных ресурсов» [8].

В других законах, регламентирующих отношения в сфере недропользования, встречается деление хозяйственной деятельности субъектов

предпринимательской деятельности на отдельные этапы, связанные с поиском, разведкой и добычей тех или иных видов полезных ископаемых. Например, в законе «О газоснабжении» выделяются самостоятельные этапы в сфере поиска, разведки и добычи месторождений газа. В законодательстве об атомной энергетике, регулирующем отношения в сфере добычи радиоактивных материалов, понятие «использование атомной энергии» включает в себя разведку и добычу урановых руд. В литературе отмечается, что для разведки и добычи урановых руд требуется два документа — один как бы подтверждает право пользователя на определенный участок недр, а другой подтверждает его право на занятия этой деятельностью. При этом оба этих документа именуется лицензией [9].

В словаре «Термины и понятия отечественного недропользования» геолого-разведочные работы определены как комплекс различных специальных геологических и других работ, которые производятся для обнаружения и подготовки к промышленному освоению месторождений полезных ископаемых. А геолого-разведочный процесс определен как процесс стадийного геологического изучения территорий с целью определения их потенциальной рудоносности, открытия, разведки, оценки и подготовки к эксплуатации месторождений полезных ископаемых [10].

Полагаем, что данное в словаре определение геолого-разведочных работ в целях формирования единообразной правоприменительной практики целесообразно включить в Закон «О недрах», а также в Положение о лицензировании пользования недрами. Кроме того, на уровне закона также было бы целесообразно определить этапы и стадии геолого-разведочных работ. А геолого-разведочный процесс следовало бы прописать в соответствующем техническом регламенте согласно требованиям Закона «О техническом регулировании».

Необходимо также отметить, что в соответствии с действующим законом «О недрах» недра могут предоставляться в пользование одновременно для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых. При этом разведка и добыча полезных ископаемых, за исключением разведки и добычи полезных ископаемых на участке недр федерального значения, могут осуществляться как в процессе геологического изучения недр, так и после его завершения. К сожалению, содержание терминов «разведка» и «добыча» также не раскрывается.

Целесообразность определения в законодательстве понятия «геолого-разведочные и добычные работы» подтверждается историей вопроса и примерами правового регулирования геологического изучения недр, поиска и разведки месторождений нефти и газа в других государствах. Как показал анализ горного законодательства России, действовавшего до 1917 г., в Уставе Горном Российской Империи было дано понятие горного промысла. Так, под горным промыслом понималось приискивание, добывание, плавление, вываривание и обработка минеральных естественных производений, находящихся на поверхности или в недрах земли: 1) земель и камней, 2) металлов, 3) солей, 4) горючих веществ [11]. А в Горном

Законе ФРГ от 13 августа 1980 года (BGBl. I. S. 1310) в параграфе 4 даны основные определения понятий: «разведка», «региональная разведка», «добыча», «обогащение», «предприниматель», «право на добычу полезных ископаемых», «горнодобывающее предприятие» [12].

В силу специфики требуют специального правового регулирования производственно-хозяйственные, предпринимательские отношения в нефтяной отрасли. Целесообразным представляется принятие специального закона «О регулировании нефтяной деятельности», в котором могут быть определены основные термины, понятия, в том числе: «геолого-разведочный процесс», «поисковые работы», «добыча нефти» и др.

Литература

1. Карасев В. И., Кирсанов А. Н., Останин Н. А. и др. Правовые и экономические проблемы рационального недропользования при геологическом изучении и освоении месторождений нефти и газа: Учеб. пособие / Под ред. А. Н. Кирсанова. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. — С. 171
2. Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, № 51, 17.12.2007.
3. Природно-ресурсные ведомости. — 2001. — № 21.
4. Дроздов И. А. О развитии правового регулирования недропользования // Вестник ВАС РФ. — 2007. — № 8.
5. Сосна С. А. Право на исследования недр как разновидность прав недропользования (по зарубежному и российскому законодательству) // Государство и право. — 2000. — № 6. — С. 27.
6. Каланда Л. В. Проблемы правового регулирования хозяйственной (предпринимательской) деятельности в нефтяной отрасли. — М.: Институт государства и права РАН, 2004. — С. 23–24.
7. Павлов И. И. Геологическое изучение недр на нефть и газ в системе видов пользования недрами: проблемы правового регулирования // Экологическое право. — 2007. — № 4.
8. Коломейцева В. П. Признание скважин непродуктивными: проблемы исчисления налога на прибыль // Энергетическое право. — 2009. — № 1.
9. Налетов К. И. Юридическая взаимосвязь лицензий и разрешений на пользование недрами // Российская юстиция. — 2008. — № 2.
10. Кривцов А. И., Беневольский Б. И., Минаков В. М. и др. Термины и понятия отечественного недропользования (словарь-справочник) / Под ред. Б. А. Яцкевича. — М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. — С. 24, 113.
11. Штофъ А. Горное право. Сравнительное изложение горных законовъ, действующихъ въ Россіи и в главнейшихъ государствахъ Западной Европы. — С.-Петербургъ. Типография М. М. Стасюлевича, Вас. Остр., 5 лин., 28, 1896. — С. 13.
12. Клюкин Б. Д. Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. — М.: Городециздат, 2000. — С. 287–289.

R. Kh. Muslimov, and R. N. Salieva

Regulatory Management of Subsurface Resources Geological Study, Exploration and Prospecting of Oil and Gas Fields

Legislation, legal proceedings, some theoretical points, connected with regulating relations in the sphere of geological studying, the process of exploration and prospecting of oil and gas resources are analyzed. Some proposals of improving the legislation are stated in the article.

Key words: *geological studying, process of exploration and prospecting of oil and gas resources, legal regulation, oil production, mining laws.*

Литологические особенности формирования природных резервуаров нефти в отложениях баженовской свиты

А. В. Лобусев, Л. С. Кулик, Ю. А. Вертиевец
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Отложения баженовской свиты отличаются высокой литологической неоднородностью. Разрез баженовской свиты делится на традиционный (нормальный) и аномальный. Отложения аномального разреза представлены терригенными разностями, отложения нормального разреза — карбонатно-глинисто-кремнистыми породами.

Ключевые слова: баженовская свита, ачимовская толща, коллектор, тектонические движения.

Отложения баженовской свиты, развиты практически на всех площадях Западной Сибири. Данный интервал разреза хорошо узнаваем как по скважинной информации, так и по сейсмическим данным.

Изучению литологических особенностей баженовской свиты уделяется значительное внимание на протяжении нескольких десятилетий.

Последние исследования и современные методы обработки результатов позволили уточнить специфику состава пород баженовских отложений в конкретных разрезах и в площадном аспекте.

Большинство исследователей сходятся во мнении, что карбонатно-кремнисто-глинистые седименты баженовской свиты, сильно обогащенные органическим веществом классического нефтематеринского типа, образовались в условиях редкого сочетания благоприятных седиментационных и палеоэкологических факторов: высокой биопродуктивности прокариотической биоты обширного эпиконтинентального морского бассейна, сохраняющего органическое вещество; окислительно-восстановительного режима в нижних слоях водной толщи и зоне раннего диагенеза, где накапливались рыхлые несцементированные илы с высоким содержанием $C_{орг}$; низкой скорости седиментации осадков, предохранившей органическое вещество от «разбавления» и т. д. Установлено также очевидное недокомпенсирование осадконакоплением прогибания этого седиментационного бассейна, развивавшегося в апогее самой крупной в мезозойской истории трансгрессии моря.

Однако взгляды на палеогеографические условия осадконакопления и возрастную характеристику пород слагающих баженовскую свиту у разных исследователей могут различаться.

Согласно традиционным представлениям о формировании баженовской свиты [1], обширный

эпиконтинентальный морской бассейн в волжско-раннеберриасское время покрывал территорию более 2 млн км². Сравнительно глубоководная впадина, где отлагались сильнообогащенные органическими веществами илы, в той или иной степени кремнистые и карбонатные, занимала примерно половину площади баженовского бассейна (около 1,2–2 млн км²) и локализовалась главным образом на месте современных Фроловской и Надымской мегавпадин. В этой части моря глубины превышали 400 м, а по некоторым оценкам достигали 700 м. В условиях стабильного седиментационного режима длительностью 5 млн лет в этой части баженовского бассейна сформировалась битуминозная толща преимущественно монтмориллонитовых тонкоотмученных, тонко-горизонтально слоистых, кремнистых, нередко сильноизвестковистых глин. Во внешнем поясе, кольцом охватывающем Центральную псевдоабиссальную впадину, на широких подводных равнинах в верхней, средней и нижней литорали отлагались гораздо более мелководные литофациальные аналоги баженовской свиты — тутлеймская, мулымьинская, даниловская, марьяновская, максимоярская свиты, представляющие собой более бедный источник нефти или вообще не принадлежащие к классу нефтематеринских пород.

Последнее время традиционные представления об условиях формирования данного интервала стали подвергаться сомнению. Причиной этому во многом послужило обнаружение так называемых аномальных разрезов баженовской свиты [2,3], которые отличались присутствием среди битуминозных глин песчано-алевролитовых пород различной толщины. При этом возрастала толщина баженовской свиты до 100 и более метров.

В соответствии с новой теорией седиментации баженовской свиты данный интервал состоит

из множества кулисообразно наложенных друг на друга депрессионных окончаний неокомских клиноформ.

Согласно О. М. Мкртчяну [4], в пределах Западно-Сибирской плиты с востока на запад происходит многократное региональное выклинивание баженовских литофаций и появление новых подобных литофаций на несколько более высоком стратиграфическом уровне, то есть предполагается концентрированное накопление битуминозных глин в узкой полосе, примыкающей к основанию континентального склона.

Таким образом, на настоящий момент отсутствует единая концепция формирования баженовской свиты как регионального геологического объекта, не говоря уже о взглядах на строение отдельных элементов данного интервала.

Как видно из выше сказанного, разрез баженовской свиты сложен преимущественно массивными и микрослоистыми глинистыми породами, кремнистыми породами и карбонатными разностями. Своего рода исключительным случаем является появление в разрезе баженовской свиты песчано-алевролитистых прослоев пород с характерной для подобных отложений межгранулярной пористостью. Отсюда вытекает логичное деление баженовского интервала на два основных класса: нормальный (или традиционный) разрез баженовской свиты и аномальный разрез баженовской свиты.

Аномальный разрез баженовской свиты за последние 20–30 лет вскрыт бурением более чем на 60 площадях Западно-Сибирского НГБ. Так, в пределах Сургутского свода аномальные разрезы баженовской свиты встречены на Быстринском, Яунлорском, Юрьевском, Дунаевском, Конитлорском, Тянском, Восточно-Тромъеганском, Южно-Конитлорском, Восточно-Перевальном, Восточно-Сургутском, Федоровском месторождениях.

Продуктивные отложения, как правило, характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами: коэффициент пористости песчано-алевролитовых пропластков изменяется от 4,9 до 20%, коэффициент проницаемости от 0,01 до 0,41–15 м², карбонатность — от 0,4 до 31,9% [5].

Развитие аномальных разрезов носит локальный характер. При продвижении на запад количество и размеры опесчанивания баженовской свиты уменьшаются.

Размер зон развития аномального разреза баженовской свиты, к которым приурочены песчано-алевролитовые нефтеносные линзы, варьирует от 4×10 до 12×94 км.

Необходимо отметить, что характерной особенностью распространения аномальных

разрезов является приуроченность их к территориям правобережья реки Обь. Характер распространения отдельных геофизических типов доюрских пород определенным образом повторяет закономерности распространения аномальных разрезов.

Происхождение отложений аномального разреза баженовской свиты носит спорный характер. Изучение керн и шлифов показывает, что породы аномальных песчаных пластов баженовской свиты близки по составу к нижней части ачимовских отложений и отличаются как от юрских отложений, так и от вышележащих ачимовских слоев.

В зонах сочленения баженовской свиты с песчано-алевролитовыми породами васюганской свиты или ачимовской толщи из разреза баженовской свиты наблюдается выпадение примыкающих к песчаным образованиям интервалов нефтеносных сланцев.

Например, на Восточно-Перевальном месторождении, расположенном на северо-западе Сургутского свода широкое распространение имеет аномальный разрез баженовской свиты. Отложения васюганской и георгиевской свит перекрываются песчано-глинистыми породами толщи, содержащими отдельные слои битуминозных глин баженовской свиты, неравномерно распределенные по разрезу толщи. Битуминозные породы по облику и составу не отличаются от аналогичных пород нормальных разрезов. В аномальном разрезе баженовской свиты на Восточно-Перевальном месторождении выделяются нефтеперспективные пласты ЮС01 и ЮС02. Максимальная толщина аномального разреза баженовской свиты составляет 96 м.

Нормальный разрез баженовской свиты в Западно-Сибирском НГБ распространен повсеместно.

В пределах Краснотенинского свода породы баженовской свиты согласно залегают на отложениях абалакской свиты и вскрыты на глубинах 2528–2678 м.

Верхнеюрский нефтегазоносный подкомплекс (баженовско-верхнеабалакский) является регионально нефтегазоносным. Комплекс выдержан по толщине и составу на огромной территории. Нефтепродуктивными коллекторами баженовско-верхнеабалакского НГК являются карбонатные отложения. Традиционно для данной территории к нижнетурлеймской подсвите приурочен нефтепродуктивный пласт Ю₀, а к абалакской ЮК₁.

По данным совместного анализа материалов ГИС и кернового материала в пределах баженов-

ской свиты на исследуемой территории прослеживаются три цикла осадконакопления, в пределах каждого из которых наблюдается снизу вверх смена карбонатных пород на кремнистые.

Последние отмечаются высокими величинами интенсивности естественного гамма-излучения, высоким удельным сопротивлением и пониженными показаниями на кривых ННКт. Карбонатные породы, а также плотные кремнеземы характеризуются высокими величинами I_{np} .

Верхняя часть продуктивного интервала по скважинным данным Галяновского и Средне-Назымского месторождения сложена черными опоками и аргиллитами, битуминозными, и прослоями темно-серых известняков толщиной от долей до 1–6 м. Нижняя часть (отложения абалакской свиты) по описанию керна представлена чередованием глинисто-алевролитовых и алевролитоглинистых ритмов, черными опоками, карбонатизированными разностями смешанных пород. Мощность баженовско-верхнеабалакского НГК достаточно выдержанна и колеблется по площади месторождений от 41 до 53 м.

Литологически продуктивная часть комплекса представлена переслаиванием кремнисто-глинистых пород, опок и черных глинистых известняков. Каждый из пластов Ю₀ и ЮК₁ состоит из нескольких карбонатных пропластков, количество которых не остается фиксированным от скважины к скважине.

На территории Красноленинского свода в пределах баженовской свиты отмечается наличие процессов вторичных преобразований пород, оказавших значительное влияние на их коллекторские свойства.

С одной стороны, наблюдаются процессы цементации карбонатным и кремнистым веществом трещин и вмещающих глинистых пород, пиритизация ракушняковых прослоев.

С другой стороны, отмечается наличие интенсивных процессов выщелачивания неустойчивых минералов, приводящее к образованию каверн и пор. Отмечены процессы доломитизации карбонатных пород, также способствующие увеличению их порового пространства.

Наличие коллекторов и связанных с ними залежей нефти в пределах Красноленинского свода обусловлено вторичной трещиноватостью пород, кавернозностью карбонатов и первичной пористостью карбонатных пропластков. Большое значение при этом имеют современные тектонические движения (формирующие современный рельеф участка), создающие высокие давления и температуры в рассматриваемых породах. Современные аномально высокие пластовые

давления в баженовской свите дополнительно способствуют дальнейшему растрескиванию карбонатных пород при отжиге в них жидких углеводородов.

По-видимому, интенсивные постседиментационные тектонические подвижки по древним и молодым разрывным нарушениям обусловили раздробленность и трещиноватость верхнеюрских осадков на флексурах крупных поднятий Галяновского участка, расположенного в пределах исследуемой площади. В связи с этим на Галяновском месторождении в баженовско-абалакском комплексе предполагаются ловушки структурно-литологического типа, осложненные тектоническим фактором.

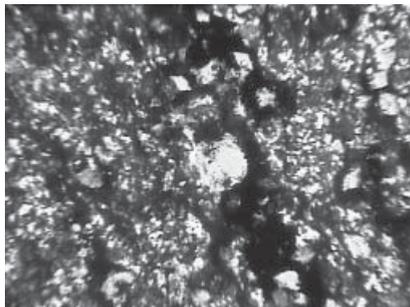
Коллекторы этого комплекса имеют весьма сложный характер развития, обусловленный как микрослоистостью и листоватостью пород, так и тектонически напряженными зонами (зоны дизъюнктивных нарушений, деструкций, растяжения и сжатия) и гидротермальными процессами (выщелачивания и растворения).

Особенность баженовского-абалакского коллектора состоит в том, что его фильтрационные свойства полностью определяются трещиноватостью, имеющей сложное строение: наряду с обычными трещиноватыми пропластками, содержащими микро- и мезомасштабные трещины, имеющие ориентацию от горизонтальной до сложной пространственной. Коллектор включает отдельные макротрещины, пронизывающие его пропластки (рисунок).

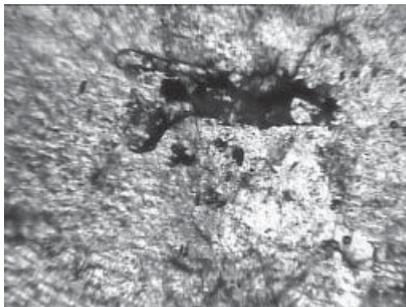
Дополнительно коллектор может также включать пространственные зоны (области) трещиноватости. Эти зоны могут быть развиты по всей или только по части толщины баженовской свиты, причём их характерные размеры по латерали могут варьировать от нескольких десятков/сотен метров до нескольких сотен метров/километров, а трещиноватость в них может быть многомасштабной, включающей трещины микро-, мезо- и макроуровня. При этом наиболее крупные трещины (мезо- и макротрещины) субвертикальны, что должно порождать выраженную анизотропию проницаемости трещиноватых зон.

Карбонатные коллектора нефтепродуктивного пласта ЮК₀₋₁ имеют весьма сложную структуру пустотного пространства, а их эффективная емкость представлена в основном кавернами, трещинами и полостями выщелачивания по трещинам. Предполагается, что возможность образования вторичных коллекторов зависит от литологических особенностей отдельных прослоев. Тип коллекторов оценивается как порово-кавернозно-трещинный.

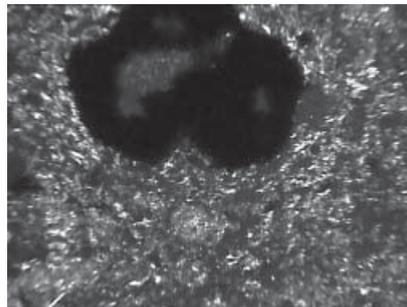
Средне-Назымское месторождение, скв.3002



Гл. 3132,13 м

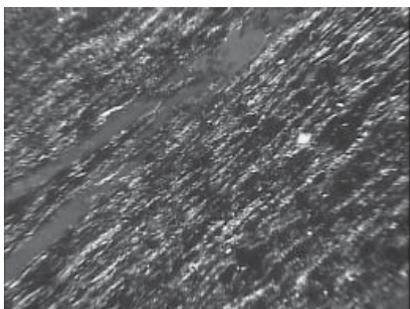


Гл. 3133,06 м

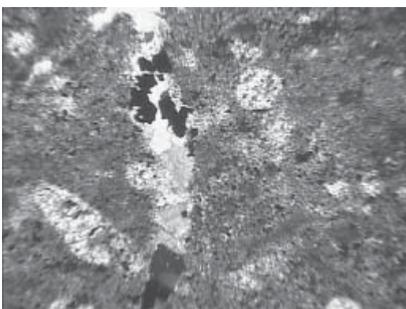


Гл. 3147,77 м

Галяновское месторождение, скв. 2024



Гл. 2704,08 м



Гл. 2713,05 м



Гл. 2741,52 м

Фотографии шлифов баженовской свиты Средне-Назымского и Галяновского месторождений

Баженовская свита обладает низкими коллекторскими свойствами, особенно проницаемостью пород, что представляет основное препятствие для промышленного освоения ее нефтегазового потенциала.

Оценивая литологические особенности природных резервуаров нефти в отложениях

баженовской свиты, следует отметить, что необходимо разрабатывать новые методы и технологии для промышленного освоения ресурсов углеводородов баженовской свиты, основанные на поддержании пластового давления и улучшении коллекторских свойств.

Литература

1. Бладучан Ю. В., Гольдберг А. В., Гурари Ф. Г. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири. — Новосибирск: Наука, 1986.
2. Нежданов А. А. Зоны аномальных разрезов баженовского горизонта Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. — 1985. — № 6.
3. Ясович Г. С. Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья // Труды ЗапСибНИГНИ. — 1981. — № 166.
4. Мкртчян О. М., Трусов Л. Л., Белкин Л. М. и др. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносности отложений Западной Сибири. — М.: Наука, 1987.
5. Хабаров В. В., Кузнецов Г. С. Аномальные разрезы баженовской свиты Западной Сибири // Нефть и газ. — 2001. — № 4.
6. Лобусев А. В., Чоловский И. П., Лобусев М. А. и др. Геолого-промысловое обоснование промышленного освоения залежей углеводородов баженовской свиты Западной Сибири // Территория нефтегаз. — 2010. — № 3.
7. Лобусев А. В., Чоловский И. П., Лобусев М. А. и др. Использование попутного газа для разработки залежей углеводородов баженовской свиты Западной Сибири // Газовая промышленность. — 2010. — № 44.

A. V. Lobusev, L. S. Kulik, and Yu. A. Vertievets

Litology Specificity of Natural Oil Reservoirs Formation in Sediments of Bazhenov group

Sediments of Bazhenov group differ by high lithologic heterogeneity. Sequence of Bazhenov group is divided into conventional (normal) and anomalous. Sediments of anomalous sequence are presented by terrigenous variations, sediments of normal section — by carbon-clay-flinty rocks.

Key words: *Bazhenov group, achimov stratum, reservoir, tectonic movements.*

Девонский терригенный комплекс — объект поисков месторождений нефти на западе Татарстана

И. А. Ларочкина

Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации

Рассмотрены перспективы продуктивной толщи в западной части Татарстана. Показано ухудшение всех характеристик — структурных, коллекторских, флюидоупорных девонской терригенной толщи.

Ключевые слова: критерии нефтеносности, терригенный девонский комплекс, горизонт, ярус.

Быть или не быть «большой» нефти в западной части Татарстана — вопрос, который занимает умы как практиков, так и ученых. Корреляция тектонических характеристик восточных и западных земель региона показывает их принципиальное отличие: если богатейшая нефтью восточная территория республики представлена в основном крупнейшими положительными структурами — Южно- и Северо-Татарским сводами, восточным бортом Мелекесской впадины, то преобладающую часть западных земель занимают отрицательные формы — погребенный Казанско-Кировский прогиб, молодая Мелекесская впадина — и лишь очень небольшая доля площади приходится на своды — Северо-Татарский и Токмовский.

При современной геолого-геофизической изученности западной территории Татарстана, где одна глубокая скважина приходится на 91 км², в соответствии с комплексом геолого-геохимических критериев нефтеносности, в будущем здесь могут иметь место месторождения, контролируемые мелкими и мельчайшими структурными формами, но в своем пространственном размещении их нефтеносность подчинена крупным. Поэтому методологические исследования по поиску и разведке месторождений нефти как в западной части Татарстана, так и на прилегающих к его границам структурных формах сопредельных земель — к примеру на Токмовском своде, должны строиться не на абстрактном понятии «запад» Татарстана, а на историко-геологическом развитии каждого из тектонических сооружений, эксклюзивный характер которого определил и индивидуальные черты: наличие коллекторов, флюидоупоров, поднятий — от валообразных зон до мельчайших куполов, а вкуче и генотипов ловушек нефти.

История изучения западной части Татарстана складывалась таким образом, что бурение поисковых скважин производилось в пятидесятых, а затем в конце шестидесятых — начале семидесятых годов прошлого столетия на основе

данных структурного бурения. В свою очередь, структурное бурение предварялось комплексом региональных геофизических исследований — магнито-гравиметрическими и электроразведочными исследованиями, частично сейсморазведкой МОВ. Таким образом, по существу, в историческом прошлом взамен тактики, ориентированной на поиски потенциально мелких залежей, применялась концепция поиска крупных антиклинальных ловушек. Ко всему прочему, по устаревшей методике их прогнозирования — на основе структурного бурения.

Анализ всего комплекса критериев нефтеносности разреза осадочного чехла свидетельствует, что в западной части Татарстана и сопредельных малоизученных землях Волго-Уральской провинции возможны открытия ограниченных по размерам и запасам месторождений нефти. В тектоническом отношении первенство принадлежит Мелекесской впадине, на следующей позиции — Северо-Татарский свод, менее оптимистический прогноз следует для Казанско-Кировского прогиба и Токмовского свода. Но ниже речь пойдет только об одной, но наиболее важной перспективной толще.

Итак, основным продуктивным горизонтом в восточной части Татарстана является терригенный девонский комплекс, который на гигантском Ромашкинском месторождении эксплуатируется уже более шестидесяти лет. И сегодня нефтедобытчиков привлекают в первую очередь высокие товарные качества девонской нефти, несмотря на сложности, сопутствующие процессам поиска, разведки и разработки в ней залежей нефти. Каковы же реальные перспективы этой «главной» продуктивной толщи в западной части Татарстана? Безапелляционный ответ на этот вопрос мы получим, логически базирываясь на результатах комплексных исследований по реставрации истории осадконакопления девонской толщи с детальной корреляцией коллекторов и флюидоупоров с запада на юго-восток, где фиксируются наиболее полные объемы ее

разрезов. Оценивая степень перспективности отдельных потенциально продуктивных горизонтов, слагающих толщу, заметим, что этот ряд выстраивается следующим образом. В первую очередь перспективы связаны с коллекторами кыновского горизонта на Северо-Татарском своде, в Мелекесской впадине, в осевой зоне и на бортах Казанско-Кировского прогиба. Менее перспективны пласты пашийского горизонта, залежи в которых могут быть обнаружены лишь в южной части восточного борта Мелекесской впадины. Перспективы отложений живетского яруса на территории запада Татарстана чрезвычайно проблематичны.

Итак, наиболее древними образованиями палеозойской толщи являются отложения эйфельского яруса, присутствующие в разрезе девонских терригенных осадков на юго-востоке (южный склон Южно-Татарского свода), северо-востоке (юго-восточный склон Северо-Татарского свода) и крайнем северо-западе (Казанско-Кировский прогиб) (рисунок).

Бесспорно, что к началу эйфельской трансгрессии палеоповерхность кристаллического основания представляла собой обширную возвышенность, занимавшую восточный склон Токмовского свода, Казанско-Кировский прогиб, западную часть Северо-Татарского свода, Мелекесскую впадину и северную часть западного склона Южно-Татарского свода в их современных границах. Северо-восток и юго-восток Татарстана, а также зарождающийся на крайнем северо-западе Казанско-Кировский прогиб служили в это время областью накопления морских осадков. Последующий воробьевский бассейн седиментации расширил границы. Морские воды захватили Южно-Татарский свод, юго-восточный склон Северо-Татарского, Мелекесскую впадину, Казанско-Кировский прогиб и север восточного склона Токмовского свода в их современных границах. Приподнятое положение в древнем рельефе занимали Вехнекамская впадина, юг восточного склона Токмовского и собственно вершина Северо-Татарского сводов.

После кратковременной регрессии, вызванной положительными тектоническими движениями в конце воробьевского, позже в ардатовское время, морской бассейн распространился почти на всю территорию Татарстана. Суша значительно меньших размеров, относительно воробьевской, существовала лишь на вершине Северо-Татарского и восточном склоне Токмовского сводов. Отложения ардатовского горизонта отличаются от предшествующих осадков эйфельского яруса и воробьевского горизонта

явно выраженной тенденцией к доминированию в разрезе глинисто-алевритовых и глинистых пород, что демонстрирует расширение границ бассейна.

Заметим, что в пределах Мелекесской впадины в результате предпозднекыновского размытия уничтожена верхняя часть пачки аргиллитов в кровле ардатовского горизонта, которая в восточной части Татарстана служит субрегиональной покрывкой.

Вслед за незначительной регрессией ардатовского моря последовал новый этап развития девонского морского бассейна. Примечательно, что размыв отложений муллинского горизонта в кыновское время несколько искажает представления о развитии его древних границ. Тем не менее региональный план оставался неизменным: островки суши существовали на макушке Северо-Татарского свода и восточном склоне Токмовского. В отличие от предшествующих этапов осадконакопления девонской терригенной толщи, характеризующихся наращиванием Казанско-Кировского прогиба с севера на юг, в муллинское время наибольшей мощностью характеризуются разрезы западного борта Мелекесской впадины, что свидетельствует о перемещении в южном направлении и области максимальных погружений кристаллического фундамента.

В пашийское время сохраняются все палеотектонические особенности муллинского этапа, хотя размыв отложений пашийского горизонта, последовавший в кыновское время, также искажает представления о распространении палеограниц пашийского бассейна седиментации. Область суши на территории восточного склона Токмовского и запада Северо-Татарского сводов становится еще шире. Продолжается формирование Казанско-Кировского прогиба.

Разрезы пашийского горизонта характеризуются наибольшей стратиграфической полнотой на южных площадях Ромашкинского месторождения, к северу происходит постепенное выпадение из разреза сначала нижнего пласта Д_{1д}, а затем и нижней части пласта Д_{1г}. Размыв отложений пашийского горизонта не позволяет точно установить границы бассейна. И лишь максимальный объем сохранившихся в грабеннообразных прогибах осадков может, вероятно, свидетельствовать о том, что суша в пашийское время существовала исключительно только на западе Северо-Татарского и восточном склоне Токмовского сводов.

Кыновское время характеризуется наибольшей тектонической активностью относительно



Схема тектонического районирования кровли саргаевских отложений Татарстана (М 1:3000000)

предшествующих этапов, о чем свидетельствует различная стратиграфическая полнота разрезов одноименного горизонта, размыв нижележащих отложений на участках, испытывавших движения положительного знака и интенсивные проявления вулканической деятельности.

Достаточно полным стратиграфическим разрезом характеризуются разрезы кыновского горизонта в центральной части Татарстана, границы этой области близки к границам развития здесь увеличенной мощности отложений ардаговского горизонта. В полном стратиграфическом объеме кыновский горизонт развит в осевой зоне Казанско-Кировского прогиба, здесь также присутствует нижняя пачка аргиллитов (точнее, гайнинские слои), в составе которой фрагментами развит пласт Д0в, представленный алевролитами. В результате предпозднекыновского размыва на обширной территории, охватывающей северную часть северного и западного склонов Южно-Татарского свода и Мелекесскую впадину, нижнекыновская пачка была уничтожена, продукты разрушения переотложены. В раннекыновское

время только на вершине Северо-Татарского и на восточном склоне Токмовского сводов существовала суша, так как здесь полностью отсутствуют нижнекыновские отложения. В средней части горизонта залегает получивший в пределах исследуемой территории широкое развитие пласт Д0б, имеющий песчано-алевролитовый состав. Выше по разрезу залегает пачка аргиллитов (арчединские слои), в подошве которой фрагментарно развит карбонатный прослой (репер «среднекыновский известняк»), а в средней части также местами развит пласт Д0а. Венчается эта пачка получившим повсеместное развитие карбонатным прослоем. Регрессивная стадия кыновской трансгрессии представлена мощной однообразной карбонатно-глинистой фацией под наименованием кикинские слои. Мощность кикинских слоев изменяется от 25–30 м на западном борту Казанско-Кировского прогиба до 50 м в осевой зоне, 60 м на его восточном борту. В направлении от Казанско-Кировского прогиба к Северо-Татарскому своду постепенно отложения пачки сходят на нет. В пределах Мелекесской

впадины мощность кикинских слоев сокращается до 8–16 м, но их выклинивания не происходит, слои получили распространение вплоть до Алтунино-Шунакского прогиба. Наименьшей мощностью характеризуются отложения кыновского горизонта на локальных куполах вершины Северо-Татарского свода, где они сокращены от 10 до 3 м. Наиболее значительные мощности кыновской толщи отмечаются в северной части Казанско-Кировского прогиба, где они достигают 120–150 м и в Алтунино-Шунакском прогибе — 40–100 м.

Характерными особенностями разреза девонской толщи на западе Татарстана являются повышенная песчаность, слияние пластов с образованием мощных песчаных прослоев. Причиной этому служит постоянная, на протяжении всего времени ее формирования, близость источников сноса материала — Токмовского и Северо-Татарского сводов. Сравнительный анализ характеристик коллекторов показывает, что на западе Татарстана, так же как и на востоке, в составе воробьевского, муллинского и пашийского горизонтов находятся преимущественно песчаники, коллекторы ардатовского и кыновского горизонтов имеют в основном алевролитовый состав. Наиболее мощные толщи песчаников воробьевского, ардатовского, муллинского, пашийского и кыновского горизонтов получили развитие в осевой зоне Казанско-Кировского прогиба. Однако коллекторы воробьевского горизонта на западе Татарстана на большей части территории не имеют в своем составе надежных флюидоупоров, отмечается их слияние с залегающими выше по разрезу ардатовскими пластами. В кровле ардатовского горизонта в Казанско-Кировском прогибе развита пачка аргиллитов, выполняющая роль локального флюидоупора, мощность которой резко сокращена на территории Мелекесской впадины из-за размыва. В западном направлении, на восточном склоне Токмовского свода, происходит выклинивание аргиллитовой пачки. Коллекторы муллинского и пашийского горизонтов не имеют региональных флюидоупоров. Для отложений кыновского горизонта региональным флюидоупором может служить залегающая выше по разрезу мощная пачка карбонатно-глинистого состава — кикинские слои.

На территории нефтяного востока девонские терригенные отложения, сохраняя свою полноту и мощность в куполе и на склонах Южно-Татарского свода, при удалении от него в северном и в западном направлениях теряют эти параметры постепенно. В сравнении с

восточной территорией, на западе Татарстана, толща характеризуется крайней изменчивостью этих показателей по площади. За исключением отложений кыновского горизонта, залегающие ниже по разрезу воробьевские, ардатовские, муллинские и пашийские отложения на довольно обширных участках западной территории образуют «литологические окна», имеют весьма прихотливые «рваные» контуры вдоль границ размыва или выклинивания, а на отдельных участках имеют вид «заплат». Причиной появления «пятен» сокращений мощности или выпадения из разреза отдельных горизонтов толщи явились близость занимающих стабильно высокое положение Северо-Татарского и Токмовского сводов, периодические подвижки положительного знака в западной, северной и центральной частях Мелекесской впадины, которые на протяжении длительного отрезка времени, эйфельско-раннекыновского, развивались в режиме, близком к порядку развития Северо-Татарского свода, выполняя роль барьера между испытывавшими тенденцию к погружению Казанско-Кировским прогибом и Южно-Татарским сводом.

В позднекыновский этап осадконакопления эта территория была покрыта кикинским бассейном, распространившимся далеко на восток. Площадная невыдержанность слоев, составляющих девонскую терригенную толщу, несомненно, является отрицательным фактором для формирования в ней залежей нефти. Тем не менее в разрезе девонских терригенных отложений на территории запада Татарстана, так же как и на востоке, присутствуют песчаные коллекторы и локальные флюидоупоры. Позитивным фактором для перспектив нефтеносности девонской терригенной толщи запада Татарстана является развитие здесь мощной пачки карбонатно-глинистых отложений в кровле кыновского горизонта — кикинских слоев, являющейся на большей части территории региональным флюидоупором.

Еще одним из важнейших факторов, определяющих перспективы нефтеносности осадочного чехла, является структурный. В западной части Татарстана структуры положительного знака, которые способны быть основными ловушками углеводородов на участках развития коллекторов и флюидоупоров в девонской терригенной толще, приурочены к весьма ограниченным в размерах локальным образованиям над выступами кристаллического фундамента в пределах Северо-Татарского свода, Мелекесской впадины,

в осевой зоне и на бортах Казанско-Кировского прогиба*.

Резюмируя вышеизложенное, видим, что в западной части Татарстана в девонской терригенной толще налицо ухудшение всех характеристик: структурных, коллекторских, флюидоупорных.

Перспективы отложений живецкого яруса весьма проблематичны. Чрезвычайно ограничены перспективы пашийского и муллинского горизонтов в Мелекесской впадине. В пределах Казанско-Кировского прогиба перспективы муллинского и пашийского горизонтов не могут быть значительными в связи с отсутствием в разрезе надежных флюидоупоров и их современного структурного положения.

Перспективы отложений кыновского горизонта, получивших на западе Татарстана почти повсеместное, за исключением южной части восточного склона Токмовского свода, распространение, ограничены зонами замещения

коллекторов, приуроченных к территории западного и части северного бортов Мелекесской впадины, а также отдельных участков вершины Северо-Татарского свода. Присутствие в разрезе девонской терригенной толщи на западе Татарстана регионального флюидоупора повышает вероятность нахождения в них залежей нефти. Таким образом, девонские терригенные отложения в западной части республики могут рассматриваться в качестве потенциального резерва восполнения ресурсной базы, но невысокого.

Первоочередными для опосредования следует считать мелкие локальные поднятия облекания выступов кристаллического фундамента в отложениях кыновского горизонта на Северо-Татарском своде, на бортах и в осевой зоне Казанско-Кировского прогиба. В коллекторах пашийского горизонта могут быть открыты небольшие залежи нефти в южной части Мелекесской впадины.

* Ларочкина И.А. Современная модель тектонической структурированности западного Татарстана // Геология нефти и газа. — 2006. — №6.

I. A. Larochkina

Devonian Terrigenous Complex — an Object for Oil Fields Exploration in Western Tatar Republic

Perspectives of productive strata in western Tatar Republic are considered. Deterioration of all characteristics — structural, reservoir, fluid-resistive of Devonian terrigenous strata is demonstrated.

Key words: oil bearing capacity criteria, Devonian terrigenous complex, interface, epoch.

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.

К вопросу об определении верхней границы применимости линейного закона фильтрации (закона Дарси)

В. В. Кадет, П. В. Чагиров
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Представлена методика непосредственного определения верхней границы справедливости линейного закона фильтрации (закона Дарси) для любой пористой среды. Методика основана на принципах перколяционного моделирования течения флюидов в пористых средах. Анализируется влияние структуры порового пространства на величину предельного градиента. Проведено качественное сравнение с экспериментальными данными.

Ключевые слова: пористая среда, течение флюида в пористой среде, закон Дарси, перколяционное моделирование течения флюида в пористой среде, область справедливости линейного закона фильтрации.

В практике гидродинамических расчетов в настоящее время широко применяется линейный закон фильтрации, который обычно именуют законом Дарси. Вместе с тем хорошо известно, что при больших градиентах давления он нарушается. Это означает, что существует некоторое предельное значение градиента давления ∇p^* , при превышении которого начинается отклонение от линейного характера закона фильтрации. Данное значение градиента давления и является верхней границей его применимости.

Верхняя граница применимости закона Дарси обусловлена проявлением инерционных сил, возникающих в результате непрерывных изменений направления и поперечного сечения поровых каналов.

Традиционно для определения верхней границы применимости закона Дарси предлагается использовать сопоставление фильтрационного числа Рейнольдса Re_f с его критическим значением $Re_{f,кр}$. Этим вопросом, начиная еще с первой половины прошлого века, занимались такие ученые, как Н. Н. Павловский, В. Н. Щелкачев, М. Д. Миллионщиков, Ф. Н. Котяхов, Г. Ф. Требин, А. И. Абдулвагабов и др. [1–5]. Однако вследствие разнообразия предложенных выражений для расчета фильтрационных чисел Re_f и большого разброса их критических значений применение данного метода на практике оказывается невозможным.

В настоящей работе для решения данной задачи предлагается другой подход, основанный на анализе течения флюида в пористой среде на микроуровне. При этом расчет течения в модели пористой среды – решетке капилляров – позволяет учитывать как линейные гидравлические потери давления, обусловленные силами вязкого

трения, так и потери давления на местных сопротивлениях, связанные с внезапным сужением и расширением капилляров.

Постановка задачи

Флюиды движутся в продуктивных пластах по проводящим каналам, образованным системой сообщающихся друг с другом поровых каналов (капилляров) между зернами горной породы, либо системой сообщающихся трещин, либо комбинацией таких систем. Природа образования капиллярных каналов – наиболее узких элементов в структуре порового пространства – в коллекторах разных типов различна. Для определенности дальнейшее рассмотрение проведем для случая зернистой среды (рис. 1), когда размеры пор существенно больше поперечных размеров капилляров.

Рассматривается задача о течении вязкого ньютоновского флюида плотности ρ и вязкости μ в модели пористой среды — пространственной решетке капилляров. Такая модельная пористая структура характеризуется средней длиной капилляра l , функцией плотности распределения капилляров по радиусам $f(r)$ (порометрической кривой) и координационным числом решетки z [6, 7].

Поскольку в зернистых пористых средах радиусы поперечного сечения капилляров малы по сравнению с характерным размером пор, гидравлическое сопротивление в капиллярах много больше, чем в порах, и, следовательно, гидравлическими потерями в порах можно пренебречь.

Исходя из представлений о структуре бесконечного проводящего кластера (БК) [6], приходим к задаче определения проводимости его скелета,

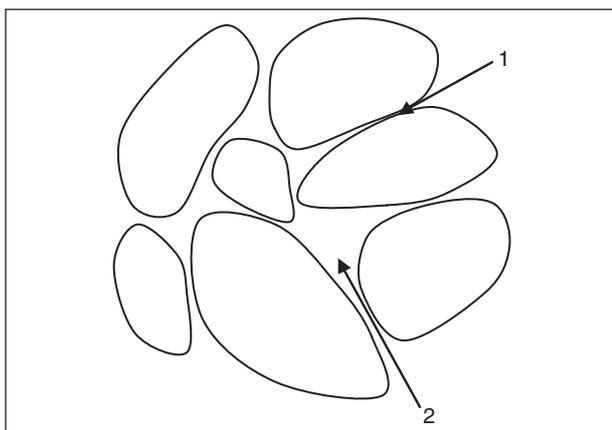


Рис. 1. Схематическое представление зернистой пористой среды: 1 — капилляр; 2 — пора

ответственного за транспортные свойства как собственно бесконечного кластера, так и, соответственно, пористой среды в целом.

Скелет БК состоит из цепочек гидравлически связанных между собой поровых каналов (капилляров) различного радиуса (рис. 2). Проводимость каждой такой цепочки будет определяться самым тонким капилляром, входящим в ее состав. Поэтому его радиус естественно считать основной характеристикой цепочек и именовать цепочки, в которых минимальный радиус составляющих ее капилляров лежит в диапазоне $r \dots r + dr$, « r -цепочками».

Потери давления по длине, обусловленные силами вязкого трения, в каждом отдельном капилляре радиуса r определяются по формуле Пуазейля (q — поток флюида в капилляре)

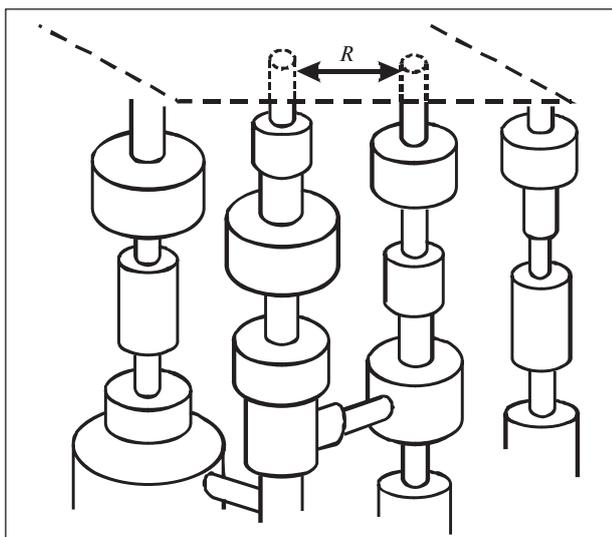


Рис. 2. Схема формирования проводящих r -цепочек

$$\Delta p_k = \frac{8\mu l q}{\pi r^4}.$$

Потери давления на местных сопротивлениях, связанные с внезапными сужениями и расширениями на стыке капилляров и пор, зависят от их радиусов r_1 и r_2 , плотности жидкости ρ , ее вязкости μ , расхода q и характерного значения касательных напряжений на стенках капилляров τ_0 :

$$\Delta p_s = F(r_1, r_2, \mu, \rho, \tau_0, q). \quad (1)$$

При этом не учитывается, что область стыковки капилляров не является идеальным переходом типа внезапного расширения или сужения (рис. 3).

Для определения величины Δp_s воспользуемся анализом размерностей. Функциональная зависимость (1) содержит шесть определяющих параметров, из которых три (r_1, ρ, q) имеют независимые размерности. Согласно π -теореме, (1) можно представить в безразмерном виде

$$\pi = f^*(\pi_1, \pi_2, \pi_3),$$

где

$$\pi_1 = \frac{\Delta p_s}{\rho q^2 r_1^{-4}}; \quad \pi_2 = \text{Re}^{-1} = \frac{\mu}{\rho q r_1^{-1}};$$

$$\pi_3 = \text{He} = \frac{\tau_0}{\rho^{-1} \mu^2 r_1^{-2}}; \quad \pi_4 = \frac{r_2}{r_1}.$$

Вследствие того, что радиус капилляра r_1 мал по отношению к радиусу поры r_2 , числа Рейнольдса достаточно велики ($\text{Re} > 500$), а числа Хендстрема наоборот малы (касательными напряжениями τ_0 , как правило, пренебрегают, т. е. $\text{He} \ll 1$). Предполагая автомодельность по параметрам Re и He , получаем

$$\Delta p_s = \rho q^2 r_1^{-4} f^*(r_2/r_1) = q^2 \zeta(r_1, r_2),$$

где ζ — коэффициент местного сопротивления, который выражается формулами Борда-Карно и Жуковского для расширения и сужения канала соответственно:

$$\zeta(r_1, r_2) = \rho r_1^{-4} (1 - r_1^2 r_2^{-2})^2, \quad r_1 \leq r_2;$$

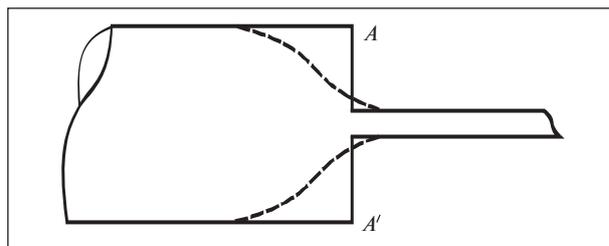


Рис. 3. Схематизация элемента стыковки капилляров различного радиуса в цепочке

$$\zeta(r_1, r_2) = \rho r_1^{-4} (1 - r_2^2 r_1^{-2}), \quad r_1 > r_2.$$

Общие потери давления складываются из гидравлических потерь и потерь на местных сопротивлениях:

$$\Delta P = \sum_i \Delta P_{ki} + \sum_i \Delta P_{sij}, \quad (2)$$

где i — номер капилляра, а j — номер следующего за ним узла.

Далее рассмотрим цепочку, составленную из N капилляров данной решетки с радиусами r , большими некоторого значения r_1 . После деления (2) на длину цепочки Nl получаем

$$\frac{\Delta P}{N l} = \frac{8\mu}{\pi} \frac{\sum_{i=1}^N r_i^{-4}}{N} q + \frac{\sum_{i=1}^N \zeta(r_i, r_j)}{Nl} q^2.$$

Считается, что длина проводящей цепочки $Nl = L$ достаточно велика, поэтому возможен переход от суммирования к интегрированию. Радиусы пор распределены независимо с плотностью распределения $f(r)$, тогда градиент давления, действующий в цепочке, можно записать в виде [7]

$$\frac{\Delta p}{L} = I_1(r)q + I_2(r)q^2, \quad I_1(r) = \frac{8\mu \int_r^\infty f(\rho)\rho^{-4} d\rho}{\int_r^\infty f(\rho)d\rho},$$

$$I_2(r) = l^{-1} \frac{\int_r^\infty \int_r^\infty \zeta(\rho_1, \rho_2) f(\rho_1) f(\rho_2) d\rho_1 d\rho_2}{\left[\int_r^\infty f(\rho) d\rho \right]^2},$$

где r — минимальный радиус капилляров, входящих в данную цепочку.

Величины I_1 и I_2 являются для пористой структуры аналогами коэффициентов гидравлического и местного сопротивлений.

Выражая q через $\Delta P/L$, получим связь потока флюида в r -цепочке с внешним градиентом давления, приложенным к рассматриваемой макроскопической области:

$$q = \frac{2\Delta P/L}{I_1(r) + (I_1^2(r) + 4I_2(r)\Delta P/L)^{1/2}}.$$

Используя модель Шкловского — де-Жена структуры БК [6] и иерархическую модель суммирования проводимостей r -цепочек [6, 8], получаем закон течения ньютоновской жидкости в зернистой пористой среде

$$w = \int_0^r \frac{2G(r)|\nabla P| dr}{I_1(r) + (I_1^2(r) + 4I_2(r)|\nabla P|)^{1/2}}. \quad (3)$$

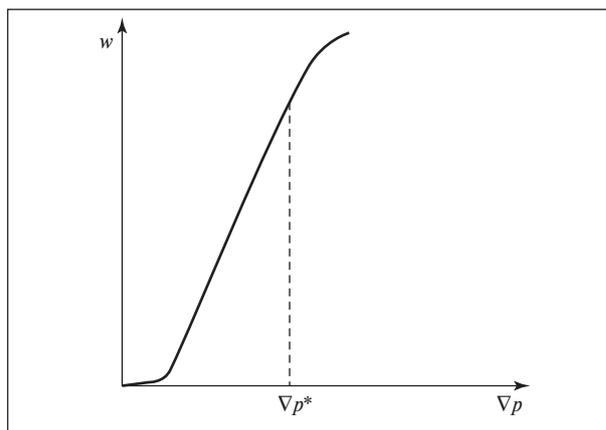


Рис. 4. Зависимость скорости фильтрации от градиента давления

Здесь w — модуль скорости фильтрации жидкости, определяемый как расход через единицу площади поперечного потока сечения; $|\nabla P|$ — модуль градиента давления, а $G(r)$ — плотность распределения r -цепочек.

Очевидно, поведение функции $w(|\nabla P|)$ существенно зависит от соотношения входящих в (3) параметров. В случае, когда $I_1^2(r) \gg 4I_2(r)|\nabla P|$, вторым слагаемым в скобках в знаменателе подынтегрального выражения можно пренебречь. В результате выражение (3) примет вид

$$w \cong |\nabla P| \int_0^r \frac{G(r)}{I_1(r)} dr. \quad (4)$$

Следовательно, при малых градиентах давления фильтрационный закон (3) представляет собой линейную зависимость (закон Дарси).

Если же $I_1^2(r) \ll 4I_2(r)|\nabla P|$, можно пренебречь первым слагаемым в указанной скобке и записать (3) в виде

$$w \cong |\nabla P|^{1/2} \int_0^r \frac{G(r) dr}{(I_2(r))^{1/2}}. \quad (5)$$

Соотношение (5) представляет собой квадратичный закон фильтрации, справедливый при больших градиентах.

Линейный закон (4) начинает нарушаться (рис. 4), когда инерционные потери возрастают до уровня гидравлических.

При этом слагаемые, стоящие в скобке, становятся величинами одного порядка:

$$I_1^2(r) \approx 4I_2(r)|\nabla P|.$$

Соответственно предельный градиент давления, начиная с которого фильтрационное течение перестаёт описываться линейным законом, составит

$$\nabla P^*(r) \cong \frac{I_1^2(r)}{4I_2(r)}. \quad (6)$$

Численное решение

Решение задачи об определении верхней границы применимости линейного закона Дарси сводится к вычислению коэффициентов I_1 и I_2 в выражении (6). Зафиксировав параметры флюида (плотность и вязкость), проанализируем, как структура порового пространства влияет на положение данной границы.

Основными характеристиками порового пространства являются функция плотности распределения поровых каналов по радиусам (порометрическая кривая), а также координационное число решетки и средняя длина капилляра. Порометрическая кривая, а также, в некоторой степени, координационное число решетки, характеризуют степень однородности (или неоднородности) порового пространства коллектора.

Вначале рассмотрим варианты однородной пористой породы с радиусами капилляров порядка 10^{-6} , 10^{-5} , 10^{-4} м. Функции распределения с учетом условия нормировки

$$\int_0^{\infty} f(r) = 1$$

в этом случае будут иметь вид, представленный на рис. 5.

Расчеты, проведенные для жидкости с коэффициентом вязкости $\mu = 5 \cdot 10^{-3}$ Па·с и плотностью $\rho = 850$ кг/м³, дают следующие значения предельных градиентов для соответствующих функций распределения:

- 1) $\nabla p^* = 1,5 \cdot 10^{12}$ Па/м;
- 2) $\nabla p^* = 1,4 \cdot 10^8$ Па/м;
- 3) $\nabla p^* = 0,2 \cdot 10^5$ Па/м.

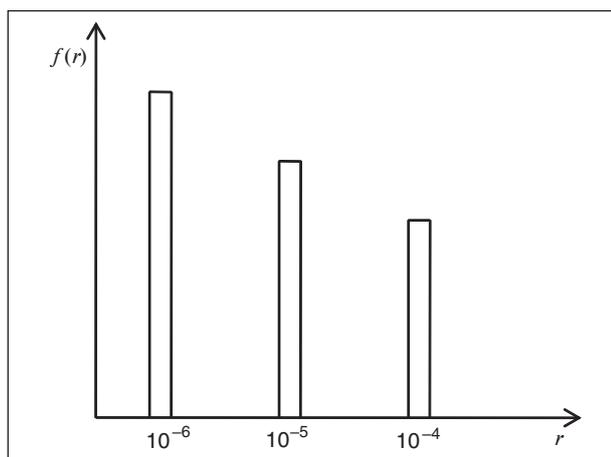


Рис. 5. Модельные функции распределения для однородных пористых сред:

- $r = 1,25 \cdot 10^{-6} \pm 0,25 \cdot 10^{-6}$ м;
- $r = 1,25 \cdot 10^{-5} \pm 0,25 \cdot 10^{-5}$ м;
- $r = 1,25 \cdot 10^{-4} \pm 0,25 \cdot 10^{-4}$ м

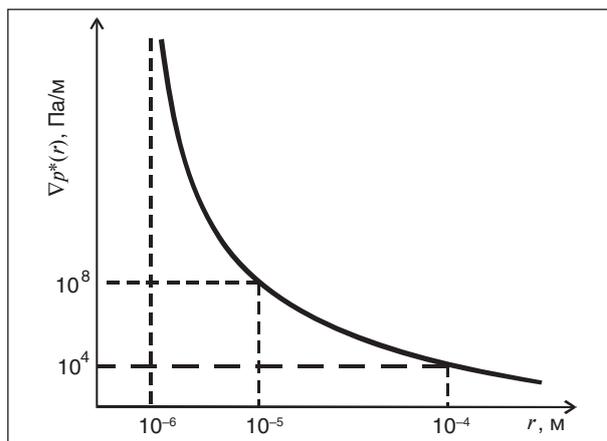


Рис. 6. Качественная кривая зависимости предельного градиента давления от радиуса капилляров для однородных пористых сред

Качественная картина влияния характерного радиуса поровых каналов в однородных пористых средах на предельный градиент давления показана на рис. 6.

Рассмотрим далее реальный поровый коллектор, порометрическая кривая которого получена по стандартной методике на образце керна (рис. 7).

Для того чтобы данную функцию распределения было удобнее использовать при вычислениях, возьмем её представление в виде линейного сплайна (рис. 8).

Результаты расчетов представлены графически на рис. 9.

Поскольку предельный градиент является функцией радиуса капилляров, для каждой r -цепочки будет существовать свой локальный предельный градиент. Отклонение от линейности в макроскопическом законе фильтрации возникнет при превышении приложенным внешним градиентом давления наименьшего из локальных предельных градиентов. Именно этот наименьший локальный предельный гра-

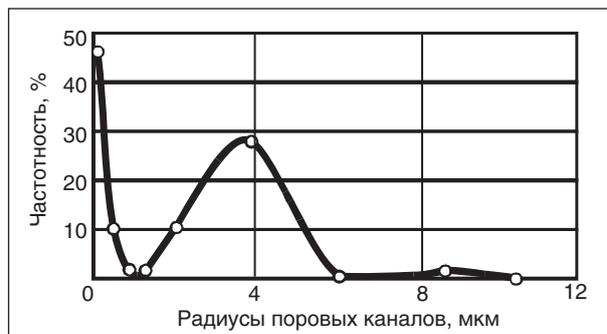


Рис. 7. Порометрическая кривая образца реальной породы

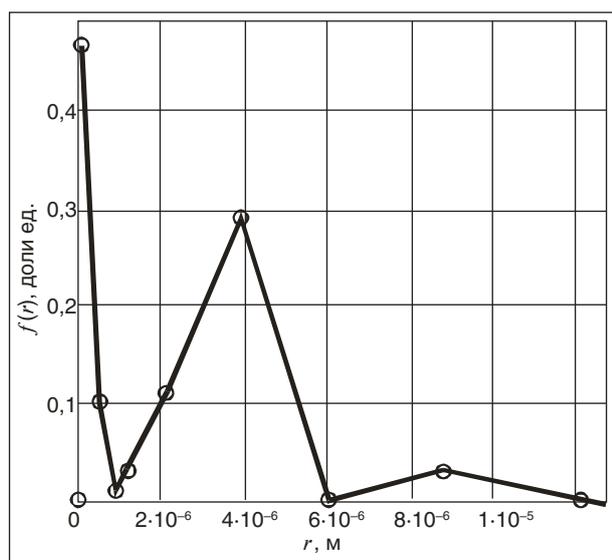


Рис. 8. Аппроксимация порометрической кривой линейным сплайном

диент естественно определить как глобальное значение предельного градиента для данной пористой среды.

Очевидно, что наименьший локальный предельный градиент будет иметь место для самых толстых r -цепочек БК: так называемых r_c -цепочек. В работах [6, 7] показано, что с точностью до нескольких процентов радиус r_c определяется соотношением

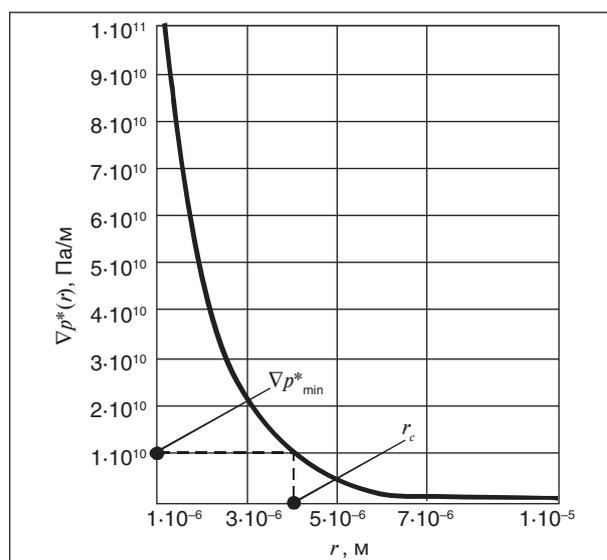


Рис. 10. Определение глобального предельного градиента по критическому радиусу r_c

$$\int_{r_c}^{\infty} f(r) dr = \frac{D}{z(D-1)}. \quad (7)$$

Правая часть уравнения (7) есть порог протекания в пористой среде (D — размерность задачи), а нижний предел интегрирования — критический радиус r_c . Соответственно глобальный предельный градиент будет определяться величиной r_c (рис. 10).

Выводы

1. Предлагаемый подход дает обоснованную методику непосредственного определения верхней границы справедливости линейного закона фильтрации (закона Дарси) для любой пористой среды. Для реализации методики необходимо знать порометрическую кривую образца породы, среднюю длину капилляра и координационное число решетки, моделирующей поровое пространство.

2. Расчетами показано, что закон Дарси наиболее хорошо работает в мелко- и средне-поровых коллекторах, когда радиусы поровых каналов не превышают $(2...3) \times 10^{-5}$ м. В таких средах предельный градиент составляет величину порядка 10^8 Па/м, что существенно выше характерных значений градиентов давления в промышленных условиях.

3. Установлено, что для крупнопоровых пород ($r \geq 10^{-4}$ м) закон Дарси нарушается практически во всем диапазоне реальных градиентов, поскольку в этом случае предельный градиент не превышает 10^4 Па/м.

Пункты 2 и 3 настоящих выводов находятся в согласии с экспериментальными данными.

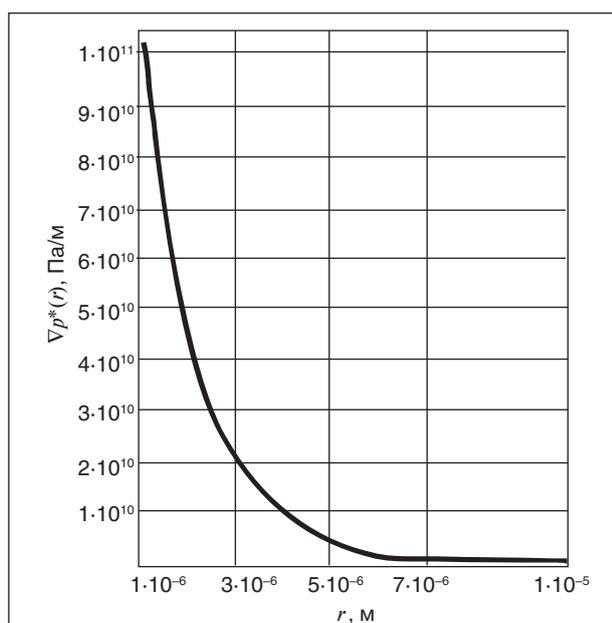


Рис. 9. Кривая зависимости предельного градиента давления от радиуса капилляров для порометрической кривой образца керна

Литература

1. Щелкачев В. Н., Лапук Б. Б. Подземная гидравлика. — Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. — 736 с.
2. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. — М.: Недра, 1977. — 236 с.
3. Абдулвагабов А. И. О законе движения жидкостей и газов в пористой среде // Изв. вузов. Нефть и газ. — 1961. — № 4. — С. 4–12.
4. Требин Г. Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах. — М.: Недра, 1959. — 356 с.
5. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. — М.: Недра, 1993. — 408 с.
6. Селяков В. И., Кадет В. В. Перколяционные модели процессов переноса в микронеоднородных средах. — М.: Недра, 1995. — 222 с.
7. Кадет В. В., Полонский Д. Г. Закон течения вязкопластической жидкости в пористой среде с учетом инерционных потерь. // Изв. РАН, МЖГ. — 1999. — № 1. — С. 68–73.
8. Кадет В. В. Методы теории перколяции в подземной гидромеханике. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. — 96 с.

V. V. Kadet, and P. V. Chagirov

Towards the Problem of Determination of Linear Filtration Law (Darcy Law) Applicability Upper Limit

The method for direct determination of correctness upper limit of linear filtration law (Darcy law) for any porous medium is presented. The method involved is based on the principles of percolation modeling of fluid flow in porous medium. Influence of porous medium structure on terminal gradient is analyzed. Qualitative comparison with experimental data was conducted.

Key words: porous medium, fluid flow in porous medium, Darcy law, percolation modeling of fluid flow in porous medium, linear filtration law correctness limits.

Вниманию специалистов!

В. Е. Емельянов, В. Н. Скворцов

**МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА:
АНТИДЕТОНАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА И ВОСПЛАМЕНЯЕМОСТЬ**

Приведены сведения о требованиях к качеству и технологии производства моторных топлив, методах оценки их детонационной стойкости и воспламеняемости. Изложены основные теоретические и практические вопросы, относящиеся к определению детонационной стойкости и воспламеняемости моторных топлив на современных одноцилиндровых установках, их техническое обслуживание, а также новейшие достижения техники в области усовершенствования установок и методов испытаний.

Книга предназначена в качестве практического руководства для работников лабораторий нефтеперерабатывающих и нефтесбытовых предприятий, для работников автомобильного и воздушного транспорта и других отраслей, а также широкому кругу инженерно-технических работников, будет полезна аспирантам и студентам вузов и техникумов.

М.: Издательство «Техника», 2006. — 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.

Масштабный эффект при лабораторном определении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов

Н. Н. Михайлов, И. П. Гурбатова
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина,
ООО «ПечорНИПИнефть»

Показана взаимосвязь масштабного эффекта с особенностями и типом ёмкостной структуры сложнопостроенных коллекторов. Проанализированы характерные условия проявления масштабных эффектов при определении пористости и проницаемости. Показано влияние масштабного эффекта на представительность лабораторных определений фильтрационно-ёмкостных свойств. Установлена взаимосвязь значений пористости и проницаемости с объектом исследования керна.

Ключевые слова: масштабный эффект, фильтрационно-ёмкостные свойства, структура ёмкостного пространства, ансамбль пор, фрактальность, поровые системы, сложнопостроенные коллектора.

Знание фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов необходимо при подсчете запасов углеводородов, проектировании и анализе разработки месторождений. Единственными прямыми способами изучения ФЕС являются лабораторные методы анализа керна, опирающиеся на положения государственных и отраслевых стандартов. В соответствии с существующими представлениями исследуемый керн должен обладать свойствами статистической представительности с точки зрения изучаемого пласта-коллектора [1–3]. Это означает, что его реакция на воздействие должна быть идентичной реакции изучаемого пласта в статистическом смысле. Это положение возможно лишь при условии, когда изучаемый керн содержит такое большое число элементов, слагающих пласт, что их совокупное поведение и в пласте, и в изучаемом керне окажется тождественным. В соответствии с этим требованием выбираются «стандартные» размеры образцов керна [1, 3].

Фильтрационно-емкостные свойства определяются структурой внутривыводного пространства — размерами и формой пор, характером их сообщаемости друг с другом, распределением пор по размерам и другими характеристиками поровых систем [4, 5]. Для гранулярных коллекторов размеры пор редко превышают десятки мкм. Соответственно, если размер пор порядка размеров частиц, то для частиц размером ~0,5 мм даже в 1 см³ содержится ~20³ частиц, при пористости в 10% число пор будет ~20². Следовательно, небольшие стандартные размеры образцов керна (3х3 см) содержат огромное количество пор и определяемые ФЕС таких кернов характеризуют результат усредненного взаимодействия ансамбля всех пор. Индивиду-

альные свойства отдельных пор (геометрия, размеры, взаимное расположение) не играют значимой роли. Фильтрационно-емкостные свойства обусловлены ансамблем пор, а не свойствами отдельных пор, и именно свойства всего ансамбля контролируют ФЕС коллектора [6]. Представительность керна материала определяется такими минимальными размерами испытываемых образцов, для которых обеспечивается представительность усредненного ансамбля пор, то есть должно выполняться следующее неравенство:

$$\sqrt[3]{V_{\text{обр}}} \gg d_{\text{ан}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{обр}}$ — представительный объем испытываемого образца; $d_{\text{ан}}$ — характерный размер типичного ансамбля пор.

В принятых стандартах размер «стандартного» образца для лабораторного определения ФЕС ~21 см³, то есть условия представительности керна материала по гранулярной пористости коллекторов (когда отдельные поры слабо взаимодействуют друг с другом) полностью соблюдаются. Для сложнопостроенных коллекторов трещинно-порово-кавернового типа ситуация не столь однозначная. Для них характерен сложный полимодальный характер распределения пустот по размерам [5]. Помимо гранулярных пор типичных размеров в образцах присутствуют крупные каверновые полости (рис. 1), размеры которых могут составлять 0,5–1,5 см и выше. Однако образцы полноразмерного керна с диаметром 10 см являются представительными и для данного типа ансамблей пустот. Из соотношения (1) следует, что для микрокавернозных коллекторов представительными являются как образцы

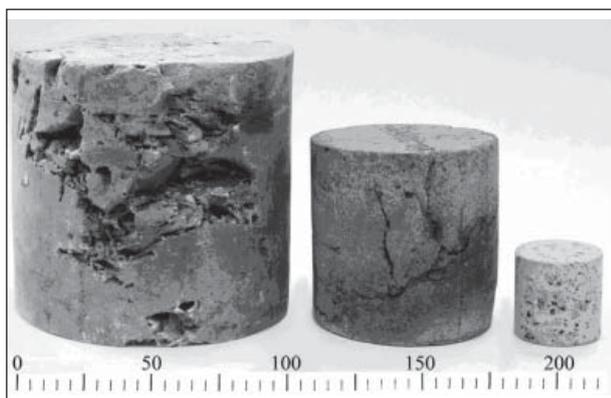


Рис. 1. Образцы керн различного размера

стандартного размера, так и полноразмерные. Однако последние экспериментальные данные показывают, что это положение не всегда выполняется и имеет место масштабный эффект при определении ФЕС по керну [7–9].

Для изучения влияния масштабного фактора было выполнено определение ФЕС на 46 образцах различного размера. Для сравнительного анализа были отобраны образцы с сохраненным при выбуривании на скважине диаметром 100 мм и расположенные рядом по глубине отбора образцы стандартного размера. Затем из образцов диаметром 100 мм параллельно напластованию были выпилены образцы диаметром 65 мм и вновь определены пористость и проницаемость. На рис. 1 представлены фотографии образцов стандартного размера и полноразмерного керн диаметром 65 и 100 мм. Объем образца стандартного размера составляет $\sim 20,9 \text{ см}^3$, полноразмерного керн ~ 215 и $\sim 785,4 \text{ см}^3$. Таким образом, объем полноразмерного образца диаметром 100 мм в 37,5 раз больше стандартного,

соответственно и представительность полученных результатов заметно выше.

Рассмотрим проявление масштабного эффекта при определении пористости и газопроницаемости. На рис. 2 представлено сопоставление результатов определения пористости (а) и проницаемости (б) для образцов стандартного размера и полноразмерного керн диаметром 100 и 65 мм.

Полученные результаты указывают на наличие масштабного эффекта и в случае использования полноразмерного керн диаметром 65 и 100 мм. Изменение пористости и проницаемости приведены в таблице.

Различия в значениях пористости могут составлять 4–6%, что иллюстрирует значимость масштабного эффекта. Экспериментальные данные показывают также, что влияние масштабного эффекта неоднозначно. Имеется определенное количество образцов, для которых масштабный эффект не проявляется. Значимость масштабного эффекта не коррелируется с величиной пористости изучаемого керн и, очевидно, зависит от особенностей емкостной структуры коллектора. Как видно из рис. 2, б, имеется тенденция к росту проницаемости с увеличением размеров испытываемых кернов. Однако эта тенденция нечеткая и для некоторых образцов имеет место совпадение результатов определения ФЕС на разномасштабных кернах. Таким образом, необходимо провести идентификацию масштабного фактора в зависимости от типа пористости исследуемых образцов.

В практике петрофизических исследований для идентификации типа пористости сложнопостроенных коллекторов обычно используются петрофизические связи, которые отличаются

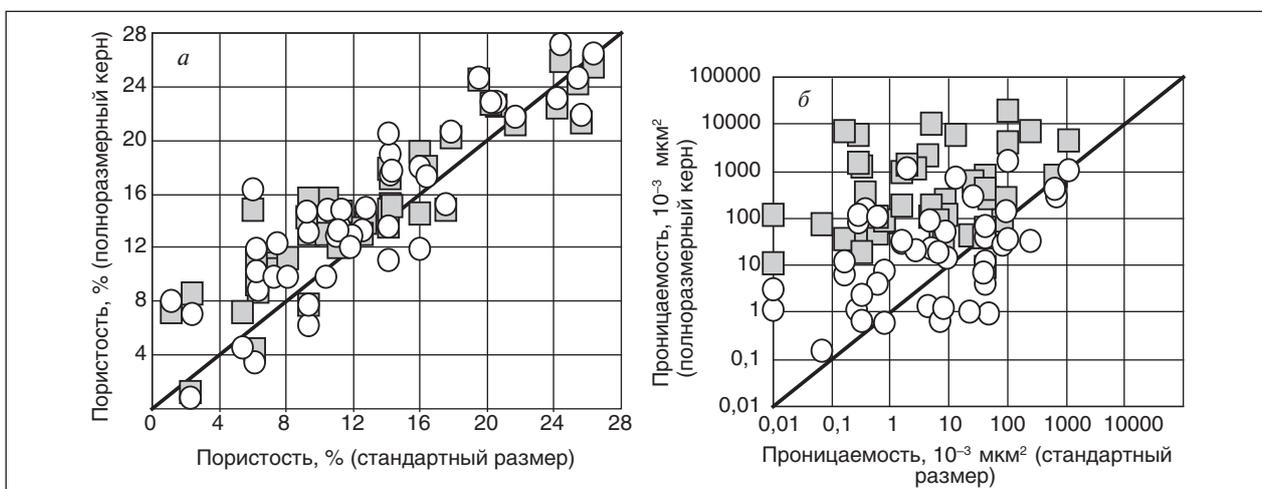


Рис. 2. Сопоставление результатов определения пористости и проницаемости на образцах стандартного размера и полноразмерном керне диаметром 100 (□) и 65 (○) мм

Изменение пористости и проницаемости

Размер образца	Пористость, %			Проницаемость, 10^{-3} мкм ²		
	min	max	среднее	min	max	среднее
Стандартный размер	1,12	26,38	12,89	<0,01	1106,46	76,38
Полноразмерный керн диаметром						
65 мм	0,79	27,18	14,70	0,15	1693,73	152,70
100 мм	1,26	25,90	14,88	9,29	19832,8	1712,50

друг от друга в зависимости от типа пустотного пространства. По типу пустотного пространства образцы были разделены на 3 основные группы: 1) *трещинный коллектор* — преобладающая роль трещин; 2) *каверново-поровый коллектор* — преобладающая роль поровых каналов в проницаемости и пористости и дополнительное увеличение их за счет каверн; 3) *трещинно-порово-каверновый коллектор* — породы с более сложным типом пустотного пространства за счет интенсивной кавернозности и трещиноватости. На рис. 3 представлено сопоставление газопроницаемости и пористости. Исследования проводились на образцах стандартного размера и полноразмерном керне диаметром 100 мм. Для каждого типа пустотного пространства были выведены уравнения связи.

Из рис. 3 можно сделать вывод, что полученные петрофизические связи дифференцируются не только по типу порового пространства, но и по размерам испытываемого керна, что указывает на существование взаимосвязи между размерами испытываемого керна и типом внутрипорового ансамбля. Поскольку характерные размеры поровых полостей заведомо удовлетворяют условию

представительности исследуемых образцов (1), то наблюдаемые эффекты могут быть обусловлены формированием связанного внутрипорового ансамбля, состоящего из поровых емкостей различного типа.

Для установления закономерностей влияния объема испытываемого керна на значения ФЕС было проведено сопоставление значений пористости и проницаемости, полученных для различных объемов исследованного керна. На рис. 4 даны сопоставления средних значений пористости (a) и проницаемости (b) и объема керна.

Значения представлены в нормированных величинах. Приведенная пористость определена как отношение пористости полноразмерного керна (65 и 100 мм) к пористости образца стандартного размера. Приведенный объем равен отношению объема полноразмерного керна к объему образца стандартного размера. Как видно из рис. 4, при проявлении масштабных эффектов имеется четкая связь между значениями ФЕС и объемом испытываемого образца. Эта связь имеет степенной вид и высокие коэффициенты корреляции.

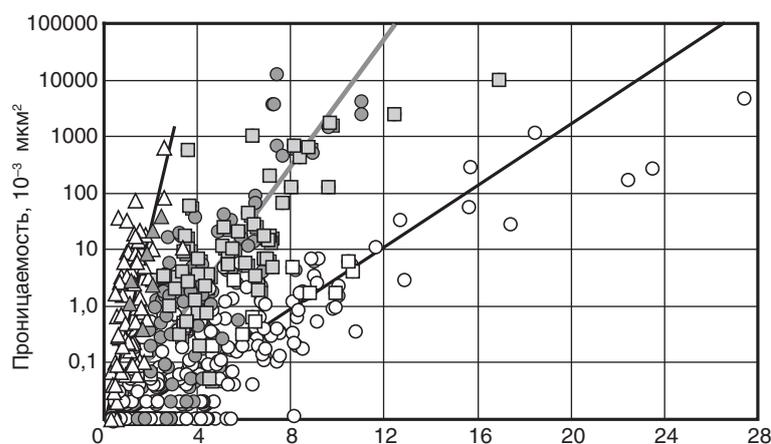


Рис. 3. Сопоставление газопроницаемости и пористости: $\circ \square$ — каверново-поровый коллектор (стандартный размер и полноразмерный керн), $\lg K_{np} = 0,276 K_n - 2,326$, $R = 0,868 n = 345$; $\circ \square$ — трещинно-порово-каверновый коллектор (стандартный размер и полноразмерный керн), $\lg K_{np} = 1,747 K_n - 2,075$, $R = 0,559 n = 87$; $\triangle \triangle$ — трещинный коллектор (стандартный размер и полноразмерный керн), $\lg K_{np} = 0,561 K_n - 2,013$, $R = 0,746 n = 123$

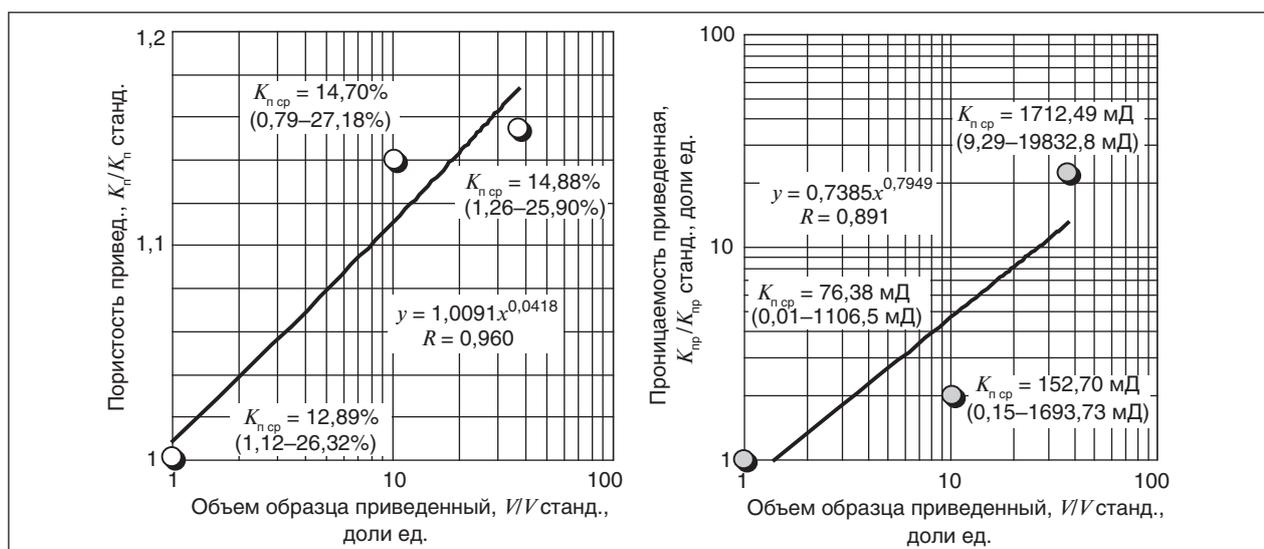


Рис. 4. Сопоставление средних значений пористости и проницаемости и объемов исследуемых образцов керна

Результаты лабораторных определений ФЕС коллекторов зависят от представительности исследуемого кернового материала [1–3]. Однако имеющиеся литературные источники традиционно связывали представительность кернового материала с общим количеством образцов стандартного размера и не уделяли внимание влиянию масштабного фактора. Не явно подразумевалось, что имеет значение лишь «статистически» представительный объем изучаемого керна, а геометрические размеры отдельных кернов не имеют значения. Такой подход не учитывал имеющиеся в литературе указания на влияние размеров керна на результаты определения ФЕС [3, 4]. Наши исследования [5, 7, 8] показали, что при изучении сложнопостроенных коллекторов пренебрежение влиянием масштабного эффекта приводит к существенным погрешностям в определении ФЕС коллекторов. С увеличением размеров испытываемых кернов наблюдается увеличение средних значений пористости и проницаемости. Различие ФЕС, определенных на разномасштабных кернах, указывает на различие пустотных структур разномасштабных кернов. В случае неизменности внутриворонных структур на разных масштабах масштабный эффект не проявляется. Количественные закономерности проявления масштабного эффекта могут быть описаны зависимостями типа

$$K_V = K_{ст} \left(\frac{V}{V_{ст}} \right)^\alpha, \quad (2)$$

где K_V — значение ФЕС, зависящее от объема; $K_{ст}$ — значение ФЕС, полученное на кернах стандартного размера; V , $V_{ст}$ — текущий и стандартный объем изучаемого керна; α — показатель степени.

Соотношение (2) по структуре схоже с формой представления фрактальных свойств пласта [4]. Однако соотношение (2) указывает на бесконечный рост ФЕС с увеличением объема исследуемого керна. Очевидно, что это не соответствует действительности. Соответственно необходимо предположить, что существует объем насыщения, после которого значения ФЕС уже не будут зависеть от исследуемого объема. В этом случае соотношение (2) запишется в виде

$$K_V = K_{ст} = \left(\frac{V}{V_{нас}} \right)^\alpha, \quad (3)$$

где $V_{нас}$ — максимальный объем, соответствующий капиллярному объему взаимосвязанности элементов ансамбля структуры пустотного пространства. В проведенных экспериментах объем насыщения оказался больше максимальных объемов исследуемых кернов.

Литература

1. Методические указания по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов. — М.: ВНИИ, 1983. — 24 с.
2. Элланский М. М. Оценка подсчетных параметров нефти и газа с помощью ЭВМ. — М.: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. — 1985. — Вып. 4. — 60 с.

3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемными методами / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Проскурина, Г. Г. Яценко. 2003 — 130 с.
4. Михайлов Н. Н. Физика нефтяного и газового пласта. — М.: МАКС ПРЕСС, 2008. — 447 с.
5. Михайлов Н. Н. Проницаемость пластовых систем. — М.: РГУ нефти и газа, 2006. — 186 с.
6. Динариев О. Ю., Михайлов Д. Н. Моделирование изотермических процессов в пористых материалах на основе концепции ансамбля пор // Механика жидкости и газа. — 2007. — № 5.
7. Михайлов Н. Н., Гурбатова И. П. Анализ информативности определений емкостных свойств пласта для подсчета запасов нефти и газа // Труды VII Международного симпозиума «Новые технологии освоения и разработки трудно извлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтеотдачи. — М., 2008. — С. 184–192.
8. Гурбатова И. П., Михайлов Н. Н. Анализ информативности различных методик определения емкостных свойств карбонатных пластов со сложным типом пористости // Вестник ЦКР Роснедра. — 2008. — № 2. — С. 52–56.

N. N. Mikhailov, and I. P. Gurbatova

Scale Effect at Laboratory Determination of Permeability and Porosity Properties of Complex Structured Carbonate Reservoirs

The interrelation of scale effect with features and type of capacitor structure of complex structured reservoirs is demonstrated. Characteristic conditions of scale effects display are analyzed at porosity and permeability determination. Influence of scale effect on imposing appearance of laboratory determination of permeability and porosity properties is shown. The interrelation between values of porosity and permeability with the object of core research is established.

Key words: *scale effect, permeability and porosity properties, capacitive space structure, pores assembly, fractality, pore systems, complex structured reservoirs.*

Вниманию специалистов!

Э. Ф. Каминский, В. А. Хавкин

ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ: технологический и экологический аспекты

В книге обобщены сведения о методах и технологиях углубления переработки нефти. Описаны способы более полного извлечения топливных продуктов при прямой перегонке нефти, подбора оптимального состава топливных фракций, использования деструктивных процессов переработки нефтяных остатков.

Изложены научные основы и технологии каталитических и термических процессов, в частности направленных на улучшение экологических характеристик получаемых продуктов.

Книга интересна сотрудникам научно-исследовательских и проектных институтов, нефтеперерабатывающих заводов, студентам вузов нефтегазового профиля.

М.: Издательство «Техника», 2002. — 334 с.

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.

Регулирование разработки и повышение нефтеотдачи пластов — основы энергосберегающей эксплуатации нефтяных месторождений

Р. С. Хисамов
ОАО «Татнефть»

Рассмотрены основы энергосберегающей эксплуатации нефтяных месторождений управлением разработкой, регулированием отбора запасов, совершенствованием системы заводнения путем организации самостоятельных участков, в пределах ранее выделенных эксплуатационных объектов, создание интенсивной системы разработки с бурением горизонтальных, многозабойных скважин, скважин малого диаметра, гидроразрыва пласта, одновременно-раздельной эксплуатации пластов.

Ключевые слова: поздняя стадия разработки, выработка запасов нефти, повышение нефтеотдачи пластов

1. По нефтяным компаниям Республики Татарстан добыча нефти за 2009 г. составила 32,5 млн т, в том числе на территории Республики Татарстан — 32,2 млн т, Российской Федерации за 2008 г. — 488,5 млн т, 2009 г. — 494,2 млн т.

За 2009 год из месторождений ОАО «Татнефть» добыто 25,85 млн т нефти, или 100,33% к 2008 г. (25,766 млн т).

Добыча нефти дочерних предприятий ОАО «Татнефть» на территории РФ за 2009 г. составляет 256,1 тыс. т (в 2008 г. — 294,2 тыс. т).

По «Группе-Татнефть» за 2009 г. добыто 26,106 млн т нефти, или 100,18% к 2008 г. (26,06 млн т).

Средний дебит нефти 1 скважины действующего фонда за 2009 г. составил 4 т/сут, жидкости — 23,9 т/сут.

2. В Республике Татарстан добыто более 3 млрд т нефти, выработанность основных месторождений более 80% от НИЗ — это достаточно четко характеризует завершение основного периода разработки, наступление поздней стадии со многими закономерными проблемами.

Стабилизация и рост добычи нефти обеспечиваются благодаря регулированию системы разработки месторождений, залежей, выполнению эффективных ГТМ, при этом обводненность с 1996 г. удерживается в интервале 82,4–83,5%. Отбор жидкости в 2009 г. составил 156 млн т (рост по сравнению с 1995 г. на 1,5 млн т (101%)), в то же время рост добычи нефти составил 750 тыс. т (103%).

3. ОАО «Татнефть» осуществляет интенсивный вариант нефтедобычи в соответствии с принятой концепцией стабилизации добычи нефти на уровне 25–26 млн т до 2015 г. Ежегодно за счет всех выполненных мероприятий обеспечивается прирост добычи нефти 1,4–1,79 млн т.

Месторождения ОАО «Татнефть» с выработанностью запасов нефти более 80% обе-

спечивают 16,2 млн т добычи, месторождения с выработанностью 70–80% — 4,4 млн т из общей добыче 25,8 млн т (за 2008 г.).

4. Для управления разработкой, регулирования отбора запасов из отдельных пластов на месторождениях в Татнефти применяются следующие методические подходы:

4.1. Используются технологии, комплекс ГТМ, которые в наибольшей степени обеспечивают увеличение нефтеизвлечения на выработанных месторождениях с учетом текущей эффективности разработки месторождения с целью увеличения нефтеотдачи на перспективу.

В настоящее время в ОАО «Татнефть» на основе анализа выбраны и утверждены критерии применения до 40–50 различных МУН, но необходимо отметить, что нет универсальных методов воздействия на все текущие запасы с учетом геологических условий, стадии выработанности, поэтому возможности известных технологий для трудноизвлекаемых запасов по большинству применяемых технологий снижаются.

4.2. Геолого-технические мероприятия по вводу в активную разработку новых трудноизвлекаемых запасов нефти турнейского, верей-башкирского и каширского горизонтов обеспечивают рост добычи нефти по этим объектам. За 1995–2009 гг. доля добычи нефти из отложений карбона выросла с 8433 до 11668 тыс. т (138,4%), в основном из турнейских отложений в 2 раза (до 2719 тыс. т), а по девону добыча нефти снижается с 16067 млн т до 14183 млн т (88,3%).

4.3. Контроль и регулирование стабилизации отборов жидкости, обводненности продукции без снижения объемов добычи нефти по старым месторождениям осуществляется за счет методов циклического заводнения.

Добыча жидкости на 1 тонну нефти стабильна за период 1999–2009 гг. и в целом по Татнефти составляет 5,7–6,1 т/т.

4.4. В проектах, программах разработки планируются мероприятия по увеличению темпов отборов трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе из глинистых коллекторов с организацией закачки пластовой воды по технологии внутрискважинной закачки воды, а также по увеличению темпа отбора нефти из заводненных коллекторов по высоковыработанным месторождениям с учетом существующих благоприятных налоговых условий в соответствии с ФЗ № 151 от 27.07.2006 г.

Средний дебит действующего фонда в целом по ОАО «Татнефть» 4 т/сут, поэтому необходимо постоянно анализировать и оценивать экономическую целесообразность вовлечения в разработку каждого из всех 14 горизонтов по скважинам при проведении ГТМ по ожидаемому приросту дебита нефти. Все горизонты, кроме базисных пластов девона и карбона, содержат трудноизвлекаемые запасы, по статистике показателей работающих скважин ожидаемые дебиты из этих коллекторов низкие (в пределах 2–4 т/сут), поэтому необходимо искать соответствующие технологии по увеличению дебита из них до потенциального с применением технологий ГС, ГРП, заводнения, закачки пара и т. д.

5. Основная цель поздней стадии разработки — продление периода рентабельной разработки месторождения или отдельного участка выполнением комплекса ГТМ.

Для этого в ОАО «Татнефть» проводится огромная работа: за период с 1990 по 2009 гг. на 74% фонда (14672 скважины) проведены различные виды ГТМ. При этом на 26,6% фонда выполнено более 2 ГТМ.

Только за 2009 г.:

- пробурены и закончены строительством 261 эксплуатационная скважина, с общей проходкой 399,2 тыс. м, в том числе 7 скважин на залежах СВН с проходкой 4,483 тыс. м и 17 скважин малого диаметра с проходкой 18 тыс. м;

- введены на нефть 13 скважин малого диаметра (добыча нефти за 2009 г. — 9,863 тыс. т) со средним дебитом нефти — 6,7 т/сут, всего пробурены 85 скважин;

- введены в эксплуатацию 280 новых добывающих скважин, в том числе 222 — из эксплуатационного бурения, 12 — из освоения после бурения прошлых лет, 46 — из других категорий, добыча нефти из новых скважин — 422,57 тыс. т, также пробурены 38 горизонтальных и 9 многозабойных скважин. Средний дебит одной новой скважины — 8,3 т/сут, в том числе введенных из бурения — 9,5 т/сут, ГС — 11,4 т/сут, МЗС — 16,4 т/сут;

- под закачку воды введены 156 скважин со средней приемистостью 105 м³/сут;

- за счет третичных методов повышения нефтеотдачи пластов дополнительная добыча

нефти составила 5171 тыс. т. Добыча нефти за счет гидродинамических методов повышения нефтеотдачи составила 6428 тыс. т. Всего за счет третичных и гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов добыто 11599 тыс. т нефти, что составляет 44,9% общей добычи за год;

- выполнено зарезок боковых ответвлений и боковых горизонтальных стволов на 58 скважинах, в том числе 43 БС и 15 БГС со средним приростом дебита нефти по БС — 5,3 т/сут, по БГС — 7,7 т/сут. По скважинам, введенным в 2009 г. добыто 55,9 тыс. т нефти, а с учетом мероприятий предыдущих лет — 743,9 тыс. т. Всего зарезки БС, БГС произведены на 743 скважинах;

- гидроразрыв (ГРП) и гидрокислотные разрывы (ГКРП) пластов проведены на 113 скважинах (70 добывающих и 43 нагнетательных) с приростом по нефти 580 т/сут или 3,6 т/сут на 1 добывающую скважину и 2,9 т/сут по нагнетательным скважинам. Дополнительная добыча нефти от мероприятий 2009 г. — 64,9 тыс. т, с учетом мероприятий предыдущих лет добыто 611 тыс. т нефти. Всего с начала мероприятий ГРП и ГКРП проведены на 1199 скважинах (1071 и 128 соответственно, в том числе 967 добывающих и 232 нагнетательных скважинах). Дополнительная добыча нефти из них за весь период составила более 3,86 млн т (в том числе ГРП — 3,6 млн т, ГКРП 0,26 млн т), в том числе из добывающих скважин 3,4 млн т;

- за счет КРС (без МУН) дополнительная добыча нефти составляет 363 тыс. т, общий прирост дебита на 1 скважину — 3,4 т/сут, за год отремонтировано 1984 скважины.

6. В силу объективных причин истощения активных запасов сегодня имеется значительный фонд малодебитных и низкорентабельных скважин. За 2009 г. нерентабельный фонд составил 6133 скважины, из которых добыто — 1377,3 тыс. т.

7. Мероприятия, направленные на снижение отбора попутной воды, контролируются по четырем основным позициям:

- сокращение отбора попутной воды и регулирование отборов жидкости, закачки воды;

- остановка предельно обводненных скважин (консервация);

- отключение из разработки обводненных пластов;

- изоляция водопритока без отключения пластов.

Трудноизвлекаемые запасы являются основным резервом добычи нефти в Волго-Уральском регионе на всю оставшуюся перспективу, поэтому доля добычи нефти из текущих запасов месторождений будет возрастать, что потребует применения индивидуальных технологических и

экономических решений для оптимизации процесса нефтедобычи.

8. Технологическая эффективность комплекса ГТМ данного года или стадии разработки должна благоприятно влиять на последующий процесс разработки, обеспечивать повышение конечного КИН. Поэтому необходимо непрерывно оценивать эффективность разработки эксплуатационного объекта при выполнении различных ГТМ в динамике и анализировать экономическую эффективность.

Совершенствование технологии заводнения, управление объемами закачки необходимо продолжить за счет изменения условий воздействия на пласт на участках с максимальной концентрацией остаточных запасов при одновременном регулировании отборов, интенсификации притока продукции пласта через ГТМ.

Под регулированием следует понимать выполнение комплекса мероприятий, обеспечивающих поддержание определенного заданного режима, целенаправленное изменение условий дренирования потоков из продуктивных пластов с обеспечением экономической целесообразности выработки запасов нефти.

Необходимо обеспечить целенаправленное изменение условий дренирования нефти из различных зон и участков различных пластов, добиться оптимальных скоростей фильтрации жидкости в разных пластах и зонах при регулировании отборов. Регулирование отборов жидкости, нефти по отдельным скважинам, блоку месторождения, залежи и обеспечение оптимального соотношения закачки по объекту отбора жидкости направлены на достижение большей эффективности процесса разработки и проводятся непрерывно. Для различных геологических условий необходимы периодическое обновление методических рекомендаций, определение экономических критериев.

В истории развития разработки линейная внутриконтурная система заводнения дополнялась очаговым нагнетанием, поперечным разрезанием и сегодня в зависимости от геолого-физических условий преобразовалась во множество модификаций нестационарного, циклического методы регулирования в сочетании с технологиями увеличения нефтеотдачи, переменной направления фильтрационных потоков. В осуществлении метода участвуют до 87% нагнетательных скважин. За всю историю разработки на месторождениях закачано около 9,5 млрд м³ воды для поддержания пластового давления. За счет метода нестационарного заводнения ежегодно дополнительно добывается 2,8–2,9 млн т нефти.

Совершенствование системы заводнения, управление объемами закачки в настоящем и в

будущем останется основной задачей при довыработке остаточных запасов нефти.

9. К методам регулирования в рамках проектного документа относятся все способы воздействия на пласты, которые можно свободно и многократно повторять в течение процесса разработки: это изменение режима работы скважин, увеличение отборов, объемов нагнетания, перенос нагнетания с одних скважин на другие и т. д. Многолетняя практика показала, что целесообразно обводненную скважину эксплуатировать непрерывно на умеренных режимах до высокой (85–90%) обводненности. Выключение же скважин при обводненности выше 90% приводит к тому, что ввиду сильной неоднородности пласта оставшиеся в эксплуатации скважины в дальнейшем не могут компенсировать прекращения отбора нефти из остановленных скважин.

Неэффективно резко форсировать высокообводненные скважины, потому что они забирают на себя значительную долю пластовой энергии, рабочего агента, а в основной зоне залежи замедляется разработка.

Способ регулирования технологических режимов работы отдельных обводненных скважин нужно развивать, необходимо искать оптимальные условия регулирования обеспечивающие максимальную технологическую и экономическую эффективность.

Для того чтобы регулирование разработки было действительно эффективным с точки зрения долгосрочной перспективы и конечного обеспечения максимального коэффициента нефтеотдачи, перед отключением скважин из эксплуатации необходимо проанализировать весь процесс разработки нефтяных месторождений от текущего момента и до конца на математической модели пласта при различных условиях выбытия или ввода новых скважин, ввода новых нагнетательных скважин.

10. Регулируемое воздействие на зоны (участок, залежь, месторождение) с различными типами остаточных запасов должны рассматриваться в качестве объекта оценки результатов ГТМ при условии — участок залежи условно изолирован.

При площадном заводнении рекомендуется выделить участок как самостоятельный элемент системы разработки, используя граничные условия закачки, границы глинистых коллекторов и неколекторов.

Для быстрой оценки экономической эффективности проведения различных мероприятий используется показатель «рентабельность», полученный за установленный срок проявления технологического эффекта.

Вовлечение в разработку запасов нефти из отдельных участков, линз малопродуктивных и глинистых коллекторов может производиться по одной и той же схеме: организация самостоятельной замкнутой или очаговой системы заводнения. Сегодня каждая залежь месторождения требует индивидуального подхода в организации системы разработки по схеме:

- последовательный ввод скважин под нагнетание с последующим созданием системы разработки отдельных элементов участков;
- осуществление программы довыработки остаточных запасов по результатам геолого-гидродинамического моделирования путем внедрения комплекса ГТМ по выбранному участку, совершенствование разработки всего участка в длительной перспективе.

11. Расчет вариантов использования новых технологий позволяет сделать вывод о возможности применения комплекса технологий воздействия на пласт, при оценке эффективности управления процессом разработки конкретных участков, залежей, месторождений, при различных наборах ГТМ и контролируемых экономических показателях.

Масштабы применения тех или иных технологий на конкретных месторождениях при различных экономических условиях определяются в зависимости от поставленных целей интенсификации добычи нефти и экономической целесообразности, выполнения показателей реального проекта разработки.

12. ОАО «Татнефть» в пределах своих лицензионных территорий ведет разработку 82 месторождений, на 2 месторождениях ведется добыча сверхвязкой нефти (Ашальчинское, Мордово-Кармальское).

За прошедший год обеспечен прирост запасов нефти: по Республике Татарстан — 44,5 млн т, в том числе 40,9 млн т за счет ГРП по C_1+C_2 , по Холдингу «Татнефть» — 63 млн т, по категории C_1+C_2 и 4 млрд м³ газа, в том числе:

- прирост запасов нефти за счет ГРП составил 59 млн т, в том числе по 10 месторождениям сверхвязкой нефти 22 млн т;
- за счет переоценки запасов — 4 млн т, в том числе за счет увеличения КИН — 2 млн т.

Введены в пробную эксплуатацию 3 нефтяных месторождения: Шадкинское, Западно-Репинское, Северо-Богемское.

13. Добыча сверхвязкой нефти по ОПР на Ашальчинском месторождении за год составила 18,421 тыс. т (по технологии с начала внедрения ОПР — 38,128 тыс. т), на Мордово-Кармальском — 5 тыс. т.

14. Необходимо обратить внимание наших ученых еще на один аспект в области МУН. В последнее время поднялся вопрос о том, что в России КИН падает, в то же время пока единой системы классификации технологий МУН в России нет.

Выводы

1. При существующем состоянии высокой выработанности запасов нефти необходимо создание регулируемой, контролируемой по технологической и экономической эффективности системы разработки при исходной предпосылке: объект разработки состоит из множества элементов самостоятельной разработки.

2. Необходимо непрерывное совершенствование, усиление системы заводнения путем организации самостоятельных участков, в пределах ранее выделенных эксплуатационных объектов. Создание интенсивной системы разработки с бурением горизонтальных, многозбойных скважин, скважин малого диаметра, гидроразрыва пласта, одновременно-раздельной эксплуатации пластов установкой ОРЭ. Обеспечить управляемое, циклическое воздействие на пласт, в том числе с применением МУН, изменение направления фильтрационных потоков.

3. В расчетах по минимизации затрат на добычу жидкости необходимо учитывать, что объем жидкости неоднозначно определяет добычу нефти в целом по месторождению и зависит от того, как добыча жидкости распределена по отдельным зонам, блокам.

Благоприятным экономическим условием для стабилизации добычи для «старых», выработанных месторождений и для сверхвязкой нефти на ближайшие три года является снижение налоговой нагрузки, включая разработку и внедрение энергоэффективных, инновационных проектов, поддерживаемых на федеральном уровне.

R. S. Khisamov

Development Management and Oil Recovery Increase — a Basis of Energy Conservative Oilfields Exploitation

The article considers fundamentals of energy-efficient oilfields operation via development management, reserves production control, improvement of the water flooding system through arrangement of separate sites within previously identified target areas, formation of an intensive development system with drilling of horizontal wells, downhole splitters, slim holes, hydraulic fracturing and co-mingled production of layers with application of dual completion and production units.

Key words: mature development stage, recovery of oil reserves, oil recovery increase.

Опыт моделирования и мониторинга разработки нефтяного месторождения в условиях массового проведения гидроразрыва пласта

Р. Д. Каневская, С. Ю. Жучков
ООО «НТЦ-РуссНефть», Москва

В данной работе приводится описание одного из методов учета трещин гидроразрыва пласта в геолого-технологической модели месторождения, позволяющего на стадии предпроцессора проводить все расчеты, связанные с моделированием трещин, и задавать их результаты в качестве исходных данных для гидродинамического симулятора. Приведен пример расчета на реальном объекте разработки. Анализ результатов показал корректность данного метода. Геолого-гидродинамическая модель позволила удовлетворительно воспроизвести историю разработки. Прогнозные дебиты и забойные давления скважин оказались близки к фактическим. Результаты расчетов могут служить косвенным подтверждением гипотезы о самопроизвольном росте трещин гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах.

Ключевые слова: массивированный гидравлический разрыв пласта, моделирование разработки месторождения, многоскважинные системы разработки, низкопроницаемые коллекторы, моделирование трещин гидроразрыва.

Значительная доля мировых запасов нефти приходится на месторождения, разработка которых затруднена из-за сложного геологического строения. Многие из них характеризуются низкой проницаемостью и пористостью, высокой степенью расчлененности пластов. Экономически выгодная разработка таких месторождений невозможна без применения современных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи.

Для эффективной эксплуатации залежей необходимо детальный анализ текущего состояния разработки, геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождении. В случае, когда месторождение находится на начальной стадии эксплуатации, важно корректно оценить величину извлекаемых запасов, потенциал применения различных методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи, чтобы рационально спланировать его разработку. Основным инструментом при этом является гидродинамическая модель, в которой максимально учтена вся имеющаяся информация.

Мировая практика показала высокую эффективность гидравлического разрыва пласта (ГРП), позволяющего увеличить как темп выработки запасов, так и конечную нефтеотдачу низкопроницаемых пластов. Разработка многих месторождений проводится с широким внедрением этой технологии, а зачастую операциями ГРП охватывается весь действующий фонд скважин. ГРП в таком случае нужно рассматривать не только как процедуру, приводящую к изменению дебита отдельной скважины, но и как эле-

мент системы разработки; технологию, которая может изменить характер течения в пласте.

В данной работе приводится описание одного из методов учета трещин ГРП в геолого-гидродинамической модели месторождения, а также опыт его применения к реальному объекту разработки.

Рассматривается Верхне-Шапшинское нефтяное месторождение, которое непосредственно примыкает к уникальному Приобскому месторождению, расположенному в Западной Сибири. На данный момент Верхне-Шапшинское месторождение изучено слабо. Разбурен лишь небольшой участок на северо-западе, а история разработки насчитывает всего два года. Опыт эксплуатации соседнего Приобского месторождения применим лишь частично, так как Верхне-Шапшинский участок находится в краевой части, которая отличается своим геологическим строением.

В целом пласты месторождения характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость 5–7 мД, пористость 16–19%), высокой степенью расчлененности. Основные запасы сосредоточены в неокомских и ачимовских отложениях. Основные свойства пластов месторождения представлены в таблице. В настоящее время добыча ведется только из пластов группы АС10, пласты АС12 планируется ввести в разработку.

При низкой продуктивности пластов работа скважин без применения методов интенсификации добычи нецелесообразна. В условиях высокой расчлененности и малой эффективной

Геолого-физические данные пластов и пластовых флюидов Верхне-Шапшинского месторождения

Параметр	Пласт	
	АС10	АС12
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м, средн./ (мин–макс)	4 / (2–22)	2,7 / (2–26)
Коэффициент пористости, доли ед., средн./ (мин–макс)	0,185 / (0,14–0,21)	0,158 / (0,15–0,23)
Средняя проницаемость (по керну), 10^{-3} мкм ²	2,1	1,8
Расчлененность	9,3	49
Начальное пластовое давление, МПа	25,7	26,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,77	1,38
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,834	0,818
Газовый фактор, м ³ /т	53	57
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,38	

нефтенасыщенной толщины использование горизонтальных скважин экономически и технологически неэффективно. В качестве основного метода стимулирования скважин на Приобском месторождении применяется гидроразрыв пласта. Эту же технологию начали активно внедрять на Верхне-Шапшинском месторождении (таблица). Практически все операции ГРП признаны успешными и привели к кратному увеличению дебита. Средний пусковой дебит скважин по жидкости составил 96 т/сут, начальная обводненность продукции — менее 10%. В силу высокой эффективности операции ГРП проводятся во всех скважинах перед их пуском в эксплуатацию.

Для оценки текущего состояния и определения дальнейшей стратегии разработки была построена гидродинамическая модель. При этом необходимо было в максимально возможной степени учесть технологический режим эксплуатации залежей и в первую очередь широкомасштабное внедрение ГРП. Гидравлический разрыв в данном случае необходимо рассматривать не только как метод интенсификации добычи, но и как элемент системы разработки, изменяющий геометрию течения в пласте.

Особенности разностно-аналитического подхода к моделированию трещин ГРП

Методы учета в моделях трещин можно условно разделить на прямые и косвенные. При прямом моделировании ГРП расчетная сетка вблизи скважин и трещин измельчается, повторяя точную геометрию трещины. Это позволяет детально описать характер притока. Данный метод, однако, имеет ряд существенных недостатков. Введение дополнительных расчетных ячеек, различающихся по размеру на несколько порядков, приводит к значительным вычислительным трудностям. Наиболее простой способ косвенного учета трещин ГРП обычно связан с заданием отрицательного скин-фактора для

обработанных скважин, что обеспечивает увеличение их расчетной пропускной способности. Но такой прием может исказить картину течения в пласте, потому что приток к скважинам остается радиальным, и это может привести к некорректным результатам. В данной работе применен разностно-аналитический подход, который заключается в сопряжении конечно-разностного решения для пласта и аналитического решения в окрестности трещины. При этом вводится специальная формула притока к скважине, а течение в трещине полагается близким к одномерному [1]. Формула притока выводится на основе аналитического решения соответствующей задачи, в которой рассматривается симметричная трещина эллиптической формы конечной проводимости, а жидкость предполагается однородной и несжимаемой. Формула притока имеет следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi k \Delta z \sum_{i=1}^4 c_i (p_0 - p_w)}{\mu \sum_{i=1}^4 c_i P(Z_i) - 2\pi};$$

$$c_{1,3} = a_{1,3} \left(1 + \frac{2wk_f}{\Delta y k} \right), c_{2,4} =$$

$$= a_{2,4}, a_{1,3} = \frac{\Delta y}{\Delta x_{1,3}}, a_{2,4} = \frac{\Delta x}{\Delta y_{2,4}}; \quad (1)$$

$$P(Z) = \operatorname{Re} \left((1 - \lambda) \ln \frac{2Z}{f} + \lambda \ln \left[\frac{Z}{f} + \sqrt{\frac{Z^2}{f^2} - 1} \right] + \right.$$

$$\left. + (1 - \lambda) \sum_{m=1}^{\infty} \lambda^m \ln \left[1 + q^m \left(\frac{Z}{f} - \sqrt{\frac{Z^2}{f^2} - 1} \right)^2 \right] \right);$$

$$q = \sqrt{\frac{1-w}{1+w}}; \quad \lambda = \frac{k_f - k}{k_f + k}.$$

Здесь Z_i — комплексная координата i -го узла в системе координат, связанной с трещиной; f — полудлина трещины, $2w$ — ширина трещины, k_f — проницаемость трещины; $\Delta x_i, \Delta y_i$ — расстояние до центра соседнего блока разностной сетки; p_0 — давление в блоке, в котором расположена скважина; r_0 — эффективный радиус этого блока, определяемый геометрией ячейки; p_w — забойное давление; r_w — радиус скважины; k — проницаемость пласта; Δz — толщина блока; μ — вязкость жидкости. Если трещина направлена вдоль оси X разностной сетки, то $Z_1 = -\Delta x_1, Z_2 = i\Delta y_2, Z_3 = \Delta x_3, Z_4 = -i\Delta y_4$. В случае многофазной фильтрации формула притока вводится для суммарного потока всех фаз с учетом их суммарной подвижности и выражение (1) преобразуется к виду

$$Q = 2\pi k \Delta z \sum_{j=1}^3 \frac{f_j}{\mu_j} \frac{\sum_{i=1}^4 c_i (p_0 - p_w)}{\sum_{i=1}^4 c_i P(Z_i) - 2\pi}, \quad (2)$$

$$c_{1,3} = a_{1,3} \left(1 + \frac{2wk_f}{\Delta y k} \left(\sum_{j=1}^3 \frac{k_{fj}}{\mu_j} \right) \left(\sum_{j=1}^3 \frac{k_j}{\mu_j} \right)^{-1} \right), c_{2,4} = a_{2,4}.$$

Здесь k_j и k_{fj} — относительные фазовые проницаемости для пласта и трещины соответственно, индекс $j = o$ относится к нефти, $j = w$ — к воде.

В зависимости от особенностей симулятора, применяемого для моделирования пласта, были разработаны различные модификации разностно-аналитического метода учета трещин ГРП [1, 2]. В данной работе предлагается методика, позволяющая отдельно проводить все дополнительные вычисления, связанные с моделированием трещин, и задавать их результаты как исходные данные для гидродинамического расчета. Такой подход представляется достаточно универсальным, так как допускает использование различных программных комплексов для гидродинамического моделирования.

Для учета скважин в моделях фильтрации обычно используется метод Писмэна [3]. Он состоит в том, что аналитическое решение задачи о радиальном притоке несжимаемой жидкости к точечному стоку сопрягается с численным решением задачи о течении в пласте. Это осуществляется при помощи формулы притока

$$Q = \frac{2\pi k \Delta z}{\mu} \frac{p_0 - p_w}{\ln r_0 / r_w - s}, \quad (3)$$

где p_0 — давление в сеточном блоке, в котором расположена скважина; r_0 — эффективный радиус блока, соответствующий расстоянию от

его центра до условного контура внутри него, на котором давление равно p_0 .

Величина r_0 определяется геометрией разностной сетки:

$$r_0 = 0,28 \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2}, \quad (4)$$

где Δx и Δy — расстояние между узлами расчетной сетки вдоль соответствующих осей.

Дополнительные фильтрационные сопротивления в скважине и призабойной зоне учитываются при помощи скин-фактора s . В случае геолого-технических мероприятий, которые улучшают свойства призабойной зоны и снижают ее фильтрационное сопротивление, скин-фактор может стать отрицательным.

Для анизотропного пласта формулы (3) и (4) принимают вид

$$Q = \frac{2\pi \sqrt{k_x k_y} \Delta z}{\mu} \frac{p_0 - p_w}{\ln r_0 / r_w - s}, \quad (3')$$

$$r_0 = 0,8 \frac{\sqrt{\sqrt{k_y/k_x} (\Delta x)^2 + \sqrt{k_x/k_y} (\Delta y)^2}}{\sqrt[4]{k_y/k_x} + \sqrt[4]{k_x/k_y}} \quad (4')$$

Для имитации притока к трещине ГРП можно сопоставить зависимости (3) или (3') с формулой (1) и вычислить величину скин-фактора s , при которой расчетные дебиты совпадут. Однако в случае глубокопроникающего гидроразрыва, если длина трещины сопоставима или превышает размер сеточного блока, задание специальной формулы притока вида (1) или (2) не позволит отобразить в модели характер течения вблизи трещины. Эффективная проводимость сеточных блоков, через которые проходит трещина, характеризуется анизотропией, которая связана с повышенной пропускной способностью трещины. Этот эффект достаточно легко учесть в модели, если направление одной из осей разностной сетки совпадает с направлением распространения трещины. В этом случае можно задать анизотропию пласта по проницаемости, а в случае многофазной фильтрации и по фазовым проницаемостям, в пределах соответствующих сеточных блоков:

$$k_x^* = k_x \left(1 + \frac{2wk_f}{\Delta y k_x} \right); k_y^* = k_y; k_z^* = k_z. \quad (5)$$

Здесь k_i^* — эффективная проницаемость в направлении i , соответственно, $i = x, y, z$.

Аналогично вводятся эффективные фазовые проницаемости, которые в результате оказываются анизотропными. Приравнивая сум-

марную межблочную проводимость по фазе j в направлении распространения трещины, которое в данном случае совпадает с направлением оси X , получим

$$k_x k_{xj}^* \Delta y = k k_j \Delta y + k_f k_{ff} 2w, \quad (6)$$

где k_{xj}^* — искомая относительная фазовая проницаемость для j -й фазы в направлении X . Из (6) с учетом (5) получим выражение для эффективной относительной фазовой проницаемости:

$$k_{xj}^* = \frac{k_j}{1 + \frac{2wk_f}{k\Delta y}} + \frac{2wk_f}{k\Delta y} \frac{k_{ff}}{1 + \frac{2wk_f}{k\Delta y}},$$

$$k_{xy}^* = k_j; k_{zj}^* = k_j. \quad (7)$$

В силу малости объема трещины по сравнению с объемом сеточного блока можно считать, что эффективная насыщенность блока пересеченного трещиной, не отличается от насыщенности пласта, рассчитанной для данного блока.

Как известно, капиллярные эффекты в трещине незначительны, поэтому зависимость фазовой проницаемости от соответствующей насыщенности можно принять линейной. Кроме того, можно допустить, что трещины ГРП в нагнетательных скважинах мгновенно заполняются водой и являются проводящими только для этой фазы. Таким образом, относительные фазовые проницаемости трещины для добывающей и нагнетательной скважины могут быть заданы в виде

$$k_{fw} = \begin{cases} (s_w - s_{wc}) / (1 - s_{wc}), & \text{если} \\ \text{скважина добывающая,} \\ 1, & \text{если скважина нагнетательная;} \end{cases}$$

$$k_{fo} = \begin{cases} (s_o - s_{oc}) / (1 - s_{oc}), & \text{если} \\ \text{скважина добывающая,} \\ 0, & \text{если скважина нагнетательная,} \end{cases} \quad (8)$$

где s_o и s_w — насыщенность нефтяной и водной фазой соответственно; s_{oc} и s_{wc} — остаточная водо- и нефтенасыщенность. Эти зависимости учитываются при вычислении анизотропных фазовых проницаемостей (7).

Скин-фактор скважины, пересеченной трещиной ГРП, после подстановки выражений (1), (4'), (5) в (3') задается в виде

$$s = \ln r_0 / r_w - \frac{\sum_{i=1}^4 c_i P(Z_i) - 2\pi}{\frac{k}{\sqrt{1 + \frac{2wk_f}{\Delta y k}} \sum_{i=1}^4 c_i}}. \quad (9)$$

Таким образом, моделирование трещин гидроразрыва может быть осуществлено с помощью введения анизотропии пласта по абсолютной и фазовым проницаемостям для сеточных блоков, пересекаемых трещинами, и задания специально рассчитанного скин-фактора на скважинах. Данный подход позволяет, с одной стороны, не измельчать разностную сетку вблизи скважины, а с другой — достоверно описать поведение потоков в ячейках, содержащих трещину.

Пример расчета

Предложенная методика была применена для моделирования Верхне-Шапшинского месторождения. При разработке этого месторождения во всех скважинах предполагается проведение ГРП. В гидродинамической модели гидроразрыв в пробуренных скважинах был воспроизведен с использованием реальных параметров трещин, для проектных скважин задавались осредненные по всем проведенным операциям значения. Полудлина трещины составила 70–140 м, а полурастворение — 1,2–2,5 мм. Проницаемость упаковки пропанта в трещине в среднем — 220 Д.

По результатам исследований и промысловых данных по соседнему Приобскому месторождению трещины гидроразрыва преимущественно распространяются в направлении на северо-северо-запад [4]. Вдоль этого направления и была направлена ось X разностной сетки модели, что позволило рассматривать трещины ориентированными вдоль этой оси. Размер ячеек по латерали в сеточной модели составляет 100 м. При полудлине трещины 100–150 м можно считать, что она проходит через три ячейки разностной сетки, в средней из которых находится скважина. С учетом принятых средних параметров трещины и проницаемости пласта анизотропия проницаемости в этих ячейках согласно (5) составила

$$k_x^* / k_y^* = \left(1 + \frac{2wk_f}{\Delta y k_x} \right) = 2.$$

Фазовые проницаемости задавались как для добывающих, так и для нагнетательных скважин. Исходные и эффективные относительные фазовые проницаемости (7) для ячеек, через которые проходят трещины, представлены на рис. 1. Расчетный скин-фактор для проектных скважин в соответствии с (9) составил –4,58.

После подготовки расчетной сетки в гидродинамическую модель была загружена информация об истории разработки месторождения; также были учтены приграничные скважины соседних лицензионных участков Приобского

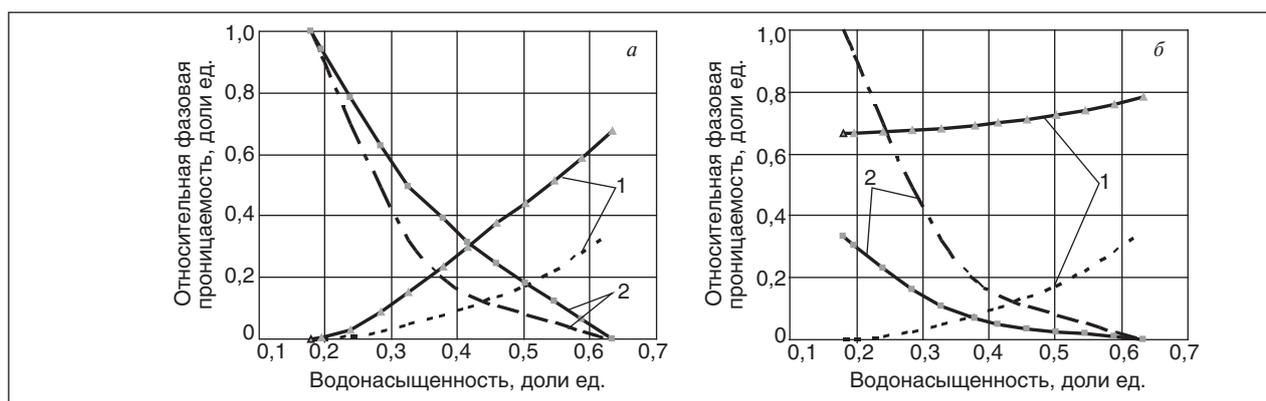


Рис. 1. Исходные (штриховые линии) и осредненные (сплошные линии) кривые относительных фазовых проницаемостей воды (1) и нефти (2): а — добывающие скважины; б — нагнетательные

месторождения. Корректность учета трещин ГРП проверялась на этапе адаптации модели. Сопоставление расчетных и фактических показателей разработки осуществлялось с шагом в один месяц. Основной целью адаптации было воспроизведение добычи нефти и жидкости по каждой скважине при совпадении расчетного и фактического забойных давлений. Погрешность в годовой добыче нефти и жидкости не превысила 3%. Удовлетворительные результаты получены и по отдельным скважинам (рис. 3). В частности, удалось корректно воспроизвести динамику обводнения одной из приграничных добывающих скважин от нагнетательной скважины соседнего лицензионного участка. Как видно на рис. 2, учет трещин ГРП в модели позволил смоделировать гидродинамическую связь этих двух скважин, расположенных на значительном расстоянии.

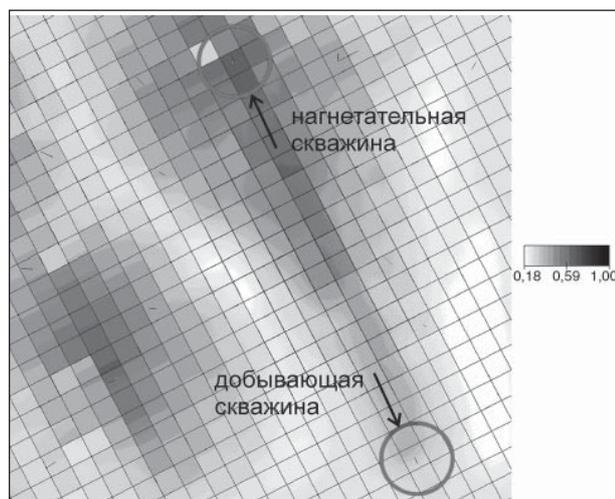


Рис. 2. Распределение водонасыщенности на 01.01.2010 г. Фрагмент гидродинамической модели

Проведенные расчеты показывают, что используемый метод учета трещин ГРП дает хорошие результаты и позволяет адекватно моделировать процесс разработки. Это было подтверждено также в ходе мониторинга разработки. Построенная модель пополнялась данными по вновь пробуренным скважинам. После бурения добывающих скважин прогнозные показатели оказались близки к фактическим (рис 4).

В 2010 г. было начато внедрение системы поддержания пластового давления. Оказалось, что заложенные в модель параметры трещин ГРП, рассчитанные для добывающих скважин, не позволяют смоделировать процесс нагнетания воды в должной степени. Расчетное забойное давление превышало фактические значения. Это может служить косвенным подтверждением гипотезы самопроизвольного роста трещин ГРП в нагнетательных скважинах, выдвинутой на основании опыта разработки Приобского месторождения [5]. Действительно, увеличение в модели полудлины трещин ГРП в нагнетательных скважинах до 250 м позволило снизить расхождение между расчетным и фактическим забойным давлением до долей процента. Учитывая, что закачка введена сравнительно недавно, правомерность такой операции требует дополнительной проверки.

Изменение области дренирования отдельных скважин при наличии протяженных трещин ГРП было учтено при проектировании системы разработки месторождения. За основу были приняты линейные схемы расположения скважин, с размещением рядов добывающих и нагнетательных скважин вдоль направления распространения трещин. Поскольку зоны влияния скважин вытянуты вдоль трещин ГРП было решено сблизить ряды, увеличив расстояние между скважинами в ряду. После многовариантных расчетов

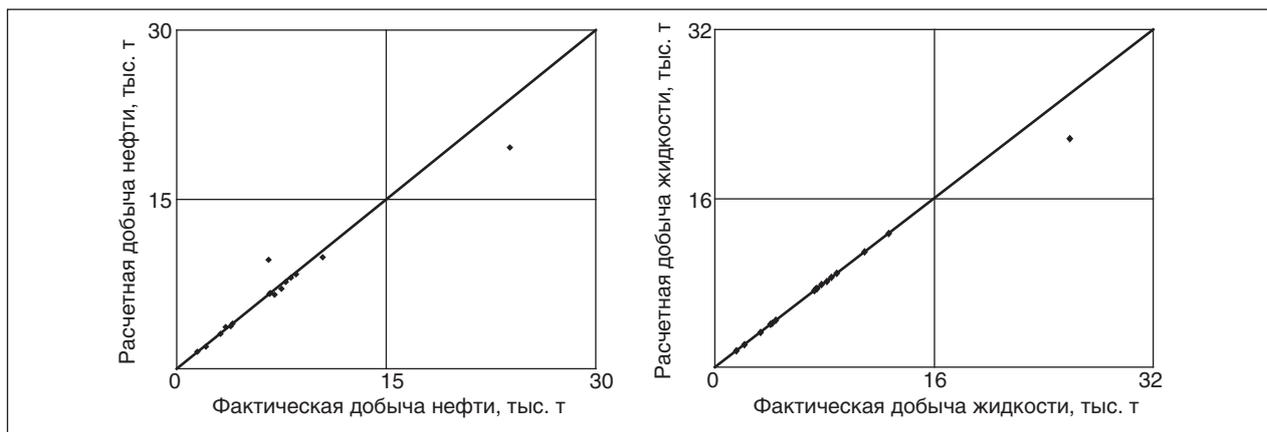


Рис. 3. Воспроизведение истории разработки по скважинам Верхне-Шапшинского ЛУ

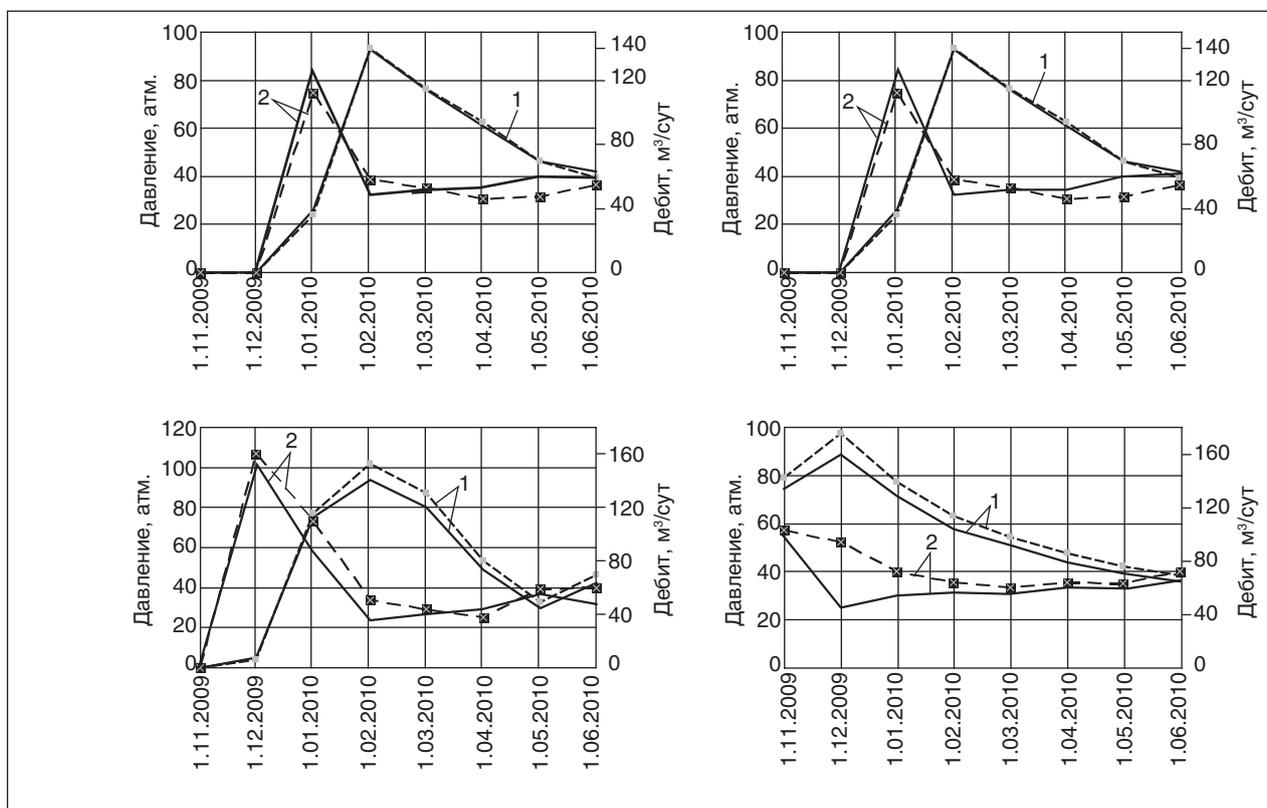


Рис. 4. Сравнение расчетных (сплошные линии) и фактических (штриховые линии) показателей четырех различных добывающих скважин: 1 — дебит нефти м³/сут.; 2 — забойное давление, атм.

была принята сетка скважин, схематически представленная на рис. 5. Расстояние между скважинами в ряду составляет 1000 м, между рядами – 300 м. Построенная в ходе работы геолого-гидродинамическая модель не является окончательной. Геологическое строение месторождения непрерывно уточняется в ходе бурения новых скважин. Постепенная реализация плана разработки покажет эффективность выбранного варианта. Совершенствование технологии про-

ведения ГРП, а также внедрение других методов интенсификации добычи потребуют проведения дополнительного анализа состояния разработки и корректировки проектных показателей.

Заключение

Предложена методика учета трещин ГРП в гидродинамической модели месторождения, позволяющая отдельно проводить все дополнительные вычисления, связанные с моделиро-

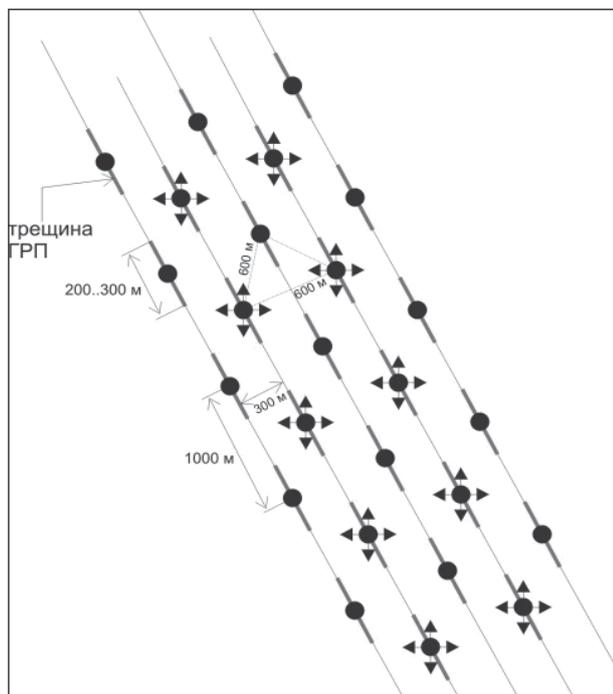


Рис. 5. Схема размещения скважин по рекомендуемому варианту

ванием трещин, и задавать их результаты как исходные данные для гидродинамического расчета. Такой подход представляется достаточно универсальным, так как допускает использование различных программных комплексов для гидродинамического моделирования. В случае многоскважинных систем разработки реализация метода не требует значительных временных затрат, связанных с вычислительными трудностями.

Приводятся результаты использования предложенного подхода для реального объекта. В частности, удалось воспроизвести дебиты и забойные давления после гидроразрыва в добывающих скважинах, смоделировать аномальную динамику роста обводненности в одной из скважин вследствие ГРП и косвенно подтвердить возможность самопроизвольного роста трещин в нагнетательных скважинах. Применение описанного метода позволило составить оптимальный с технико-экономической точки зрения вариант разработки, предполагающий широкомасштабное применение ГРП. Показатели добычи из вновь пробуренных скважин оказались близки к прогнозным.

Литература

1. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. — М.: Недра, 1999. — С. 72–80.
2. Каневская Р. Д. Моделирование процессов добычи углеводородов при использовании гидроразрыва в многоскважинных системах. // Вестник РАН. — 2007. — № 1. — С. 65–69.
3. Peaceman D. W. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability // Soc. Petrol. Eng. Journal. — 1983 — V. 23. — N. 3. — P. 531–543.
4. Фахретдинов Р. Н., Боровчук А. В. Результаты применения гидроразрыва пласта для разработки южной лицензионной территории Приобского нефтяного месторождения. // Нефтяное хозяйство. — 2007. — № 3. — С. 44–47.
5. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти Приобского месторождения. — Уфа, 2009.

R. D. Kanevskaya, and S. Yu. Zhuchkov

Simulation and Monitoring Experience of Fracturing in Multi-well System

A new method of the hydraulic fracturing crack count in reservoir models is described. The method allows carrying out all calculations connected with the fracture simulation on the stage of preprocessor and setting the results as input for the hydrodynamic simulator. The example of the real oil field simulation is presented. The analysis of results proved the validity of this method. Geological-hydrodynamic model admitted to reproduce production history satisfactory. Simulation results and field data are in good agreement. The obtained results confirmed the hypothesis of the spontaneous growth of fractures in injection wells.

Key words: massive hydraulic fracturing, oilfield development modeling, multi-well systems, low-permeability reservoirs, hydraulic fracturing crack modeling.

Геолого-физическая и геохимическая роль газозапаригенной влаги природных парагазовых смесей

В. И. Петренко

Северо-Кавказский государственный технический университет

На конкретных примерах показана многообразная и значительная по масштабам геолого-физическая и геохимическая роль газозапаригенной влаги в месторождениях углеводородов, в подземных хранилищах газа и в земной коре.

Ключевые слова: конденсационные воды, газозапаригенная влага, газовые и газоконденсатные месторождения, подземные хранилища газа, земная кора

Согласно представлениям С. Л. Шварцева [1], на планете Земля существуют четыре глобальных круговорота воды, к которым приурочены четыре генетические группы подземных вод (таблица).

В приведенной генетической классификации в климатическом круговороте воды выделены конденсационные воды. В данном случае речь идет о зоне аэрации, в которой в поры пород проникает водяной пар и, конденсируясь, превращается в конденсационную воду.

Среди специалистов газового профиля уже давно известны конденсационные воды другого генезиса. Это воды, как правило, получаемые в поверхностных сепарационных установках по подготовке газа к транспорту.

Еще в начале XX века (1919 г.) Р. Миллсом и Р. Уэллсом была обнаружена способность газов поглощать молекулярную влагу [2]. Позже способность газов растворять воду при различных термобарических условиях была детально изучена Р. Олдсом, В. Сейджем, У. Лесли (1942 г.), Р. Кобаяши, Д. Катцем (1953 г.), М. И. Гербер (1957 г.), Т. П. Жузе (1960 г.), Б. И. Султановым, В. Г. Скрипкой, А. Ю. Намиотом (1971 г.), и др. [2].

В б. СССР конденсационные воды впервые были описаны Б. И. Султановым в 1961 г. [3]. В последующие годы генезису, ионному, солевому составу и свойствам конденсационных вод была посвящена обширная научная литература.

В Западном Предкавказье конденсационные воды, получаемые на поверхности с добываемым газом, впервые были получены в 1956 г. В. И. Петренко при исследовании скважин газовых горизонтов Анастасиевско-Троицкого нефтегазового месторождения. Уже тогда было обращено внимание на значительное отличие в минерализации конденсационных и пластовых вод, и впервые на Кубани это отличие было применено для обнаружения поступления законтурных вод в эксплуатационные скважины. Так появился гидрохимический метод контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин и залежей. В течение короткого периода на Ленинградском газоконденсатном месторождении (ГКМ) Западного Предкавказья были уточнены все детали применения данного метода [4–9], и он, начиная с месторождений Кубани, сравнительно быстро распространился на все газодобывающие регионы СССР [10–12].

Генетические типы подземных вод [1]

Круговорот воды	Генетическая группа подземных вод	Генетический тип воды
Климатический	Метеорные	Инфильтрационные Конденсационные
Геологический	Седиментационные	Погребенные Элизионные Возрожденные (синтезированные)
Мантийный	Ювенильные	Магматогенные Интраллурические (сквозьмагматические)
Мантийно-океанический	Талассогенные	Литификационные Рифтогенные Субдукционные

Благодаря простоте и дешевизне применения гидрохимического метода контроля с 50-х годов прошлого века были отобраны десятки тысяч проб конденсационных вод на газовых и ГКМ б. СССР, характеризующихся различными породами-коллекторами и термобарическими параметрами, что обусловило детальное изучение ионного, солевого и микроэлементного состава этих вод, их физико-химических свойств. Эмпирический материал показал, что пластовые смеси всех газовых и ГКМ, а также пластовые смеси газовых шапок нефтегазовых месторождений содержат газовую фазу воды и что конденсационные воды являются дериватом этой фазы, а их ионный, солевой и микроэлементный состав в количественном отношении значительно отличается от такового остаточных, законтурных и подошвенных пластовых вод.

Обращает на себя внимание особый генезис газовой фазы воды (водяной пар) газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей, а также газовой фазы воды гомогенных скоплений газов в земной коре. Заключается он в следующем.

На Земле мало районов, в которых вода может присутствовать в виде пара. Известны немногочисленные геотермальные системы, такие как Лардерелло в Италии, Гейзеры в США, Мацукава в Японии, в которых из пробуренных на большой площади скважин получают пар при температурах приблизительно 230–250°C. В большей части земной коры флюидное давление настолько высоко, что на любых отметках, вплоть до глубин распространения критической температуры для чистой воды (374°C) и её растворов (450–700°C), вода может находиться только в виде жидкости (В. И. Смирнов, 1982). Имеется, однако, удивительное исключение из этого правила: в случае наличия в земной коре газового скопления любого размера, от критического пузырька до газовой залежи, сформированного любым газом или смесью газов (CO₂, CH₄ и его гомологи, N₂, H₂, H₂S, SO₂, CO, He, NH₃ и др.), в нём присутствует водяной пар. Происходит интраиспарение воды в газ [13]. Газ «принудительно» осуществляет фазовый переход жидкой воды в пар в «запретной» для его присутствия зоне, охватывающей всю земную кору от глубин распространения критических температур для воды и её растворов вплоть до земной поверхности. Поэтому подобную парообразную влагу правильнее называть газозапориженной. Известно, что все породы земной коры насыщены водой [14], и её количества всегда достаточно для полного насыщения влагой любых по размерам гомогенных скоплений природных газов. Таким образом, все газовые скопления в земной

коре, включая месторождения газообразных углеводородов (УВ), представлены парогазовыми смесями. Следует подчеркнуть, что водяной пар в виде газозапориженной влаги природных парогазовых смесей отличается по своим физико-химическим свойствам от водяного пара, находящегося в сопряжении с дистиллированной водой [15]. Можно утверждать, что превращение части жидкой воды в пар в области земной коры, «запретной» для водяного пара, есть спонтанное стремление подземной флюидной системы перейти в состояние с большей энтропией [16].

Газозапориженные воды (парообразная влага) участвуют в геологическом, мантийном и мантийно-океаническом круговоротах воды (см. таблицу). В геологическом круговороте газозапориженные воды выступают как седиментационные (погребенные) воды в виде составной части парогазовых смесей свободных газовых скоплений; в мантийном круговороте эти воды являются составной частью ювенильных вод, так как при температурах ниже критической для воды и её растворов соотношение водяного пара и природных газов в отделяющемся от магматического расплава флюиде контролируется влагонасыщенностью газов [17]; в мантийно-океаническом круговороте эти воды выступают в роли субдукционных вод, так как в поддвигаемой плите сохраняются залежи природных газов, представленные парогазовыми смесями.

Обычно изучают конденсационную воду, представляющую собой дериват водяного пара сложной по составу парогазовой смеси (газ-носитель – пары высококипящих углеводородов – пары воды), в подавляющем большинстве случаев не предполагая об особой геолого-физической и геохимической роли газозапориженной влаги. А роль эта весьма многообразна и значительна.

Наши многолетние исследования по рассматриваемой проблеме [17–37] свидетельствуют о том, что газозапориженная влага влияет на проявления многих природных процессов как в месторождениях УВ и подземных хранилищах газа (ПХГ), так и за их пределами, т. е. в земной коре.

В месторождениях углеводородов газозапориженная влага:

- **влияет на подсчет начальных и текущих запасов** газа и конденсата, особенно в газовых и газоконденсатных месторождениях с повышенной температурой ($T > 100^\circ\text{C}$). В Мирненском ГКМ Центрального Предкавказья при начальных термобарических условиях ($P = 24,98 \text{ МПа}$, $T = 143^\circ\text{C}$) газозапориженная влага в пластовом газе составляла 2,0% об., а при понижении пластового давления

до 4 МПа её доля возросла до 10% об. Неучет парообразной влаги ведет к ошибкам (в сторону завышения) при подсчёте запасов УВ на величину, равную объёмной доле газозапаригенной влаги в пластовом газе. В высокотемпературных газовых залежах даже при начальных термобарических условиях ошибка будет достигать значительных величин. Для метановой газовой залежи с температурой 200°C и давлении 30 МПа при запасах пластового газа $87 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ объём парообразной влаги составит $7 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, т. е. истинные запасы метана составляют $80 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. В такой залежи при снижении в процессе разработки пластового давления до 16 МПа текущие запасы пластового газа составят $50,3 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, в которых доля газозапаригенной влаги будет составлять 13% об. При подсчёте начальных запасов газа без учёта присутствия газозапаригенной влаги в залежи с температурой 280°C, близкой к температуре газовой залежи Бенавадее (291°C), при давлении 30 МПа парообразная влага будет составлять более 40% об. ($80 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ метана и $76 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ водяного пара). Следует напомнить, что при существующем методе подсчета начальных запасов газа $76 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ водяного пара будут приняты в качестве метана. При разработке подобной залежи пластовый газ из парогазовой смеси превратится в газопаровую систему, когда газообразная влага будет превалировать в залежи. Так, при отборе $40 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ пластового газа соотношение флюидов в залежи будет таково: $52 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ метана и $80 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ газозапаригенной влаги;

- **повышает флюидное давление** в газовых и газоконденсатных залежах и в газовых шапках нефтегазовых залежей на величину парциального давления насыщенного водяного пара при данных термобарических параметрах и минерализации воды. В залежи 2-го пласта Мирненского ГКМ при начальном пластовом давлении парциальное давление газозапаригенной влаги составляло 0,36 МПа, в газоконденсатной залежи месторождения Арун (Индонезия) при 49 МПа и 178°C парциальное давление парообразной влаги равнялось 0,93 МПа, а в газовой залежи, вскрытой скважиной 1 Бенавадее (США) на глубине 7266 м при 291°C [38], начальное парциальное давление газозапаригенной влаги достигает 7,2 МПа;

- **обуславливает привнос энергии в пластовый газ** в результате испарения остаточной воды и образования парообразной влаги. Наша оценка показала, что в 7 газовых и ГКМ России и Украины (Сенгилеевское, Мирненское, Крыловское, Березанское, Северо-Ставропольское, Вуктыльское, Оренбургское, Шебелинское) за 21 год разработки испарилось $2,51 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ остаточ-

ной воды с образованием $3,31 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ газозапаригенной влаги и суммарный привнос энергии в пластовый газ составил $5,66 \cdot 10^{12} \text{ кДж}$;

- **повышает газо- и конденсатоотдачу залежей.** Это повышение обусловлено испарением остаточной воды и возрастанием молярной доли водяного пара в пластовой смеси по мере изотермического снижения пластового давления и увеличения парциального давления водяного пара. Газозапаригенная влага как бы выталкивает углеводородную часть пластовой смеси из залежи. При этом так называемое давление забрасывания зависит от пластовой температуры и давления и по величине близко к давлению насыщенного пара для конечных термобарических условий в залежах [13, 17];

- **влияет на состав углеводородной части** пластовых парогазовых смесей. Это обусловлено как различной растворимостью углеводородов в водяном паре, так и различным взаимодействием молекул воды с молекулами отдельных углеводородов. Экспериментальные исследования, выполненные С. Н. Белецкой во ВНИГРИ [39], показали, что влажный углекислый газ, пропущенный через мергель, в значительно большем количестве в сравнении с «сухим» CO_2 извлекает хлороформенного битумоида, а в его составе ароматических углеводородов, масел и асфальтенов;

- **влияет на фазовые переходы пластовых парогазоконденсатных смесей** ГКМ и в конечном итоге на конденсатоотдачу залежей [13, 17]. Возрастание конденсатоотдачи обусловлено повышением общего давления в залежи на парциальное давление газозапаригенной влаги, увеличением объёма пластового газа за счёт испарения остаточной воды (при изотермическом снижении пластового давления), повышенной растворимостью некоторых углеводородов в водяном паре по сравнению с их растворимостью в газе-носителе [39];

- **способствует образованию в пласте эмульсии 2-го рода** при ретроградной конденсации $\text{C}_{5+\text{в}}$. Образование такой эмульсии было установлено на Ленинградском и Староминском ГКМ Западного Предкавказья. Захват газозапаригенной влаги конденсирующимися углеводородами отмечен также на газоконденсатном месторождении Хасси Р'Мель в Алжире [18].

При прохождении вала газоконденсата через призабойные зоны скважин перед их обводнением в повышенных количествах получали конденсационную воду пониженной минерализации [13, 17]. Пониженная минерализация воды в эмульсии обусловлена более частым соударением молекул чистой воды, т. е. молекул, не отягощенных солями, с об-

разовавшимися критическими глобулами газоконденсата. Наш предварительный расчёт показал, что в залежи Ленинградского ГКМ образовавшаяся в пластовом газе глобула газоконденсата размером 1 нм испытывает $1,97 \cdot 10^{39} \text{ с}^{-1}$ соударений с молекулами чистой воды, а с молекулами воды, имеющими связь с двумя ионами хлора, глобула газоконденсата соударяется $0,66 \cdot 10^{39} \text{ с}^{-1}$, или в три раза реже. Кроме того, в результате захвата глобулами газоконденсата молекул газозапаригенной влаги происходит сопряженная ретроградная конденсация $C_{5+В}$ и водяного пара, причём для последнего она является «принудительной»;

- **обуславливает более раннее вытеснение ретроградного газоконденсата** внедряющейся в залежь пластовой водой. Вызвано это увеличением объёма ретроградной жидкости за счет захвата газозапаригенной влаги и образования эмульсии 2-го рода. На Ленинградском ГКМ конденсация 1000 м^3 высококипящих УВ (газовая фаза) сопровождалась конденсацией 886 м^3 водяного пара [13, 17];

- **ускоряет сегрегацию заземленного водой газа** в обводнённой зоне. Чем выше пластовая температура и чем на большую величину снижено давление в зоне вытеснения, тем больший объём заземленного водой газа представлен газозапаригенной влагой, что ускоряет сегрегацию заземленного газа [21];

- **повышает конденсатоотдачу** при сайклинг-процессе в результате растворения части высококипящих УВ не только в газе-носителе, но и в газозапаригенной влаге, образующейся при испарении остаточной воды в нагнетаемый газ [13, 17, 21]. Особенно заметное увеличение конденсатоотдачи будет наблюдаться в высокотемпературных залежах, а также при нагнетании в пласт CO_2 , обладающего повышенной влагонасыщенностью по сравнению с CH_4 ;

- **повышает нефтеотдачу** при нагнетании в нефтяную залежь CO_2 . Высокая смесимость последнего с УВ нефтяного ряда в определенной мере обусловлена образованием в пласте углекислой парогазовой смеси. Повышает нефтеотдачу при применении способа внутривластового горения. Повышение нефтеотдачи обусловлено растворением части жидких УВ в докритическом и докритическом водяном паре (газозапаригенной влаге), образующемся перед фронтом горения и после него, и переносом УВ в газовой фазе к забоям добывающих скважин;

- **способствует проявлению «внутреннего водонапорного режима»** (эмиграция поровой воды из неколекторов в коллекторы залежи). Понижение давления в неколекторах за счет частичного перетока флюидов в

породы-коллекторы вызывает образование в неколекторах пузырьков газа, представленных парогазовыми смесями, размеры которых постепенно увеличиваются, что обуславливает дополнительное вытеснение поровой воды в породы-коллекторы [13, 17];

- **обуславливает более быстрое проникновение газов** к земной поверхности над газо-водяными и водо-нефтяными контактами залежей углеводородов. Эмпирические данные свидетельствуют о наличии над залежами углеводородов газовых геохимических аномалий (С. Г. Саркисян и др., 1982, и др.), причём наиболее контрастными аномалии отмечаются над контактами УВ– H_2O . Механизм их образования не раскрыт. В нашем представлении при разрушении залежей УВ мигрирующий в окружающую водонапорную систему газ проходит в зоне контакта УВ– H_2O через пузырьковую стадию (энергетически выгодное образование). Критические пузырьки исчезают с проявлениями пневмоконденсационной кавитации [23, 25], при которой в кровельную часть пласта со скоростью в несколько десятков метров в секунду выбрасывается микроструя жидкости с растворенным в ней газом. Происходит своеобразное «нагнетание» газа в кровлю залежи и далее к земной поверхности;

- **формирует оторочки опресненных вод** под нефтяными оторочками нефтегазоконденсатных месторождений. При разрушении залежей УВ поступающие в законтурную зону пузырьки газа, схлопываясь, сбрасывают газозапаригенную влагу, которая образует с нефтью эмульсию 2-го рода. Нефть, выступающая в роли дисперсионной среды, не позволяет контактировать опреснённой воде с подстилающей залежь минерализованной водой. На месторождении Хасси Р'Мель обнаружена оторочка воды с минерализацией 25 г/л , подстилаемая рассолом с минерализацией 360 г/л [18]. Эмульсии подобного рода не разрушаются благодаря спонтанному проявлению пневмоконденсационной кавитации [23, 25];

- **ускоряет продвижение** внедрившейся в газовую залежь пластовой воды из зоны вытеснения в оставшуюся газонасыщенную область в случае снижения давления в зоне вытеснения. Это обусловлено некоторым увеличением газонасыщенности порового пространства в зоне вытеснения в связи с повышением влагонасыщенности окклюдированного газа (газовой эмульсии по В. И. Вернадскому) и наличием градиента давления, направленного от периферии залежи к ее центру. Чем выше температура в пласте, тем заметнее влияние газозапаригенной влаги на внедрение воды в залежь;

- **увеличивает объём внедряющейся** в газовую залежь законтурной пластовой воды на величину объёма сжатой газозапаригенной влаги при текущих термобарических условиях в случае выделения водорастворённого газа в свободную фазу в приконтурной зоне. Как и в предыдущем случае, влияние газозапаригенной влаги зависит от пластовой температуры: чем выше температура, тем больший объём законтурной воды внедряется в залежь из-за большего присутствия паробразной влаги в парогазовой смеси;

- **способствует выпадению солей** в фонтанных трубах и установках по подготовке газа к транспорту (А. А. Кутюва, 1973, В. С. Мерчева, 2004) в случае наличия в добываемом газе в виде примеси минерализованных пластовых вод. Значительное снижение давления при умеренном снижении температуры повышает влагоёмкость поступающего по фонтанным трубам газа, в результате чего происходит испарение пластовых вод, сопровождающееся концентрированием и выпадением солей;

- **способствует осушению призабойных зон** скважин. В месторождениях с газовым режимом эксплуатации в результате возрастающей влагоёмкости поступающего к забоям скважин газа происходит испарение остаточной воды с образованием газозапаригенной влаги. При работе скважин с высокими дебитами газа, способствующими выносу капельной влаги из фонтанных труб, в призабойной зоне, а в дальнейшем и на некотором удалении от неё может произойти полное испарение остаточной воды. В высокопроницаемом коллекторе, аналогичном коллектору хадумского горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения, это обуславливает повышение дебитов газа.

В подземных хранилищах газа газозапаригенная влага:

- **увеличивает объём нагнетаемого в ПХГ газа** на объём газозапаригенной влаги, образующейся в результате испарения остаточной воды. Испарение остаточной воды обуславливает некоторое повышение проницаемости пласта-коллектора, уменьшение плотности и вязкости пластового газа и, как следствие этого, увеличение дебита газа. Однако в случае высокой пластовой температуры возрастание дебита пластового газа может происходить не за счёт увеличения в нём доли углеводородной фракции, а за счёт увеличения доли газозапаригенной влаги. Как и в газовых залежах, в ПХГ, созданных в выработанных газовых залежах с высокопроницаемыми коллекторами и эксплуатируемых при газовом режиме, может происходить полное осушение призабойных зон

скважин и некоторого порового пространства в депрессионной воронке;

- **способствует проявлению пневмоконденсационной кавитации** [23, 25]. При отборе газа в ПХГ, эксплуатирующемся при газовом режиме (например, хадумская залежь Северо-Ставропольского ПХГ), происходит выделение из остаточной воды водорастворённого газа в виде парогазовых пузырьков, часть из которых (примерно 50%), достигнув раздела остаточная вода – пластовый газ, схлопывается с выделением энергии. Газозапаригенная влага повышает энергию схлопывания пузырьков. Фронт схлопывания перемещается по пласту от скважины вглубь залежи по мере снижения пластового давления. Если при нагнетании газа пластовое давление превышает давление насыщения, то должна наблюдаться пневмоконденсационная кавитация оставшихся парогазовых пузырьков. В этом случае фронт схлопывания газовых пузырьков также движется от скважины вглубь ПХГ.

В земной коре газозапаригенная влага:

- **ускоряет эмиграцию газа** из области его генерации. Чтобы образовавшееся из ОВ гомогенное скопление газа эмигрировало в коллектор, требуется некоторый критический объём этого скопления. Уже на стадии зарождения критического газового пузырька он заполняется не «чистым» газом, а парогазовой смесью. По мере роста газового пузырька в нём из-за снижения лапласова давления увеличивается доля газозапаригенной влаги, которая, в свою очередь, приводит к более быстрому росту пузырька, к понижению плотности и вязкости парогазовой смеси и ускорению эмиграции газа;

- **обуславливает вертикальный газофазный массоперенос** многих химических элементов через земную кору [20]. В конденсационной воде (сконденсировавшаяся газозапаригенная влага) газоконденсатного месторождения Хасси Р'Мель [18] обнаружено 27 элементов и ионов, в конденсационной воде Астраханского ГКМ — 37 элементов и ионов. В газоконденсатных месторождениях наблюдается относительное обогащение парогазовой смеси многими металлами. Так, для пластовой системы месторождения Хасси Р'Мель («газозапаригенная влага пластового газа — пластовая вода») летучесть Cu, Fe, Al, Ni, Cr выше летучести Na⁺ соответственно в 7385, 1590, 1450, 488, 178 раз [13, 17]. При вычислении нормированной по хлорид-иону летучести (коэффициента обогащения) ионов и микроэлементов в системе «конденсационная вода Астраханского ГКМ – океаническая вода» также обнаруживается высокая летучесть многих элементов, включая

металлы. Согласно расчетам Г. И. Войтова (1980), в течение года из мантии в атмосферу и в воды Мирового океана в составе углеродистых газов поступает 830 млн т углерода и одновременно в породах осадочного чехла при метаморфизме ОВ образуются углеродистые газы, содержащие 5,5 млн т углерода. Скорость газофазного массопереноса на порядок выше массопереноса в жидкой фазе. Следовательно, в докритической зоне земной коры для воды углеродистые газы транспортируют огромные объемы газозапаригенной влаги с растворенными в ней веществами [20, 31]. По мере миграции через земную кору и снижения давления и температуры происходит конденсация парообразной влаги парогазовой смеси, что приводит к осаждению различных солей;

• **влияет на газонасыщенность подземных вод**, уменьшая количество водорастворенных газов в единице объема воды по мере роста температуры с глубиной. Известно, что давление насыщения жидкости газом представляет сумму парциальных давлений отдельных газов, находящихся в равновесии с жидкостью. Поскольку над жидкостью всегда присутствуют её пары, то парциальное давление этих паров также входит в сумму парциальных давлений газов над жидкостью. В газовом пузырьке, образующемся в подземной воде, обязательно присутствует газозапаригенная влага с присущим ей парциальным давлением, причём по мере увеличения температуры парциальное давление парообразной влаги возрастает. Следовательно, критический пузырёк газа образуется в подземной воде при флюидном давлении, превышающем сумму парциальных давлений чистых газов на давление насыщенного пара в пузырьке при данных термобарических условиях. По мере роста пузырька парциальное давление газозапаригенной влаги возрастает и достигает как минимум давления насыщенного пара при данной температуре. Газозапаригенная влага приводит к образованию критических пузырьков газа при большем флюидном давлении. Парообразная влага «выталкивает» водорастворенные газы из воды, способствуя более ранней её дегазации [13, 18, 21, 26]. Все это обуславливает не только более раннее формирование критических парогазовых пузырьков, но и более раннее перемещение газового скопления в водонасыщенном поровом пространстве пород;

• **способствует формированию стратиформных рудных месторождений**. Как отмечено выше, в газозапаригенной влаге происходит относительное концентрирование рудных элементов. Концентрирование элементов обусловлено наличием неорганических и органических

лигандов (Х. Л. Барнс, 1982, В. С. Мерчева, 2004). Следовательно, при продолжительном газофазном переносе химических элементов со сбросом газозапаригенной влаги с растворенными в ней веществами возможно формирование стратиформных рудных месторождений, а также океанических железомарганцевых конкреций [31–37]. При этом по аналогии с высокотемпературными гидротермами (Б. Д. Вейсберг и др., 1982, и др.) из газозапаригенной влаги могут выпадать самородные металлы;

• **обуславливает обезвоживание пород с высоким содержанием ОВ**. Высокое содержание ОВ в породах, погрузившихся в главную зону газообразования, приводит к формированию огромных объёмов газа, который за счет испарения поровой воды мгновенно превращается в парогазовую смесь. Баженины Западной Сибири были обезвожены образовавшимися в больших количествах газами, которые в результате испарения поровых вод эмигрировали через трещины газогидроразрывов из пород баженовской свиты в виде парогазовой смеси, содержащей газозапаригенную влагу;

• **увеличивает ореолы рассеяния элементов** вокруг рудных месторождений. Отделяющаяся от магматического расплава или от остывающего интрузива высокотемпературная газовая смесь, представленная в основном $H_2O^{пар}$, CO_2 , H_2S , HCl , HF и H_2 (Б. Р. Доу, Р. Е. Зартман, 1982), при снижении температуры до критической для чистой воды и ее растворов ($374^\circ C$ и $450-700^\circ C$) не теряет всю газовую фазу воды, которая в виде газозапаригенной влаги продолжает мигрировать в составе смеси. По мере снижения температуры смеси парообразная влага конденсируется вместе с растворенными в ней веществами, увеличивая ореол рассеяния элементов.

Увеличивает дегазацию углей в условиях «обратного взрыва». В экспериментах автора работы [41] происходит резкий сброс давления в системе «уголь–дистиллированная вода». При этом величина F-показателя флюидоактивности проб угля максимальна для температур $60-120^\circ C$. Этот феномен можно объяснить мгновенным интраиспарением воды и образованием значительных количеств газозапаригенной влаги в условиях снижения давления. Наши предварительные расчеты показывают, что при снижении давления от 4 до 1 МПа при постоянной температуре $100^\circ C$ доля парообразной влаги возрастает с 27 до $106 \text{ дм}^3/\text{м}^3$ метановой парогазовой смеси. В случае снижения давления от 4 до 0,1 МПа даже при одновременном снижении температуры от 100 до $50^\circ C$ доля парообразной влаги возрастает с 27 до $126 \text{ дм}^3/\text{м}^3$ смеси.

В субдуцирующей плите с возрастанием температуры (еще до её критических значений для воды и её растворов) за счёт испарения поровых вод повышается влагонасыщенность как в ранее образовавшихся газовых залежах, так и во вновь образующихся скоплениях газов из ОВ пород. Несомненно, в субдуцирующей плите в огромных объёмах должны наблюдаться фазовые переходы воды в докритической области. Наша оценка показала [42], что эндогенный прогрев метановой газовой залежи приводит к значительному изменению соотношения метана и водяного пара в связи с увеличением объёмов (для стандартных условий) метана из-за его температурного расширения, а водяного пара в связи с испарением остаточной воды. Прогрев закрытой метановой залежи от 120 до 360°C приводит к возрастанию давления до 122,23 МПа (начальное $P = 27,20$ МПа), при этом парциальное

давление газозапаригенной влаги достигает 54,93 МПа.

В океанических гидротермах наблюдается выход опреснённых вод при сравнительно высоком содержании растворённых газов [43], что свидетельствует о возможном поступлении к океаническому дну парагазовых систем с газозапаригенной влагой, выступающей в качестве флюида, транспортирующего химические элементы. Наша оценка показала [44], что в случае поступления к океаническому дну метановой парагазовой смеси при термобарических условиях на выходе источника Snake Pit гидротермальной системы MARK, 23° с. ш. (глубина 3500 м, $P = 36,05$ МПа, $T = 345^\circ\text{C}$), в 1 м³ сжатой парагазовой смеси будет содержаться 74,3 м³ метана и 121,8 м³ газозапаригенной влаги (водяного пара), в которой будет сосредоточено 10,4 г химических элементов, включая металлы [17].

Литература

1. Шварцев С. Л. Общая гидрогеология. — М.: Недра, 1996. — 425 с.
2. Карцев А. А., Никаноров А. М. Нефтегазопромысловая гидрогеология. — М.: Недра, 1983. — 199 с.
3. Султанов Б. И. Глубинные конденсатные воды газоконденсатных месторождений и условия их формирования // Докл. АН Азерб. ССР. — 1961. — Т. XVII. — № 12. — С. 1165–1167.
4. Петренко В. И., Соломахин В. И. Организация и методика проведения комплексного исследования газоконденсатных скважин (на примере Ленинградского месторождения Краснодарского края) // Газовые и газоконденсатные месторождения. Обзор. — М.: ЦНИИТЭИнефтегаз, 1963. — С. 23–65.
5. Петренко В. И., Рассохин Г. В., Леонтьев И. А. Контроль за обводнением газоконденсатных скважин с помощью наблюдений за минерализацией пластовых вод // Газовое дело. — 1966. — № 2. — С. 10–16.
6. Рассохин Г. В., Шмыгля П. Т., Петренко В. И. и др. Разработка газоконденсатных месторождений при упруговодонапорном режиме // Газовое дело. — 1966. — № 3. — С. 5–8.
7. Петренко В. И., Пикало Г. И. Характер и причины обводнения Ленинградского газоконденсатного месторождения // Особенности эксплуатации газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. Обзорная информ. — М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1965. — С. 5–35.
8. Леонтьев И. А., Петренко В. И., Рассохин Г. В. и др. Контроль за процессом обводнения газовых и газоконденсатных месторождений по гидрохимическим показателям. Обзорная информ. — М.: ВНИИОЭНГ, 1967. — 48 с.
9. Рассохин Г. В., Леонтьев И. А., Петренко В. И. и др. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. — М.: Недра, 1973. — 264 с.
10. Дюкалова Е. В., Дюкалов С. В. Результаты гидрохимического контроля за разработкой Медвежьего газового месторождения / Разр. и экспл. газов. и газоконд. м-ний. — 1977. — Вып. 7. — С. 7–11.
11. Козлов А. Л., Тердовидов А. С., Чупис Н. Е. и др. Гидрогеологический контроль за разработкой газовых месторождений. Обзор. — М.: ВНИИЭгазпром, 1978. — Вып. 8. — 52 с.
12. Лубянская М. Г., Андреева Л. Ю. Гидрохимический способ оценки степени обводнения скважин // Газовая промышленность. — 1983. — № 7. — С. 39–40.
13. Петренко В. И., Петренко Н. В., Хадыкин В. Г. и др. Взаимосвязь природных газов и воды. — М.: Недра, 1995. — 279 с.
14. Вернадский В. И. Очерки геохимии. 7-е (4-е русское) издание. — М.: Наука, 1983. — 422 с.
15. Мартынова О. И. Некоторые вопросы растворимости малолетучих неорганических соединений в водяном паре при высоких температурах и давлениях // Физическая химия. — 1964. — Т. XXXVIII. — № 5. — С. 1065–1075.
16. Петренко В. И., Доготь А. Я. Возрастание энтропии пластовых смесей при эксплуатации газовых залежей // Термогазодинамические процессы и системы их контроля при разведке, транспортировке и добыче нефти и газа. — Харьков, 1989. — С. 147–149.
17. Петренко В. И., Зиновьев В. В., Зленко В. Я. и др. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. — М.: Недра, 2003. — 511 с.
18. Ghalem T., Terkmani M., Petrenko V., Potukaev V. Geodynamique des fluides dans le cadre du gisement de Hassi R'Mel // 4-eme Seminaire National des Science de la Terre, Alger, 5–7 Juin 1982: Resumes. — Alger: Centre National de Recherches et d'Applications des Geosciences (C. R. A. G.), Institut des Sciences de la Terre (I. S. T.), 1982. — P. 46.
19. Петренко В. И., Заводнов С. С. Роль фазовых переходов в системе углеводороды–вода в формировании оторочек маломинерализованных вод // Докл. АН СССР. — 1984. — Т. 278. — № 5. — С. 1196–1199.
20. Петренко В. И., Заводнов С. С. Роль докритического пара воды в вертикальном массопереносе (на примере парагазовых смесей газоконденсатных месторождений) // Докл. АН СССР. — 1986. — Т. 291. — С. 454–457.
21. Петренко В. И., Доготь А. Я. Повышение углеводородоотдачи за счет ускоренной сегрегации заземленного газа // Газовая промышленность. — 1986. — № 12. — С. 31–32.

22. Петренко В. И., Доготь А. Я. Влияние паров воды на давление насыщения жидких углеводородов газами // Газовая промышленность. — 1987. — № 1. — С. 47.
23. Петренко В. И., Доготь А. Я. Механизм пневмогидравлической квазикавитации // Советская геология. — 1987. — № 3. — С. 115–118.
24. Петренко В. И. О формировании гидротерм из глубинных парагазовых смесей // Известия Северо-Кавказского научного центра высшей школы. Технические науки. — 1987. — № 3. — С. 6–10.
25. Петренко В. И., Доготь А. Я., Петренко Н. В. Диффузионно-квазикавитационный процесс в газовой залежи // Термогазодинамические процессы и системы их контроля при разведке, транспортировке и добыче нефти и газа. — Харьков, 1989. — С. 125–128.
26. Петренко В. И., Доготь А. Я. О дегазации высокотемпературных подземных вод // Советская геология. — 1990. — № 1. — С. 105–109.
27. Петренко В. И., Петренко Н. В. Газоотдача в период завершающей стадии разработки группы месторождений с упруговодонапорным режимом // Тезисы докладов конференции Коми филиала ВНИИГАЗ «Разработка и эксплуатация газоконденсатных месторождений на завершающей стадии», окт. 1990 г., Ухта. — М.: ВНИИГАЗ, 1990. — С. 9–10.
28. Петренко В. И., Петренко Н. В. Ресурсы газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. — 1991. — № 1. — С. 32.
29. Petrenko V. I., Dorogochinskaya V. A., Savenkov U. I. et al. Some physico-chemical peculiarities of oils from argillaceous reservoirs in the eastern near-caucasus district // International conf. on petroleum chemistry, 1–4 oct. 1991, Tomsk, USSR. — Tomsk, 1991. — P. 237–238.
30. Petrenko V. I., Dorogochinskaya V. A. Role of natural gases in the formation of microelemental composition of crude oils // International conf. on petroleum chemistry, 1–4 oct. 1991, Tomsk, USSR. — Tomsk, 1991. — P. 326–327.
31. Петренко В. И. Оценка масштабов переноса металлов углеродистыми газами через океаническую кору // Тезисы докладов Третьего Всесоюз. совещ. по геохимии углерода, 9–10 дек. 1991 г., Москва, т. 2. — М.: Ин-т геохимии и аналит. химии, 1991. — С. 324–325.
32. Петренко В. И., Петренко Н. В. О роли эндогенных газов в формировании океанических железомарганцевых конкреций // Доклады АН Украины. — 1991. — № 11. — С. 82–85.
33. Петренко В. И., Петренко Н. В. О роли природных газов в формировании океанических железомарганцевых конкреций // Геологический журнал. — 1992. — № 2. — С. 45–54.
34. Petrenko V., Vershovski V., Petrenko N. Geologo-Physical and Geochemical Results of Natural Gases and Water global connection // Abstracts of 30th International Geological Congress, 4–14 August 1996, Beijing, China. — Beijing: IGC, 1996. — Vol. 2. — P. 186.
35. Petrenko V., Geresh P., Vershovski V. To the Problem of Gas phase transport of Chemical Elements in Earth's Crust // Abstracts of 30th International Geological Congress, 4–14 August 1996, Beijing, China. — Beijing: IGC, 1996. — Vol. 2. — P. 891.
36. Petrenko V., Gasumov R., Petrenko N. et al. The Role of Water Vapor of Gas-Vapor Mixtures in Geological-Physical and Geochemical Processes in Hydrocarbon Accumulation and in the Earth's Crust // «Problem of Water Resources, Geothermics and Geoecology» / Proceedings of the International Scientific Conference devoted to the 100th anniversary of academician G. V. Bogomolov. Minsk, June 1–3, 2005. — Minsk: IG&G NAS of Belarus, 2005. — Vol. II. — P. 209–211.
37. Петренко В. И. Пространственно-генетическая связь природных газов и воды и роль парообразной влаги в проявлении геолого-геохимических процессов в месторождениях углеводородов и земной коре // Тез. Междун. конфер. «Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых». — М.: ГЕОС, 2006. — С. 206–208.
38. Черных В. А., Шмыгля П. Т. Опыт освоения глубокозалегающих газовых месторождений сложного состава с аномально высоким пластовым давлением // Газовая промышленность, серия: Передовой производств. опыт в газовой промышленности. Обзор. — М.: ВНИИЭгазпром, 1985. — Вып. 2. — 52 с.
39. Белецкая С. Н. Первичная миграция нефти. — М.: Недра, 1990. — 288 с.
40. Petrenko V. I., Schugorev V. D., Petrenko N. V. et al. Mechanism of Liquid Hydrocarbon Gas-phase Transfer // Abstracts of 18th International Organic Geochemistry. — Amsterdam: Pergamon, 1997. — P. 169–170.
41. Труфанов В. Н. Исследование процессов дегазации ископаемых углей в условиях «обратного взрыва» // Извест. высш. учебн. завед. Северо-Кавказский регион. — 2008. — № 1. — С. 108–114.
42. Petrenko V. I., Zlenko V. Y., Bondarenko M. A. et al. Anomalous High Pressure in a Closed Gas Deposit Seam under Condition of Endogenous Warming // New Discoveries through Integration of Geosciences. Proceedings & Exhibitors. Catalogue 4th Saint Petersburg International Conference & Exhibition. EAGE, Saint Petersburg, Russia, 5–8 April 2010. CD, C14.
43. Гричук Д. В. Термодинамические модели субмаринных гидротермальных систем. — М.: Научный мир, 2000. — 304 с.
44. Петренко В. И., Петренко Н. В., Зленко В. Я. О геолого-геохимической роли газов в гидротермах // Геология, география и глобальная энергия. Материалы VIII науч.-техн. конф. «Международные и отечественные технологии освоения природных минеральных ресурсов и глобальной энергии». — Астрахань: Издат. дом «Астраханский университет», 2009. — № 4. — С. 60–64.

V. I. Petrenko

Geological-physical and Geochemical Part of Gas-evaporogenic Moisture of Natural Gas-vapor Mixtures

At the certain examples multiform and considerable of it scale geological-physical and geochemical part of gas-evaporogenic moisture in hydrocarbon fields, underground gas storage facilities and in the Earth's crust is demonstrated.

Key words: *water of condensation, gas-evaporogenic moisture, gas and gas condensate fields, underground gas storage facilities, Earth's crust.*

Использование энергии пласта при очистке забоя газовых скважин

Р. А. Гасумов, Э. Р. Гасумов

ОАО «СевКавНИПИгаз», Азербайджанский государственный экономический университет

Немаловажное значение для решения задачи обеспечения уровня добычи газа и газового конденсата имеет поддержание эксплуатационного фонда скважин в рабочем состоянии. При этом особое внимание уделяется совершенствованию технологии ремонтных работ, представляющих собой комплекс геолого-технических мероприятий, в том числе удаление глинисто-песчаных пробок с забоя скважин.

Удаление песчаных пробок из ствола скважин проводится с помощью очищающего агента и использования энергии газа, имеющейся в продуктивном пласте.

Ключевые слова: газовая скважина, коллектор, глинисто-песчаные пробки, пенообразующая жидкость, депрессия на пласт, энергия пласта.

Повышение степени извлечения газа и газового конденсата из недр — одна из важнейших проблем в области рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Разработка месторождений показывает, что газоотдача при существующих методах составляет 50–90%. Кроме природных, имеется много факторов, существенно влияющих на газоотдачу. Особенно остро эта проблема стоит при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений.

Продуктивный пласт — сложная гидродинамическая система, которая до вскрытия находится в относительно равновесном состоянии. После же вскрытия пласта относительное равновесное состояние нарушается, особенно в призабойной зоне. В этом случае возникают многообразные явления, течение которых и важность их последствий зависят от геолого-физической характеристики коллектора, физико-химических свойств насыщающих его жидкостей, а также способа воздействия на пласт в процессе его вскрытия и эксплуатации.

Немаловажное значение для решения задачи обеспечения уровня добычи газа и газового конденсата имеет поддержание эксплуатационного фонда скважин в рабочем состоянии. При этом особое внимание уделяется совершенствованию технологии ремонтных работ, представляющих собой комплекс геолого-технических мероприятий, в том числе удаление глинисто-песчаных пробок с забоя скважин.

Особые трудности возникают при проведении ремонтных работ на месторождениях с АНПД, где перепады давления на пласт достигают значительных величин, в этих случаях наиболее существенное влияние на фильтрационную характеристику пласта оказывает тип промывочной и рабочей жидкостей.

При решении вопроса промывки глинисто-песчаных пробок, где пробки в стволе скважины

имеют большую мощность, возникают дополнительные сложности, в первую очередь связанные с предотвращением снижения дебита скважин после ремонтно-восстановительных работ.

Результатами проведенных исследований, теоретическими оценочными расчетами для различных моделей и размеров частиц установлено, что минимально необходимые скорости потока для устойчивого выноса жидкости и механических примесей должны быть более 2 м/с, а для полного очищения забоя скважины от псевдооживленной песчаной пробки — более 5 м/с.

Движение пластовых вод в пределах залежи сдерживается наличием глинистых пород, которые препятствуют перемещению воды в залежи как по простиранию, так и по разрезу.

При наличии «литологических окон», опесчанности разреза и значительных мощностей коллекторов интенсивность поступления воды увеличивается, что проявляется в подъеме газодляного контакта (ГВК) до 1,5–2 м/год и более.

С внедрением воды происходит расчленение залежи на отдельные участки, снижаются газоотдача, дебиты эксплуатационных скважин, наблюдается выход скважин из эксплуатации, разрушение коллектора и другие негативные явления.

Механизм образования глинисто-песчаных пробок весьма многообразен и зависит от большого числа факторов:

- литологической характеристики пород, слагающих коллектор;
- интенсивности обводнения слабосцементированных продуктивных пластов;
- режима отбора газа;
- активности процессов гидратообразования;
- типа бурового раствора, применяемого для первичного вскрытия продуктивного пласта, а также последующего капитального ремонта скважин и др.

Такое многообразие факторов, определяющих интенсивность разрушения коллектора, обуславливает значительные трудности в разработке методов предупреждения образования глинисто-песчаных пробок.

Для решения этих проблем необходимо изучение механизма выноса пластовой жидкости с наличием глинисто-песчаных составляющих.

Минимальный дебит по газу, при котором возможен непрерывный вынос пластовой жидкости с забоя скважины, определяется по известной формуле:

$$Q = 65 \cdot \frac{d^2}{T \cdot Z} \sqrt{P}, \quad (1)$$

где Q — дебит по газу, м³/сут; d — внутренний диаметр труб лифтовой колонны, м; T — температура газа, К; Z — коэффициент сверхсжимаемости; P — давление в начале лифта, МПа.

Физической основой указанной формулы служит реверсная скорость газа, ниже которой наступает противоточное течение газа и жидкости в колонне НКТ, что приводит к ее поступлению на забой скважины и, как следствие, прекращению процесса добычи газа.

Минимальная скорость газожидкостного потока, при которой еще возможен вынос пластовой жидкости с забоя скважин, составляет $V_{кр} \approx 5$ м/с.

Для повышения эффективности выноса пластовой жидкости с забоя скважин необходима качественная очистка стволов скважин от кольматирующих отложений за счет увеличения объема нагнетания в поровое пространство пробки очищающего агента (инертного газа) и снижения сил сцепления между частицами кольматирующих отложений.

Для удаления песчаных пробок из призабойной зоны ствола скважин возможно создание скорости потока очищающего агента (инертного газа), отвечающей возникновению условий выноса частиц кольматирующих отложений, и использование энергии газа, имеющейся в продуктивном пласте.

С целью получения необходимого потока инертного газа для выноса частиц песчаной пробки осуществляют его нагнетание в поровое пространство кольматирующих отложений с последующим созданием регулируемой депрессии. Нагнетание очищающего агента возможно проводить через гибкую (непрерывную) трубу (или НКТ), спускаемую до непосредственного контакта с поверхностью кольматирующих отложений. Применение газообразного агента обусловлено высокой степенью сжимаемости и проникающей способности, позволяющей закачать значительный его объем в поровое пространство песчаной

пробки. Закачку инертного газа проводят при давлении нагнетания не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны, обеспечивающем его продавливание в песчаную пробку и сохранение целостности колонны.

Захват и удержание для последующей транспортировки на поверхность терригенных частиц осуществляется с помощью пенной системы. С целью создания пены с необходимыми структурными свойствами на забое скважины до создания депрессии для вызова притока газа из песчаной пробки через затрубное пространство закачивают пенообразующую жидкость (ПОЖ). Закачиваемый объем ПОЖ должен обеспечить образование на забое пенной системы с заданной величиной степени аэрации.

Основными факторами, определяющими удерживающую и выносную способность пены, являются ее реологические свойства. Наличие у пены необходимой величины СНС является проявлением свойств твердого тела и позволяет ей удерживать терригенные частицы в статическом состоянии.

Для фиксирования момента достижения ПОЖ песчаной пробки на трубном пространстве скважины устанавливается образцовый манометр, с помощью которого контролируется поддержание стабильного давления на уровне давления нагнетания. В процессе нагнетания инертного газа происходит его фильтрация через песчаную пробку в коллектор — область пониженного давления. Достигнув начала пробки, закачиваемая ПОЖ создает блокирующий эффект, что обуславливает скачок давления на устье скважины. После фиксирования момента достижения порции ПОЖ поверхности пробки, нагнетание инертного газа прекращают.

Для создания регулируемой депрессии на забое скважины с учетом гидростатического давления столба ПОЖ определяется величина давления, до которой необходимо снизить давление на устье скважины. Получаемая расчетная величина позволит создать регулируемую депрессию на пласт, исключая разрушение терригенного коллектора, т. е. отвечающую условию

$$\Delta P = P_{з.н} - P_{пл}, \quad (2)$$

где ΔP — величина регулируемой депрессии, МПа; $P_{з.н}$ — давление нагнетания на забое скважины, МПа; $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

При возникновении перепада давления между пористым объемом песчаной пробки и свободным пространством скважины газ, заключенный в песчаной пробке, расширяется и устремляется в область пониженного давления. Расширение газа в поровом объеме песчаной пробки обуславливает снижение сил сцепления

между частицами, приводит к ее разрыхлению, способствующему выносу частиц. Газовый поток, увлекая песчано-глинистые частицы, барботирует через ПОЖ и вспенивает ее. Образующаяся пенная система, благодаря высокой пескоудерживающей способности, удерживает терригенные частицы во взвешенном состоянии.

Удаление пенной системы с вовлеченными в нее частицами песчаной пробки проводят с помощью создания циркуляции пены, закачиваемой в НКТ на устье скважины, до прекращения выноса механических частиц и использования энергии газа из продуктивного пласта.

Для предотвращения поступления ПОЖ в продуктивный коллектор при ее закачке в следующем цикле технологических операций проводится временное блокирование продуктивного пласта в интервале, очищенном от песчаной пробки с помощью пенной системы, закачиваемой с устья скважины через НКТ. Пенная система, полученная на забое скважины, участвует в транспортировке компонентов пробки на поверхность. Далее она проходит систему очистки и последующей эжекции и закачивается через НКТ в пласт, продавочный агент — инертный газ. Давление продавливания пены в призабойную зону скважины должно быть выше пластового и ниже давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Допуск НКТ выполняют на длину очищенного от песчаной пробки ствола скважины и проводят продувку забоя скважины инертным газом с целью ликвидации экранирующего влияния закаченной пены на поверхность песчаной пробки. По установленной длине очищенного интервала определяют количество циклов для полной очистки ствола скважины. В дальнейшем каждый очищенный интервал увеличивает поток поступающего газа из пласта и позволяет использовать энергию пласта для разрушения песчаных пробок и очистки забоя скважины.

Закачку инертного газа в НКТ следует проводить при давлении нагнетания, обеспечивающем его продавку в песчаную пробку, ниже 10% от давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Величина давления у башмака НКТ при нагнетании инертного газа $P_{б.н}$ контролируется давлением нагнетания $P_{у.н}$ на устье скважины по известной формуле:

$$P_{у.н} = \frac{P_{б.н}}{\exp\left(0,03415 \frac{\gamma \cdot H_{НКТ}}{TZ}\right)}, \quad (3)$$

где $P_{б.н}$ — давление у башмака НКТ при нагнетании инертного газа, МПа; $P_{у.н}$ — давление на устье скважины, МПа; γ — относительный удельный вес газа в стволе скважины; $H_{НКТ}$ — длина

НКТ, м; T — средняя температура газа в стволе скважины, К; Z — средний коэффициент сверхсжимаемости газа в стволе скважины.

Для обеспечения выноса частиц пробки необходимо создать скорость движения потока газа v , соответствующую скорости «витания» частиц. Величина этой скорости определяется по формуле

$$v = \frac{\mu \cdot Re}{d_n \cdot \rho_r}, \quad (4)$$

$$Re = \frac{Ar}{18 + 0,61\sqrt{Ar}}, \quad (5)$$

$$Ar = \frac{gd_n^3 \rho_r (\rho_n - \rho_r)}{\mu^2}, \quad (6)$$

где d_n — максимальный диаметр частиц, м; g — ускорение свободного падения, м/с²; μ — вязкость газа в пластовых условиях, Па·с; ρ_n — плотность частиц, кг/м³; ρ_r — плотность газа в пластовых условиях, кг/м³; Ar — критерий Архимеда; Re — критерий Рейнольдса;

$$\rho_r = \rho_r^0 \cdot \frac{P_{б.н} \cdot T_0 \cdot Z_0}{\rho_0 \cdot T_{пл} \cdot Z_{пл}}, \quad (7)$$

где ρ_r^0 — плотность закачиваемого газа при нормальных условиях, кг/м³; P_0 , T_0 , Z_0 — давление, температура, коэффициент сжимаемости газа в нормальных условиях, МПа, К; $P_{б.н}$, $T_{пл}$, $Z_{пл}$ — давление, температура, коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях, МПа, К.

С целью предотвращения разрушения терригенного коллектора величина депрессии ограничивается снижением давления у башмака НКТ от давления нагнетания до величины пластового давления:

$$\Delta P = P_{б.н} - P_{пл}. \quad (8)$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

Скорость газа v , определяемая по формуле (4), должна быть не меньше той, при которой происходит псевдосжижение частиц песчаной пробки. Согласно уравнению Козени-Кармана скорость потока газа, при которой частицы будут взвешены в газовом потоке, определяется по формуле

$$u = \frac{n^3}{180 \cdot (1-n)^2} \frac{(\varphi \cdot d_n)^2 \Delta P}{\mu l}, \quad (9)$$

где n — средняя величина коэффициента открытой пористости песчаной пробки; φ — коэффициент формы: $\varphi = 1$ для сферических частиц; $0 < \varphi < 1$ для частиц другой формы; d_n — диаметр частиц, м; ΔP — перепад давления в слое, Па; μ — вязкость газа, Па·с; l — высота слоя, м.

Приняв скорость u равной v , определим длину участка песчаной пробки, на которой имеет

место перепад давления ΔP , определяемый по формуле (8):

$$l = \Delta P \frac{n^3 (\varphi \cdot d_n)^2}{180 \cdot (1-n)^2 \mu \cdot v}. \quad (10)$$

Объем газа, выделившийся из порового пространства песчаной пробки длиной l при создании депрессии, приведенный к нормальным условиям, составит

$$V_z = n \cdot F \cdot l \frac{(P_{\text{бн}} + P_{\text{пл}}) \cdot T_0 \cdot Z_0}{P_0 \cdot T_{\text{пл}} \cdot Z_{\text{пл}}}, \quad (11)$$

где F — площадь поперечного сечения обсадной колонны по внутреннему диаметру, м^2 .

Закачиваемый объем ПОЖ должен обеспечить образование на забое пенной системы с заданной величиной и степенью аэрации α .

Необходимый объем ПОЖ составит

$$V_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{г}}}{\alpha}. \quad (12)$$

После преобразования выражение (12) приобретает вид

$$V_{\text{ж}} = \frac{n^4 \cdot F \cdot \Delta P (P_{\text{бн}} + P_{\text{пл}}) (\varphi \cdot d_n)^3 \rho_{\text{г}} \cdot T_0 \cdot Z_0}{360 (1-n)^2 \mu^2 \cdot \text{Re} \cdot \alpha \cdot P_0 \cdot T_{\text{пл}} \cdot Z_{\text{пл}}}. \quad (13)$$

Для создания депрессии в стволе скважины давление на устье необходимо снизить до величины

$$P_{\text{уд}} = \frac{P_{\text{пл}} - \rho \cdot g \cdot h_{\text{ж}}}{\exp\left(0,03415 \cdot \frac{\gamma \cdot h_{\text{г}}}{T \cdot Z}\right)}, \quad (14)$$

где ρ — плотность ПОЖ, $\text{кг}/\text{м}^3$; $h_{\text{ж}}$ — высота столба ПОЖ, м:

$$h_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{ж}}}{F}; \quad (15)$$

$h_{\text{г}}$ — высота столба газа в скважине над уровнем ПОЖ, м:

$$h_{\text{г}} = H_{\text{НКТ}} - h_{\text{ж}}. \quad (16)$$

$H_{\text{НКТ}}$ — длина НКТ, м; F — площадь кольцевого сечения эксплуатационной колонны, м^2 .

Удаление пенной системы с вовлеченными в нее частицами песчаной пробки проводится с помощью создания циркуляции пены, закачиваемой в непрерывную трубу на устье скважины, до прекращения выноса механических частиц. С целью предотвращения поступления пенообразующей жидкости в продуктивный коллектор при ее закачке в следующем цикле технологических операций проводят временное блокирование продуктивного пласта в интервале, очищенном от песчаной пробки с помощью пенной системы, закачиваемой с устья скважины через непрерывную насосно-компрессорную трубу. Давление продавливаемой пены в призабойную зону скважины должно быть выше пластового и ниже давления опрессовки эксплуатационной колонны. Непрерывные трубы допускаются до контакта с поверхностью неудаленной части песчаной пробки на длину очищенного интервала ствола скважины. В зависимости от длины очищенного интервала определяют количество циклов (операций) до полной очистки ствола скважины от глинисто-песчаных пробок:

$$N = \frac{L}{l},$$

где L — общая высота (мощность) глинисто-песчаной пробки, м; l — высота (мощность) удаленной части в процессе одной операции (цикла), м.

По окончании цикла (операции) проводится продувка забоя скважины инертным газом, технологическая операция повторяется несколько циклов (операций) до полной очистки забоя скважины от глинисто-песчаных пробок.

Литература

1. Пат. 2165007 РФ. Способ очистки горизонтальной скважины от песчаной пробки в процессе капитального ремонта.
2. Гасумов Р. А., Гейхман М. Г., Минликаев В. З. Технология очистки забоев газовых скважин на месторождениях Западной Сибири в условиях аномально низких пластовых давлений // Обзорная информация. Приложение к журналу «Наука и техника в газовой промышленности». — М.: ИРЦ «Газпром», 2004. — 108 с.
3. Гасумов Р. А. Перспективные технологии освоения и ремонта скважин ПХГ // Научно-технический сборник «Подземное хранение газа». Приложение к журналу «Наука и техника в газовой промышленности». — М.: ИРЦ «Газпром», 2004. — С. 38–48.

R. A. Gasumov, and E. R. Gasumov

Reservoir Energy Utilization at Bottomhole Cleaning of Gas Wells

Operating well stock maintenance at active status is of great importance for the problem solving of gas and gas condensate production level guarantee. At the same time special attention attaches to development of repair work technology that is complex of geotechnical activities, including removal of clay and sand plugs from bottomhole.

Sand plugs removal from bottomholes is conducted by means of both cleaning agent and gas energy of producing formation utilization.

Key words: gas well, reservoir, clay and sand plugs, foam-forming liquid, differential pressure drawdown, reservoir energy.

Экологические аспекты транспортировки природного газа

А. В. Завгороднев, Е. В. Маслова, Н. И. Литвинова
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»

В статье проведен анализ потребления и подробно рассмотрена структура расхода газотранспортными предприятиями природного газа на собственные технологические нужды. Выполнена классификация производственных процессов газотранспортных предприятий по характеру использования природного газа и последующему воздействию на атмосферный воздух. Установлена взаимосвязь потребления природного газа на собственные технологические нужды с образованием и выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух, а также с наличием значимых экологических аспектов на производственных объектах газотранспортного предприятия. Определены возможности снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и степени значимости экологических аспектов при транспортировке газа.

Ключевые слова: газотранспортные предприятия, выбросы в атмосферу, расход газа на технологические нужды, стравливание газа, технологические потери

Работа газотранспортных предприятий сопровождается значительным потреблением природного газа на собственные технологические нужды, основной объем которого используется в качестве топливного газа газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций.

В результате транспортировки природного газа, ремонта и развития газотранспортной системы в атмосферу выбрасываются как продукты его сжигания, так и непосредственно сам метан. Основными источниками загрязнения атмосферы при транспортировке газа являются выбросы при компрессорных станциях, газораспределительных станциях и газопроводах при их опорожнении.

Большая часть значимых экологических аспектов газотранспортных предприятий связана с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу. В связи с этим важным является анализ производственных процессов с целью снижения воздействия на атмосферный воздух. В данной статье основное внимание уделяется анализу использования газа на собственные технологические нужды, образованию загрязняющих веществ в производственных процессах и определению возможностей снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

К основным производственным объектам газотранспортной системы (ГТС) относятся компрессорные станции (КС), магистральные газопроводы и газопроводы-отводы, газораспределительные станции (ГРС).

На газотранспортных предприятиях газ на собственные технологические нужды расходуется по следующим статьям:

- 1) технологические топливные нужды — топливный газ газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на компримирование;
- 2) расход природного газа на прочие технологические нужды;
- 3) технологические потери природного газа.

Структура расхода газа на собственные технологические нужды в основных производственных процессах на объектах ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» за 2008 год представлена на диаграмме (рис. 1).

Статья расхода газа на технологические топливные нужды полностью состоит из забора топливного газа ГПА на компримирование и именно на данный производственный процесс приходится более 80% объемов расходуемого газа.

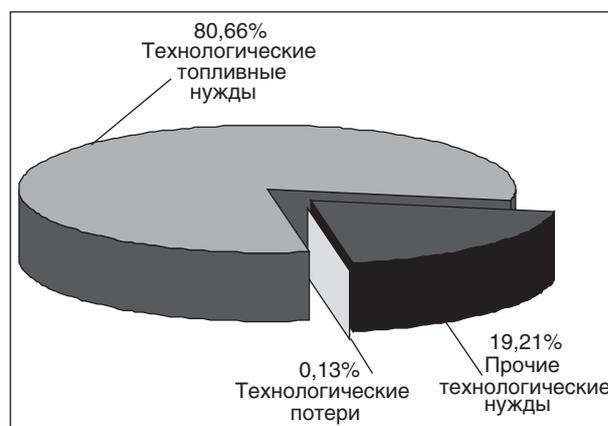


Рис. 1. Структура расхода газа на собственные технологические нужды

Табл. 1. Использование природного газа в производственных процессах на газотранспортных объектах ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» в 2008 г., тыс м³

ЛПУМГ	Сжигание газа				Выбросы газа в атмосферу			
	в газотурбинных установках ГПА	в котельных и на ЭСН	для подогрева газа на ГРС	Всего	в технологических процессах КЦ, ГИС и т.д.	при ремонте и техобслуживании газопроводов	технологические потери газа	Всего
Астраханское	–	1053,379	890,654	1944,033	–	247,053	2253,563	2500,616
Георгиевское	44453,801	426,245	616,817	45496,86	250,572	920,041	492,844	1663,457
Зензелинское	146297,5	1505,323	20,732	147823,5	736,123	3958,968	52,909	4748,0
Изобильненское	61496,14	6745,336	101,499	68342,98	603,408	1334,901	23,169	1961,478
Камыш-Бурунское	48712,873	891,688	514,872	50119,44	571,785	2549,7	3,031	3124,516
Моздокское	–	517,362	1855,922	2373,284	426,265	337,099	–	763,364
Невинномысское	40576,69	601,408	665,331	41843,43	543,902	1659,429	1,82	2205,151
Привольненское	75436,69	1669,701	259,539	77365,94	597,595	0,196	–	597,791
Светлоградское	–	360,494	219,533	580,027	71,176	418,995	–	490,171
Ставропольское	117263,6	433,198	139,721	117836,514	460,779	121	–	581,779
«Газпром трансгаз Ставрополь»	534237,3	14204,134	5284,62	553726,1	4261,605	11547,382	2827,336	18636,32

Расход газа на прочие технологические нужды, доля которого составляет более 19% от общего объема расходуемого газа, включает расход природного газа на технологические нужды компрессорных цехов (КЦ) и линейной части магистральных газопроводов, а также в качестве топлива на котельных и ЭСН для выработки электрической энергии.

Технологические потери природного газа в КЦ и на линейной части магистральных газопроводов малы и составляют в совокупности менее 1%. Расход природного газа на собственные технологические нужды по данной статье состоит в основном из потерь по фланцевым и штуцерным соединениям, уплотнениям штоков, через предохранительные клапаны и других утечек по объектам и системам КЦ и технологических потерь на ГРС и ГИС.

Если проанализировать расходы газа на собственные технологические нужды в разрезе производственных объектов, то наиболее значительные расходы газа приходятся на компрессорные станции, где газ расходуется на работу газоперекачивающих агрегатов, а также в процессе ремонта и технологического обслуживания оборудования КС.

Затем идут расходы, обусловленные ремонтом и технологическим обслуживанием магистральных газопроводов и газопроводов отводов. Здесь газ стравливается в атмосферу при ремонте, продувке и очистке участков МГ, проведении внутритрубной технической диа-

гностики газопровода, врезке отводов и перемычек и др.

Следующие по объему расходы газа происходят на ГРС и связаны они с продувкой фильтров сепараторов и пылеуловителей, заправкой одоризационных и метанольных установок, эксплуатацией пневморегуляторов и пневмоустройств, КИП, систем автоматики и телемеханики, обогревом газа.

Существенный расход газа в качестве топлива происходит на котельных (КС, ГРС) и на ЭСН для выработки электрической энергии.

Наименьшие по объемам расходы газа приходятся на бытовые нужды и прочие расходы.

По характеру использования природного газа и последующему воздействию на атмосферный воздух производственные процессы на газотранспортных объектах можно разделить на два основных вида (табл. 1):

1. Сжигание природного газа:

- в газотурбинных установках ГПА для сжатия и транспортировки газа по газопроводу (96%);
- в котельных и на ЭСН для выработки тепловой и электрической энергии на собственные нужды (2,5%);
- для подогрева природного газа на ГРС (1%).

2. Выбросы природного газа (стравливание) в атмосферу:

- в технологических процессах компрессорных цехов (23%);

- при ремонте и технологическом обслуживании газопроводов (62%);
- технологические потери природного газа на КС и линейной части магистральных газопроводов (15%).

Таким образом, основными источниками загрязнения атмосферы при транспортировке газа являются следующие производственные объекты и производственные процессы:

1. Сжигание природного газа в газотурбинных установках ГПА для сжатия природного газа и транспортировки его по газопроводу;
2. Сжигание природного газа в котельных и на ЭСН для выработки тепловой и электрической энергии на собственные нужды;
3. Сжигание природного газа для подогрева природного газа на ГРС;
4. Выбросы природного газа в атмосферу в технологических процессах компрессорных цехов;
5. Стравливание газа при ремонте и технологическом обслуживании газопроводов;
6. Технологические потери природного газа на КС и линейной части магистральных газопроводов.

Следует отметить, что при сжигании природного газа масса образующихся нормируемых загрязняющих веществ (CO и NO_x) существенно ниже массы сжигаемого газа. В то же время масса стравливаемого газа равна массе поступающего в атмосферу метана, который в этом случае становится загрязняющим веществом.

При этом масса выбрасываемого в атмосферу метана составляет около 70% от общей массы загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу газотранспортными объектами ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», что наглядно демонстрирует структура выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух за 2008 г. (рис. 2).

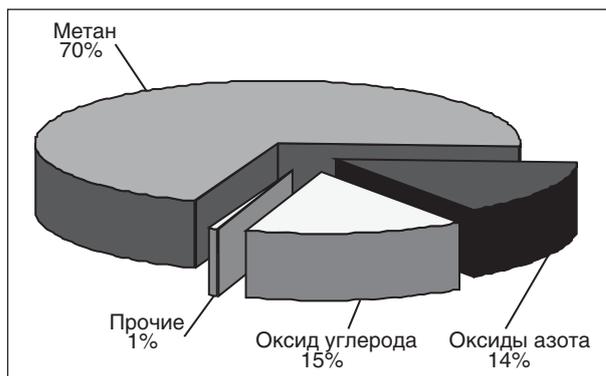


Рис. 2. Структура выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, 2008 г.

Полученные данные показывают, что на газотранспортных объектах основная масса выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (60–70%) представлена метаном, образующимся при ремонте и технологическом обслуживании газопроводов. Существенные выбросы метана (10–15%) образуются в технологических процессах компрессорных цехов. Доля загрязняющих веществ, образующихся при сжигании газа в газотурбинных установках ГПА и котельных, составляет 25–30% от общего объема выбросов.

Анализируя перечень значимых экологических аспектов ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» за 2008 г., связанных с выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух (табл. 2), можно отметить следующее.

Выбросы в атмосферу метана при ремонте и технологическом обслуживании магистральных газопроводов образуют наибольшее количество значимых экологических аспектов, отличающихся повышенной значимостью (3 аспекта с ИЗЭА-11,52).

Повышенной значимостью характеризуются и экологические аспекты, связанные с выбросами метана в атмосферный воздух в технологических

Табл. 2. Перечень значимых экологических аспектов ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» за 2008 г., связанных с выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Функциональная зона (производственные объекты)	Экологический аспект	Количество выявленных экологических аспектов	Индекс значимости экологического аспекта	Значимость экологического аспекта
Линейная часть магистральных газопроводов	Выбросы метана в атмосферу при проведении ремонтных работ	3	11,52	Повышенная
Компрессорные станции и газораспределительные станции	Выбросы метана в атмосферный воздух в технологических процессах КС и ГРС	4	7,68	Повышенная
Компрессорные станции	Выбросы в атмосферу продуктов сгорания при работе ГПА	7	7,68	Повышенная

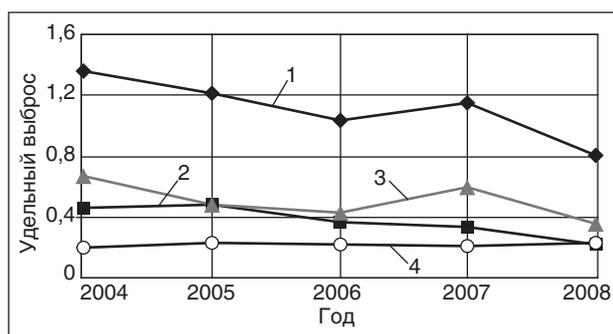


Рис. 3. Динамика удельных выбросов загрязняющих веществ 2004–2008 гг.:
 1 — валовой выброс; 2 — технологический выброс метана; 3 — выброс метана при КР и ТР; 4 — технологический выброс продуктов сгорания

процессах КС и ГРС. Так, в 2008 г. отмечается 4 аналогичных аспекта с ИЗЭА-7,68.

Значимым источником воздействия на атмосферу являются выбросы продуктов сгорания при работе газоперекачивающих агрегатов КС. К основным загрязняющим веществам, образующимся при сжигании природного газа, относятся оксиды азота и оксид углерода. Аспекты, создаваемые выбросами в атмосферу оксидов азота, имеют повышенную значимость. Значение ИЗЭА в большинстве случаев — 7,68.

Объемы продуктов сгорания, выбрасываемых в атмосферу при работе газоперекачивающих агрегатов КС, напрямую связаны с объемами и эффективностью сжигания природного газа. Снижения выбросов загрязняющих веществ, а следовательно, значимости экологических аспектов можно добиться за счет уменьшения расхода топливного газа на компрессорных станциях, повышение КПД газоперекачивающих агрегатов, оптимизации работы газотранспортной системы.

Анализ динамики удельных выбросов загрязняющих веществ ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» в период 2004–2008 гг. показывает, что удельный технологический выброс загрязняющих веществ, образующихся в результате сжигания природного газа в газоперекачивающих агрегатах КС, практически не изменяется (рис. 3).

Определенные изменения наблюдаются для удельного валового выброса, учитывающего метан, выбрасываемый при продувках и опорожнении технологического оборудования и проведении ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов.

Общую динамику изменения выбросов загрязняющих веществ на газотранспортных пред-

приятиях определяют выбросы метана, образующегося при выполнении ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов.

Анализ динамики значимости экологических аспектов ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» показывает, что характер изменения разных аспектов во времени существенно отличается.

Аспекты, связанные с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании природного газа в газоперекачивающих агрегатах КС, присутствуют практически постоянно, но имеют относительно низкую значимость (ИЗЭА преимущественно 7,68).

Аспекты, связанные с выбросами метана при выполнении ремонтных работ, появляются периодически на отдельных участках газопроводов, степень значимости имеет больший интервал колебаний и изменяется от повышенной (ИЗЭА — 6,91) до высокой (ИЗЭА — 13,82). Близкий характер изменения имеют и аспекты, обусловленные выбросами метана при продувках и опорожнении технологического оборудования.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. По характеру использования природного газа и последующему воздействию на атмосферный воздух производственные процессы на газотранспортных объектах можно разделить на два основных вида:

- сжигание природного газа в газотурбинных установках ГПА для сжатия и транспортировки газа по газопроводу и в котельных и на ЭСН для выработки тепловой и электрической энергии на собственные нужды;

- выбросы природного газа (сравливание) в атмосферу в технологических процессах компрессорных цехов, при ремонте и технологическом обслуживании газопроводов, технологические потери природного газа на КС и линейной части магистральных газопроводов.

2. Основная масса выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (60–70%) представлена метаном, образующимся при ремонте и технологическом обслуживании газопроводов. Доля загрязняющих веществ, образующихся при сжигании газа в газотурбинных установках ГПА и котельных, составляет 25–30% от общего объема выбросов. Существенные выбросы метана (10–15%) образуются в технологических процессах компрессорных цехов.

3. На основании проведенного анализа значимые экологические аспекты ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», обусловленные потреблением газа на собственные технологические нужды, можно разделить на две основные группы:

постоянно значимые и периодически значимые экологические аспекты.

4. К постоянно значимым экологическим аспектам газотранспортных предприятий относятся аспекты, создаваемые выбросами загрязняющих веществ, образующихся в результате сжигания природного газа в газоперекачивающих агрегатах КС. Эти аспекты, как правило, имеют относительно невысокую (повышенную) степень значимости, характерны практически для всех КС и обусловлены применяемыми типами ГПА. На используемом оборудовании снижение этих аспектов возможно до технологически оптимального уровня за счет оптимизации режимов работы ГПА, КС и газотранспортной системы в целом. Для кардинального снижения значимости данных аспектов необходима замена

газоперекачивающего оборудования на новое с большим КПД и меньшими выбросами загрязняющих веществ.

5. Периодически значимые экологические аспекты связаны с выбросами метана при выполнении ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов и при продувках и опорожнении технологического оборудования. Значимость этих аспектов имеет больший интервал колебаний и изменяется от повышенной до высокой. Для снижения значимости экологических аспектов данной группы необходимо применение современных методов ремонта и обслуживания КС и газопроводов, позволяющих уменьшить технологические выбросы при продувках и опорожнении оборудования и утилизировать природный газ из ремонтируемого участка.

A. V. Zavgorodnev, E. V. Maslova, and N. I. Litvinova

Environmental Aspects of Natural Gas Transportation

The article contains a detailed analysis of gas consumption and spending behavior by gas-transportation enterprises for BOP needs during gas transportation. Different production processes of gas-transportation companies were classified depending on the gas consumption nature and further influence on atmosphere. A relationship between technological gas consumption for BOP with atmospheric emissions and important ecological aspects at the technological entities of gas-transportation companies was determined. Some possibilities of atmospheric emissions reduction and environmental aspects significance level at gas transportation were determined.

Key words: *gas-transportation enterprises, atmospheric emissions, gas consumption for BOP needs, outgassing, process losses.*

Вниманию специалистов!

С. В. Дейнеко

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

В учебном пособии излагаются основы теории надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа и их практическое применение для решения научных и инженерных задач. Приводится анализ и классификация отказов газонефтепроводов, а также обработка статистических данных по отказам.

Рассматриваются методы обеспечения надежности на стадии проектирования и оценки надежности газонефтепроводов на стадии эксплуатации. Рассматриваются теория, критерии и показатели надежности невосстанавливаемых и восстанавливаемых систем.

Представлены методология исследования и оценки эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта; методика построения структурных схем надежности газонефтепроводов; методика построения моделей надежности объектов газонефтепроводов; методика компьютерного моделирования в Excel для решения задач надежности; методы оценки достоверности построенных моделей надежности. Практическая реализация методов приводится в ранее изданных книгах «Оценка надежности газонефтепроводов. Задачи с решениями» и «Построение моделей надежности газонефтепроводов методом компьютерного моделирования. Лабораторный практикум», которые дополняют данное учебное пособие.

Учебное пособие предназначено для студентов, магистрантов, аспирантов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», а также может быть использовано инженерно-техническим персоналом, связанным с оценкой эксплуатационной надежности газонефтепроводов.

М.: Издательство «Техника», 2011. — 176 с.