

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

1-2018

ISSN 2412-6497



Группа CREON приглашает Вас принять участие в следующих конференциях:

CREON Group has the pleasure of inviting you to the following conferences:

2018

Февраль		February	
15	ПЭТФ	15	PET
16	Вторичная переработка полимеров	16	RPET and Recycled Plastics
26	Полиуретаны	26	PU & TPU
Март		March	
1	Реагенты для золотодобычи	1	Chemicals for Gold Ore Processing
14	Подвижной состав для химических грузов	14	Rolling Stock for Chemicals
20	Нефтяные и нефтехимические отходы	20	Oil and Petrochemical Wastes
22	Полиэтилен. Полипропилен	22	Polyethylene. Polypropylene
23	Транспортировка и хранение сжиженных газов	23	Transportation and Storage of Liquefied Gases
Апрель		April	
2	Моторные топлива	2	Motor Fuels
3	Электромобили	3	Electric Transport Vehicles
11	Буровая и промысловая химия	11	Well Service and Oilfield Chemicals
17	Кремнийорганика	17	Organosilicon Compounds
18	Пестициды	18	Pesticides
18	Полимеры в упаковке	18	Plastics in Packaging
19	Полимеры в косметической и парфюмерной индустрии	19	Plastic Packaging for Cosmetics and Fragrance
26	Полимерные трубы и фитинги	26	Plastic Pipes and Fittings
Май		May	
15	Газомоторное топливо: инфраструктура	15	Natural Gas Vehicle Fuel: Infrastructure
17-18	* Российский рынок газа. Биржевая торговля	17-18	* Russian Gas Market. Commodity Exchange and Trade
22	Газовый конденсат	22	Gas Condensate
22	Полимеры в автомобилестроении	22	Polymers in Automotive Industry
24	Российские криогенные технологии: реалии и перспективы	24	Russian Cryogenic Technologies: Facts and Prospects
29	Полимеры в медицине	29	Plastics in Medicine Industry
Июнь		June	
20	Редкие газы	20	Rare Gases
21	Каустическая сода	21	Caustic Soda
21-22	Метанол	21-22	Methanol
Сентябрь		September	
5	Топливные присадки	5	Fuel Additives
6-7	Полиэтилен (г. Казань)	6-7	Polyethylene (Kazan)
11	Битумы и ПБВ	11	Bitumen, Products and Binders
13	Полиэфирные и эпоксидные смолы	13	Polyester and Epoxy Resins
13	Гипохлориты	13	Hypochlorites
19	Россия и СНГ: совместные проекты с китайскими партнерами (г. Пекин, КНР)	19	Projects opportunities in Russia & CIS. China Roadshow (Beijing, China)
28-29	Форум «Полимеры Центральной Азии» (Узбекистан)	28-29	Plastics of Central Asia Forum (Uzbekistan)
Октябрь		October	
3	* Рынок СУГ	3	* LPG Market
10	Биополимеры	10	Biopolymers
16	Углекислота	16	Coal Chemicals
18	Полистирол и АБС-пластики	18	Polystyrene and ABS Plastics
25-26	* Гелий	25-26	* Helium
30	Ароматика	30	Aromatics
Ноябрь		November	
9	Возобновляемые источники энергии	9	Renewable Energy
14	Минеральные удобрения	14	Mineral Fertilizers
14	Переработка отходов	14	Waste Treatment
22	Форум «Полимеры России»	22	Plastics of Russia Forum
23	Газовые смеси. Сварка	23	Gas mixtures. Welding
27	ТРИЗ	27	Hard-to-Recover Reserves
30	Здравый смысл. Экологический рейтинг нефтегазовых компаний России	30	Rational Approach. Environmental Responsibility Rating of Oil & Gas Companies in Russia
Декабрь		December	
4	ПВХ. Итоги года	4	PVC. Results of the Year
12	Сера и серная кислота	12	Sulfur and Sulfuric Acid

Место проведения (если не указано особо):
 отель «Балчуг Кемпински», Москва

Conferences are held at Hotel Baltshug Kempinski Moscow
 unless indicated otherwise

* Отмеченные конференции состоятся в гостинице
 «Кемпински Мойка 22» Санкт-Петербург

* Marked conferences are held at Kempinski Hotel Moika 22,
 St.Petersburg

Содержание

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- 3 А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, М.Г. Жариков, М.Ю. Сафронов, К.И. Кондратьев, О.В. Назаренко.** Опыт и перспективы эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождения с применением технологий удаления скважинной жидкости
- 9 В.А. Бочкарёв, А.В. Бочкарёв, С.Э. Сианисян, Э.С. Сианисян.** Концепция двухэтапного формирования и рационального использования нефтяных скоплений
- 17 А.И. Никонов, М.К. Тупысев.** Ликвидация нефтегазовых скважин и проблемы перевода промышленных земель в другие виды землепользования

ТЕХНОЛОГИИ

- 23 Н.Н. Кисленко, А.Д. Тройников, В.В. Павленко.** Создание промышленной установки выделения гелия из природного газа высокого давления с использованием мембранной технологии
- 33 А.Ю. Аджиев, Т.В. Андреевская, Ю.Ю. Арестенко, И.Г. Ткаченко, С.И. Бойко.** Опыт АО «НИПИГАЗ» по созданию техники и технологии утилизации попутного нефтяного газа

ИННОВАЦИИ

- 43 В.Ф. Рыбка, С.И. Васютинская.** Опыт мониторинга образования газогидратной пробки посредством оптоволоконной термометрии скважин

СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ

- 47 Ю.А. Котенев, Е.Н. Аюпова, А.И. Гарайшин.** Особенности геологического строения перспективных участков залежей сланцевого газа китайского бассейна Сычуань области Вэй Юань

56 НОВОСТИ

- Создан новый факультет
- Взгляд в будущее



«Газпром ВНИИГАЗ»: 70-й юбилейный год

«Газпром ВНИИГАЗ» — головной научный центр ПАО «Газпром» в области геологии, разработки месторождений, добычи, транспортировки, подземного хранения и переработки газа и газового конденсата, освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа, экологии, вовлечения в разработку нетрадиционных ресурсов газа, промышленной безопасности, подготовки кадров высшей квалификации — имеет уникальный кадровый ресурс и богатейшую историю. Деятельность его сотрудников отмечена 54 государственными наградами, 23 премиями ПАО «Газпром» в области науки и техники. 2 июня 2018 года исполняется 70 лет со дня создания Института!

vniigaz.gazprom.ru



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

№ 1
январь–март
2018 года

Председатель
Научно-редакционного совета РГО —
Павел Завальный

Учредитель и издатель —
Союз организаций нефтегазовой
отрасли «Российское газовое
общество»

Свидетельство о регистрации
средства массовой информации
ПИ № ФС77-68557 от 31.01.2017

Журнал включен в Российский индекс
научного цитирования

Редакция не несет ответственность
за содержание рекламных материалов.

Перепечатка текстов и фотографий
«Научного журнала Российского газо-
вого общества» разрешается только
с письменного разрешения редакции.

При цитировании ссылка
на «Научный журнал Российского
газового общества» обязательна.

© Союз организаций нефтегазовой
отрасли «Российское газовое общество»
© ООО «Издательство «Граница»

Главный редактор —
Руслан Гайсин
+7 495 660-55-94
red@gb2012.ru

Ответственный секретарь —
Ольга Буравцева
+7 495 660-55-80 доб. 229
o.buravtseva@gazo.ru

Дизайнер-верстальщик —
Леонид Листвин

Корректор —
Ирина Владимировна

Подписано в печать: 17.03.2018

Отпечатано в типографии
ООО «Издательство «Граница»
123022 Москва, ул. 1905 года, д. 7. стр. 1
+7 495 137-99-90
granica_publish@mail.ru

Тираж 300 экз.

Журнал распространяется
по редакционной подписке
и адресной рассылке.

Почтовый адрес: 119261, Россия,
Москва, Ломоносовский пр-т, 7, корп. 5

www.gazo.ru

СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

Завальный Павел Николаевич — к.т.н., действительный член-корреспондент Академии технологических наук РФ «CITOGIC», президент, председатель Экспертного совета Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

Белогорьев Алексей Михайлович — заместитель генерального директора по научно-организационной работе Института энергетической стратегии

Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н., член-корреспондент РАН, заведующий лабораторией комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Института проблем нефти и газа РАН

Голубев Валерий Александрович — к.э.н., заместитель председателя Правления ПАО «Газпром»

Дмитриевский Анатолий Николаевич — д.г.-м.н., академик РАН, профессор, директор Института проблем нефти и газа РАН

Ерёмин Николай Александрович — д.т.н., профессор, заведующий лабораторией теоретических основ разработки нефтяных месторождений Института проблем нефти и газа РАН

Жуков Станислав Вячеславович — д.э.н., руководитель Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН

Кожуховский Игорь Степанович — к.э.н., заместитель генерального директора ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики РФ

Крюков Валерий Анатольевич — д.э.н., член-корреспондент РАН, профессор, заместитель директора Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, заведующий кафедрой энергетических и сырьевых рынков Высшей школы экономики

Лакно Пётр Гордеевич — к.ю.н., доцент юридического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

Лисов Василий Иванович — д.э.н., заслуженный деятель науки РФ, член-корреспондент РАО, профессор, ректор

Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Ляпунцова Елена Вячеславовна — д.т.н., Совет Федерации ФС РФ, Комитет по социальной политике

Мастепанов Алексей Михайлович — д.э.н., профессор, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности Института проблем нефти и газа РАН

Медведев Александр Иванович — к.э.н., действительный член Международной академии инвестиций и экономики строительства, заместитель председателя Правления ПАО «Газпром»

Пашковская Ирина Грантовна — д.полит.н., ведущий научный сотрудник Центра евроатлантической безопасности Института международных исследований МГИМО(У) МИД России

Печёнкин Александр Евгеньевич — к.э.н., доцент, заместитель директора по научной работе НОУ «Корпоративный институт ПАО «Газпром»

Плаkitкин Юрий Анатольевич — д.э.н., профессор, заместитель директора по научной работе Института энергетических исследований РАН

Сентюрин Юрий Петрович — к.полит.н., статс-секретарь — заместитель министра энергетики Российской Федерации

Сианисян Эдуард Саркисович — д.г.-м.н., профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Южного федерального университета

Смирнов Валентин Пантелеймонович — д.ф.-м.н., профессор, академик РАН, заместитель генерального директора — научный руководитель электрофизического блока ЗАО «Наука и инновации» ГК «Росатом»

Цыбульский Павел Геннадьевич — к.т.н., заместитель генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Черепанов Всеволод Владимирович — к.г.-м.н., член Правления ПАО «Газпром», начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти

Язев Валерий Афонасьевич — д.э.н., профессор

Опыт и перспективы эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождения с применением технологий удаления скважинной жидкости

ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»

А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, М.Г. Жариков

ИТЦ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»

М.Ю. Сафронов, К.И. Кондратьев, О.В. Назаренко

Аннотация. В статье приведен обзор основных способов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений в условиях интенсивного внедрения пластовых вод. Описаны особенности геологического строения Северо-Уренгойского месторождения, выполнен укрупненный анализ его разработки. Предложен способ оценки распределения запасов газа в неоднородных коллекторах. По результатам анализа истории капитальных ремонтов и промыслово-исследовательских работ на фонде скважин сделан вывод о необходимости внедрения технологий удаления скважинной жидкости с целью эффективного освоения запасов месторождения. На современном этапе его разработки в текущих горно-геологических условиях это, в первую очередь, эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам. Отмечен положительный опыт внедрения данной технологии в ООО «Газпром добыча Уренгой».

Ключевые слова: сеноманская залежь, Северо-Уренгойское месторождение, обводнение скважин, концентрическая лифтовая колонна.

Experience and prospects of gas wells operation at the late stage of field development with the use of technologies of well deliquification

GAZPROM DOBYCHA URENGOY LLC

A.Y. Koriakin, D.V. Dikamov, M.G. Zharikov

ENGINEERING AND TECHNICAL CENTER, GAZPROM DOBYCHA URENGOY LLC

M.Y. Safronov, K.I. Kondratiev, O.V. Nazarenko

Abstract. The article gives an overview of the basic methods of gas wells operation at the late stage of field development in conditions of intensive intrusion of formation water. The features of the geological structure of the Severo-Urengoy field are described; the all-around analysis of its development is carried out. The assessment approach of gas reserves distribution in heterogeneous reservoirs is proposed. Based on the history of workovers and well test analysis, introduction of technologies of well deliquification for effective development of the field reserves is performed. Taking into account the current geological conditions and present stage of field development, wells operation by concentric tubing technology is primal. The practice of this technology in Gazprom dobycha Urengoy LLC is noted as positive.

Keywords: cenomanian gas reservoir, Severo-Urengoy field, water breakthrough, concentric tubing.

Целью разработки газовых и газоконденсатных месторождений на всех стадиях промышленного их освоения является достижение рентабельных коэффициентов извлечения углеводородов из недр, что может быть обеспечено только при рациональном и эффективном исполь-

зовании естественной пластовой энергии.

На поздних стадиях разработки при значительном снижении начального ресурсно-энергетического потенциала объектов эксплуатации одной из основных задач становится обеспечение работоспособности

скважин в условиях их обводнения пластовыми и конденсационными водами.

Поступление воды в скважины при низких текущих величинах пластового давления приводит к существенным осложнениям в их работе вплоть до самопроизволь-

ной остановки. Задача разработки месторождений, связанная с обеспечением устойчивой работы фонда добывающих скважин в условиях низких пластовых давлений, с каждым годом становится все более актуальной.

Общество «Газпром добыча Уренгой» 40 лет разрабатывает сеноманские отложения месторождений Большого Уренгоя. Северо-Уренгойское месторождение, входящее в Уренгойский газодобывающий комплекс, расположено на юге Тазовского полуострова в северной части Западно-Сибирской низменности. Сеноманская залежь Северо-Уренгойского месторождения относится к субмассивному типу, является водоплавающей, приурочена к неоднородным невыдержанным по площади и разрезу терригенным коллекторам, что обусловлено наличием в разрезе пропластков глинистых пород, развитых по всей площади месторождения. В тектоническом отношении свод вала, к которому приурочено месторождение, осложнен западным и восточным куполовидными поднятиями. Газоводяной контакт (ГВК) имеет слабый наклон в субмеридиональном направлении. Воды апт-сеноманского комплекса высоконапорные, их активность в значительной мере определяет режим разработки залежи [1].

Разработка сеноманской залежи Северо-Уренгойского месторождения началась в 1987 году с ввода в эксплуатацию ее западного купола, в пределах которого сосредоточено более 80% запасов пластового газа. К моменту запуска установки комплексной подготовки газа (УКПГ) были закончены строительством 108 скважин, в период 2005–2007 годов, были дополнительно пробурены 15 скважин. Система размещения скважин — центрально-групповая по 5–6 скважин на кустовой площадке в сводовой части структуры в пределах изопахиты 40 м. В кусте пробурены 13 вертикальных и 3–5 наклонно-направленных скважин (рис. 1а).

Разработка восточного купола Северо-Уренгойского месторожде-

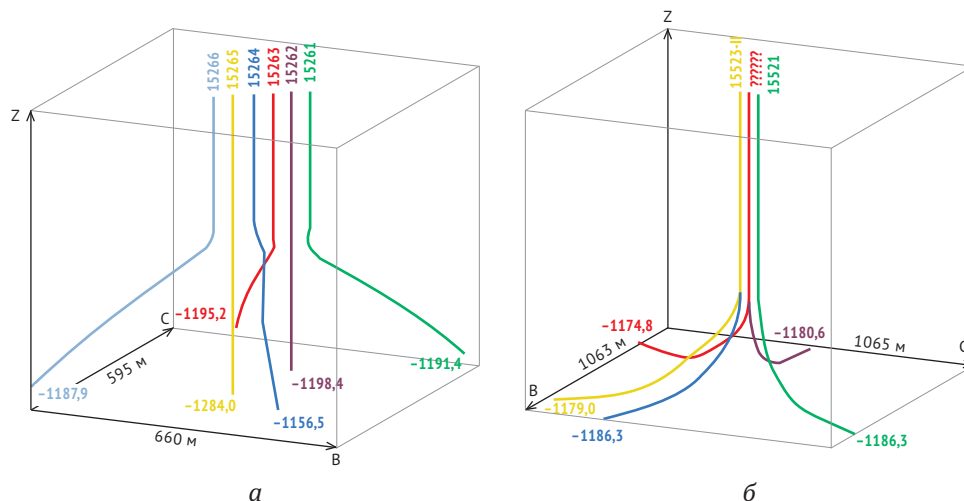


Рис. 1. Типовые схемы кустов скважин Северо-Уренгойского месторождения: а — западный купол; б — восточный купол

ния началась 20 годами позже, в 2007 году, с ввода в эксплуатацию 14 субгоризонтальных скважин, оборудованных фильтром-хвостовиком (рис. 1б).

Доля вертикальных скважин на Северо-Уренгойском месторождении составляет 26%, наклонно-направленных — 51%, субгоризонтальных и горизонтальных — 23%.

Анализ характера дренирования залежи показывает, что ее эксплуатация происходит при слабом проявлении водонапорного режима. В подтверждение этого тезиса был реализован подход к оценке запасов газа, также основанный на уравнении материального баланса, но учитывающий, кроме расширения газа, приток и сжимаемость воды, расширение породы пласта по мере снижения порового и увеличения эффективного горного давления.

Сопоставление различных подходов к оценке величины дренируемых запасов пластового газа свидетельствует о том, что только комплексный анализ характера отборов, динамики пластового давления и темпов внедрения пластовой воды позволяет не допустить ошибок при определении режима эксплуатации залежи и погрешностей при уточнении величины запасов. На результаты анализа существенное влияние оказывают геологическая неоднородность и принятые при проектировании разработки месторождения технические решения.

Эффективным способом адекватной оценки распределения запасов является установление корреляционных связей между удельными запасами пластового газа, приходящимися на одну скважину, и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов. С этой целью для каждой скважины эксплуатационного фонда западного купола на основании результатов интерпретации геофизических исследований были определены текущие газонасыщенные толщины, коэффициенты газонасыщенности, эффективной пористости и проницаемости. По мере подъема ГВК в процессе эксплуатации залежи посредством дополнительной перфорации скважин в дренирование вовлекались вышележащие пропластки, невысокие текущие значения ФЕС которых обусловлены ухудшением коллекторских свойств вверх по разрезу. Для каждой скважины был определен параметр удельной продуктивности на один метр эффективной толщины, а также выполнено ранжирование по соотношению остаточной эффективной толщины и ФЕС вскрытого интервала (рис. 2).

Такой методический подход позволил оценить распределение запасов в неоднородных коллекторах при прогрессирующем обводнении скважин и ранжировать их для планирования приоритетных геолого-технических мероприятий (ГТМ),

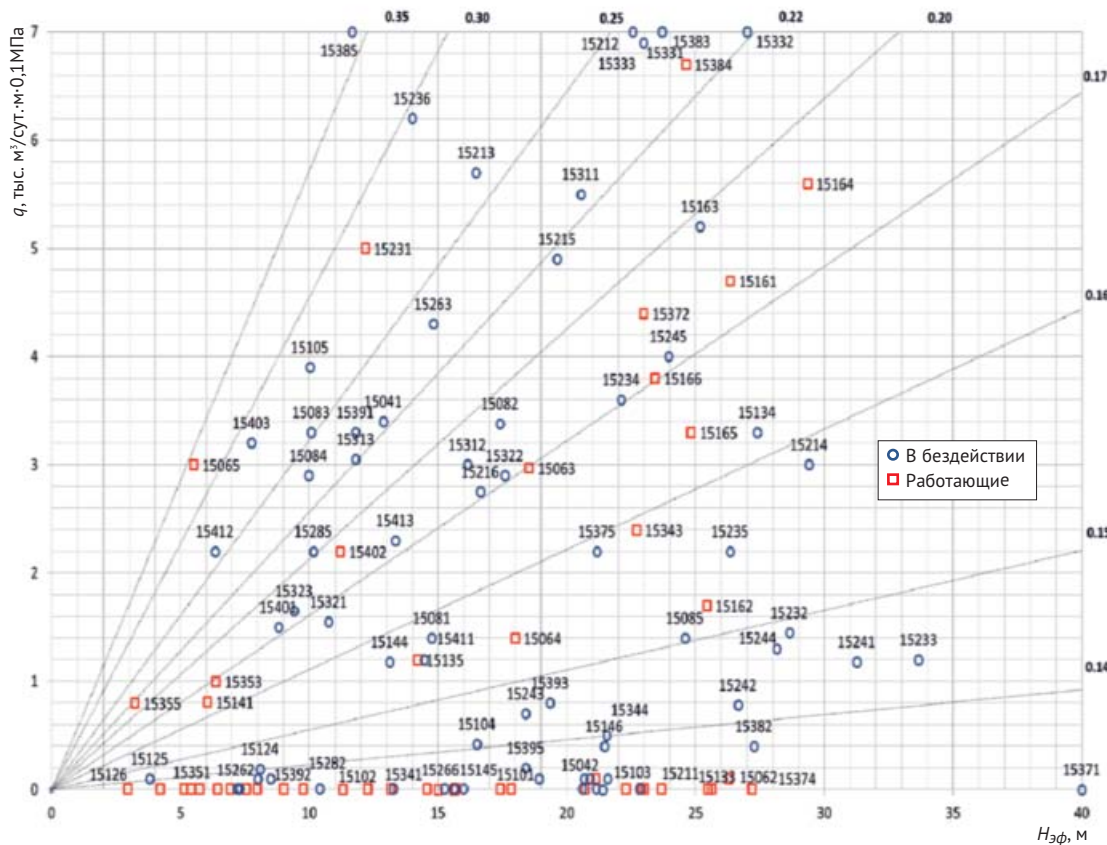


Рис. 2. Распределение фонда добывающих скважин в зависимости от удельной продуктивности и вскрытой газонасыщенной толщины (шифр прямых — пористость, д. ед.)

направленных на достижение более полного извлечения газа из недр.

Первоочередное обводнение интервалов разреза, характеризующихся высокими ФЕС, и необходимость эксплуатации коллекторов с ухудшенными свойствами приводит к неравномерному извлечению запасов газа из недр и осложнениям в работе скважин, потенциал которых не исчерпан. В настоящее время по различным геолого-техническим причинам на западном куполе Северо-Уренгойского месторождения простаивает 33% фонда добывающих скважин, из которых 80% обводнены, технологические параметры остальных скважин не обеспечивают их устойчивую эксплуатацию.

Эффективность сокращения простаивающего фонда и поддержания действующего фонда в рабочем состоянии зависит от своевременности и качества проведения текущего и капитального ремонта скважин (КРС). Работы по текущему обслуживанию скважин Северо-Уренгойского месторождения были на-

правлены в 1991 году. До 2002 года основными видами данных мероприятий являлись сервисные работы по ревизии и замене устьевого оборудования, извлечению клапанов-отсекателей, промывке песчаных пробок и обработке призабойной зоны пласта (ПЗП) в действующих скважинах. С 2002 года основным видом ГТМ стали водоизоляционные работы (ВИР) преимущественно на бездействующем фонде. За 2002–2017 годы выполнено 128 скважино-операций по изоляции водопритока, по результатам которых 70 скважин введены в эксплуатацию.

Анализ результатов КРС позволяет заключить, что вне зависимости от применяемых технологических схем и водоизоляционных составов, успешность ВИР определяется, в первую очередь, наличием литологических экранов и свойствами геологического разреза. По мере падения пластового давления и обводнения залежи происходило снижение эффективности ВИР. Большая часть простаивающего фонда

скважин уже не подлежит ремонту имеющимися технологическими схемами ВИР, с чем связано уменьшение количества проводимых операций.

Значительная величина текущих запасов газа сеноманской залежи западного купола Северо-Уренгойского месторождения в совокупности с недостаточной результативностью КРС свидетельствуют о необходимости разработки новых концептуальных решений, обеспечивающих рациональную разработку месторождения на завершающей ее стадии.

ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно со специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» систематически выполняется ана-

лиз фонда скважин с целью планирования мероприятий по обеспечению его устойчивой эксплуатации в условиях уменьшения ресурсно-энергетического потенциала залежи, снижения уровней добычи пластового газа и предпосылок скопления жидкости на забое скважин.

Существует ряд методик расчета минимально необходимого дебита газа для выноса жидкости с забоя скважины. Для условий эксплуатации сеноманских скважин эта величина с приемлемой точностью определяется по формуле:

$$Q_{min} = 3,3 \left[\frac{g\sigma\rho_1^2}{\rho_2^2(\rho_1 - \rho_2)} \right] \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{zT} \cdot 86,4,$$

где Q_{min} — минимально необходимый дебит газа (тыс. м³/сут); ρ_1 и ρ_2 — плотность жидкости и газа соответственно (кг/м³); σ — коэффициент поверхностного натяжения для воды при рабочих P и T (Н/м); D — внутренний диаметр НКТ (м); P, T — рабочие давление и температура (МПа, К); P_0, T_0 — давление и температура при стандартных условиях

(МПа, К); z — коэффициент сжимаемости при P и T [2].

С целью определения скважин, в которых существует риск накопления жидкости на забое и нарушения их устойчивой эксплуатации, проведены расчеты значений минимально необходимых для выноса воды и «базовых» дебитов газа. Под «базовым» понимается такой дебит, при котором для текущих параметров работы скважины обеспечиваются минимальные потери давления в НКТ. Как правило, в зависимости от конкретных условий, величина «базового» дебита на 5–15% превышает значение минимально необходимого для выноса пластовой жидкости дебита.

Наличие пластовой воды в составе выносимой скважиной жидкости значительно осложняет ее эксплуатацию и увеличивает риск «самозадавливания». Повышение минерализации выносимой жидкости в процессе эксплуатации скважины косвенно свидетельствует об ее прогрессирующем обводнении.

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что условия выноса жидкой фазы не обеспечиваются в 6% фонда действующих скважин западного купола Северо-Уренгойского месторождения, и 25% фонда будут склонны к «самозадавлению»

при снижении дебита на 1020 тыс. м³/сут (рис. 3).

В 2016 году были проведены гидродинамические исследования ряда скважин западного купола Северо-Уренгойского месторождения с использованием устьевого сепаратора для определения объемов и типа выносимой жидкости. По результатам гидрохимического анализа определено, что:

- 12 скважин выносят преимущественно конденсационную воду;
- 8 скважин — смесь конденсационной и пластовой воды;
- 15 скважин — смесь пластовой и техногенной воды.

Дебиты выносимой воды варьируют в широком диапазоне по скважинам от режима к режиму и достигают величин до 30 м³/сут.

Проведенные расчеты (рис. 3) подтверждают результаты выполненного в 2016 году комплекса исследовательских работ — продуктивные характеристики скважин западного купола Северо-Уренгойского месторождения позволяют эксплуатировать их в оптимальном технологическом режиме несмотря на присутствие в продукции воды различной природы и объемов. Вместе с тем, отсутствуют скважины, работающие только с выносом конденсационной жидкости — во всех

скважинах присутствует пластовая вода. В дальнейшем прогнозируется увеличение доли таких скважин, поэтому необходимо предусматривать технологии эксплуатации скважин, позволяющие обеспечить их работу без накопления жидкости на забое. В связи с этим на современном этапе эксплуатации месторождения в условиях внедрения пластовых вод актуальна задача апробации технологий удаления скважинной жидкости.

Способы подъема жидкости с забоя скважины на поверхность можно условно разделить на технологические, технические и механизированные методы. Все они имеют свои достоинства и недостатки, выбор конкретной технологии зависит от геолого-технического состояния скважины.

Эксплуатация по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК) предназначена для постоянного или периодического подъема жидкости к устью по лифтовой колонне меньшего диаметра и отбора газа по межтрубному кольцевому пространству. Данная технология имеет значительный потенциал развития, поскольку позволяет производить отборы газа в широких диапазонах расходов по межколонному пространству (МКП), при этом обеспечивая вынос жидкости по центральной лифтовой колонне (ЦЛК). Данная технология может быть реализована в двух исполнениях: без глушения и с глушением скважины. Вариант с глушением скважины реализуется как сопутствующая операция при КРС.

Технологические продувки скважин в атмосферу эффективны, но приводят к безвозвратным потерям газа и загрязнению окружающей среды, поэтому они могут проводиться только в качестве временной и вынужденной меры.

Использование поверхностно-активных веществ (ПАВ) для выноса жидкости эффективно на начальной стадии обводнения скважины и в период ожидания технического перевооружения, тогда как их массовое применение приводит к осложнениям при подготовке газа к транспорту на УКПГ.

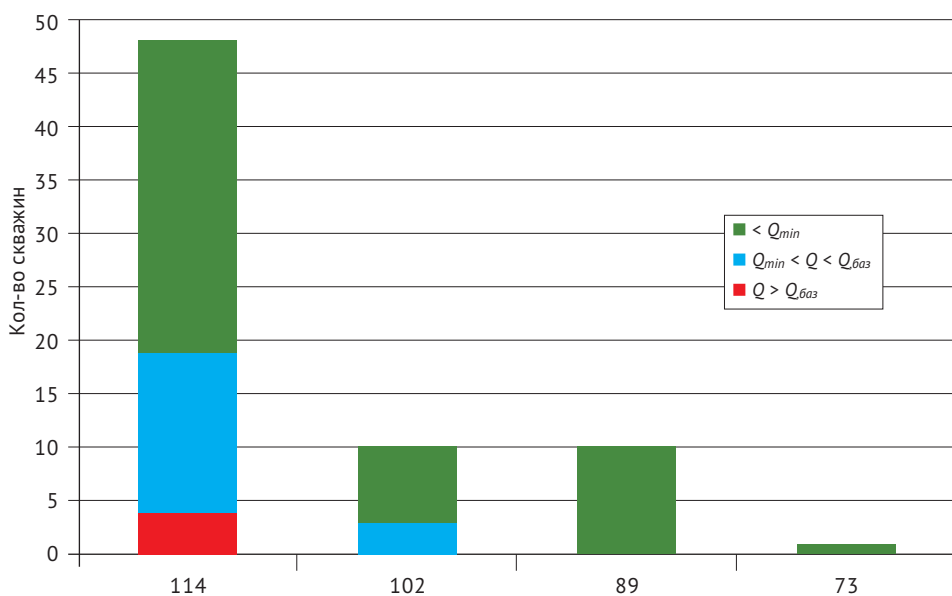


Рис. 3. Распределение скважин западного купола Северо-Уренгойского по условиям выноса жидкости с потоком газа в зависимости от диаметра НКТ

Замена НКТ на трубы меньшего диаметра позволяет обеспечить скорости потока, необходимые для устойчивого и непрерывного выноса жидкости на устье скважин, но сопровождается снижением производительности скважины в результате роста гидравлического сопротивления подъемника, к сложностям ее эксплуатации совместно с соседними высокодебитными скважинами куста.

Газлифтные технологии подъема жидкости позволяют эксплуатировать скважины без потерь газа, но связаны со значительными затратами на дополнительные нагнетательные коммуникации и неэффективны на поздней стадии разработки залежей.

Механизированная добыча с помощью погружных насосов (ЭЦН) может осуществляться для эксплуатации скважин, в которых уровень ГВК находится в интервале перфорации, с целью снижения уровня жидкости в скважине и создания условий для вовлечения в активное дренирование неработающих по причине обводнения интервалов. Вместе с тем, повышенные требования к конструкции ЭЦН и необходимость электрификации кустовых площадок ограничивают полномасштабное внедрение данного способа добычи газа [3].

Наиболее перспективным и надежным способом добычи в текущих условиях эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений является технология с использованием концентрических лифтовых колонн. Спуск трубы меньшего диаметра обеспечивает необходимые условия для удаления из скважины жидкости, накапливающейся на забое ввиду недостаточной скорости восходящего потока в основной лифтовой колонне. Технологическая эффективность эксплуатации скважин по КЛК достигается путем разделения пластовой газожидкостной смеси в стволе скважины на два потока, движущихся по каналам, образованным двумя концентрически размещенными одна в другой центральной колонне и основной лифтовыми колоннами труб.

Для различных соотношений диаметров основной лифтовой колонны и КЛК были проведены расчеты с целью оценки гидравлической эффективности и оптимального сочетания типоразмеров лифтовых колонн для текущих горно-геологических условий разработки месторождения (рис. 4).

Возможность применения технологии эксплуатации скважин по КЛК определяется граничными условиями по пластовому давлению и значению минимально необходимого дебита газа. Возможность и целесообразность использования КЛК для эксплуатации малодебитных скважин ограничена рядом факторов, в том числе, конструкцией (близкий к вертикальному профиль ствола, диаметр лифтовой колонны не менее 114 мм, отсутствие пакера) и характером их обводнения (наличие в пластовой продукции конденсационной воды либо ее смеси с техногенной) [4].

Учитывая увеличение объемов попутно добываемой воды на фоне аномально низких пластовых давлений, задача эксплуатации залежи в условиях интенсивного внедрения пластовых вод должна решаться

комплексно и предусматривать технико-технологические решения по утилизации скважинной жидкости. На основании этих критериев по результатам анализа фонда добывающих скважин для испытания технологии эксплуатации по КЛК с реализацией технического решения по закачке скважинной жидкости в поглощающий сеноманский горизонт на Северо-Уренгойском месторождении рекомендованы первоочередные скважины № 15242 (технология КЛК) и № 15245 (закачка жидкости в пласт).

Рекомендованным вариантом действующего проектного документа предусмотрено внедрение технологии эксплуатации скважин с применением КЛК в качестве одного из основных мероприятий по поддержанию работоспособности фонда добывающих скважин — реализация данной технологии предусмотрена на 20% фонда скважин Северо-Уренгойского НГКМ. В соответствии с комплексной программой реконструкции запланировано техническое перевооружение скважин по 8 единиц в год, начиная с 2019 года.

В конце 2013 года скважина № 514 сеноманской залежи Уренгой-

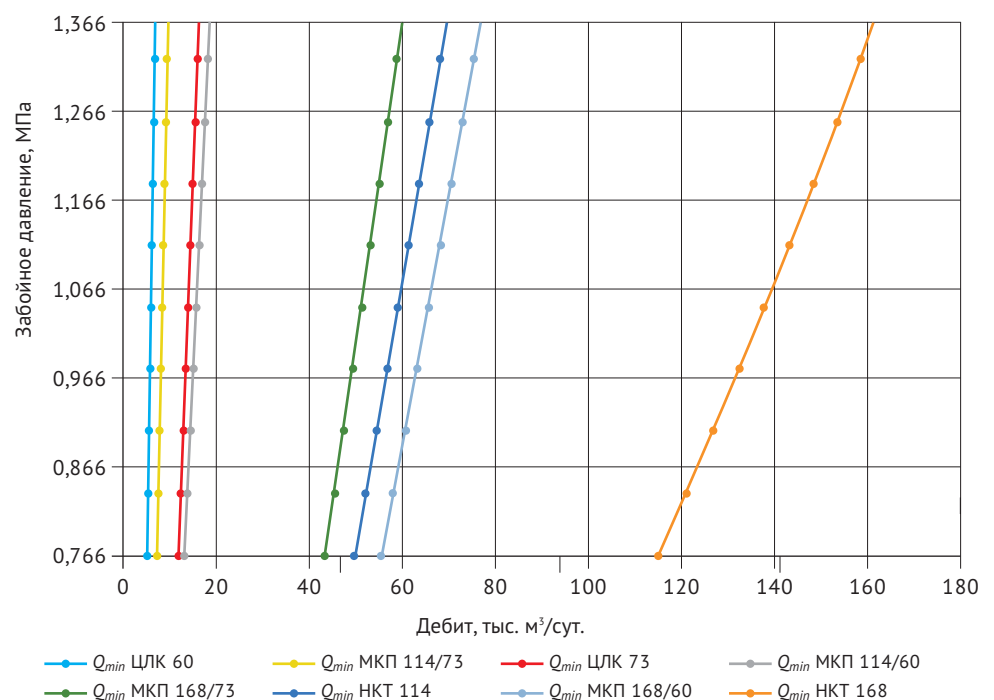


Рис. 4. Зависимость минимально допустимого дебита газа для непрерывного выноса жидкости от забойного давления для разных вариантов компоновок

ского месторождения без проведения операции по ее глушению была оборудована центральной лифтовой колонной с наружным диаметром 73 мм и внутренним 49 мм. До этого колебания давления в газосборном коллекторе (ГСК) приводили к ее самоглушению конденсационной водой и необходимости продувок на факел до двух раз в неделю. В настоящее время скважина устойчиво работает в ГСК без продувок, и мониторинг ее технологических параметров подтверждает

эффективность технологии эксплуатации по КЛК, а также перспективность дальнейшего ее внедрения. Прогнозный расчет показателей объемов добычи газа на 25 лет показал, что в варианте «с проектом» стабильная работа скважины может быть обеспечена на весь период прогноза. В варианте «без проекта» стабильная эксплуатация скважины не может быть обеспечена на весь срок прогноза даже с использованием технологии периодических продувок [5].

Комплексный анализ разработки сеноманской залежи Северо-Уренгойского месторождения и опыт успешного внедрения технологии эксплуатации скважин с применением КЛК на примере скважины № 514 Уренгойского месторождения свидетельствует о возможности внедрения технологий для обеспечения устойчивой работы эксплуатационного фонда в условиях объективного снижения энергетического потенциала пласта и ухудшения геологического состояния скважин.

Список литературы

1. *Корякин А.Ю.* Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса. — М., 2016. — 272 с.
2. *Тоцигин А.А.* Гидродинамика газожидкостных смесей в разработке и эксплуатации газоконденсатных месторождений / Автореферат дисс. докт. техн. наук. — М., 1979.
3. *Ли Дж., Никенс Г.В., Уэллс М.* Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. Пер. с английского. — М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. — 384 с.
4. *Дикамов Д.В.* Техника и технологии для эксплуатации месторождений на заключительной стадии разработки // Газовая промышленность. 2014. № 9. — С. 68–71.
5. *Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Донченко М.А.* Опыт эксплуатации скв. 514 сеноманской залежи Уренгойского НГКМ, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами // Газовая промышленность. 2015. № 5. — С. 29–33.

References

1. *Koryakin A.Yu.* Integrated solutions for the development and operation of wells on Urengoy production complex. — M., 2016. — 272 p.
2. *A.A. Tochigin.* Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in the development and operation of gas-condensate fields / Abstract of diss. Doct. tech. science. — M., 1979.
3. *Lea J., Nikens H., Wells M.* Gas Well Deliquification — Solutions to Gas Well Liquid Loading Problems / Translation from English. — M.: OOO Premium Engineering, 2008. — 384 p.
4. *Dikamov D.V.* The equipment and technologies for operation of fields at a final stage of development // Gasovaya promyshlennost. 2014. № 9. — P. 68–71.
5. *Minlikayev V.Z., Dikamov D.V., Mazanov S.V., Koryakin A.Yu., Donchenko M.A.* Practice of well 514 operation of cenomanian reservoir of Urengoy oil, gas, condensate field, equipped with the concentric tubing // Gasovaya promyshlennost. 2015. № 5. — P. 29–33.



Концепция двухэтапного формирования и рационального использования нефтяных скоплений (на примере месторождения Северные Бузачи)

ПАО «ЛУКОЙЛ»

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М. ГУБКИНА
ЮЖНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

В.А. Бочкарёв, кандидат геолого-минералогических наук

А.В. Бочкарёв, доктор геолого-минералогических наук, профессор

С.Э. Сианисян, кандидат геолого-минералогических наук

Э.С. Сианисян, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Аннотация. Крупное по запасам в юрско-меловых отложениях месторождение Северные Бузачи сформировалось за счет углеводородов (УВ) полностью или частично разрушенных нефтяных залежей в подсолевых каменноугольных рифогенных постройках Северного Каспия. Исходя из этого предлагается генетически родственные УВ в рифогенных постройках закачивать в юрско-меловые отложения с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) месторождений Северного Каспия и получения ряда других преимуществ данного технологического мероприятия. В качестве модельного полигона рассматривается VII блок крупного нефтяного месторождения Северные Бузачи.

Ключевые слова: Тенгиз, Северные Бузачи, Бузачинский свод, блоковое строение, генезис УВ, палеозойские отложения, юрский продуктивный пласт, нефтяные залежи в рифовых постройках.

The concept of two-step formation and rational use of oil accumulations (on the example of Northern Buzachi Deposit)

LUKOIL IUW INC.

GUBKIN RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL AND GAS
SOUTHERN FEDERAL UNIVERSITY

V.A. Bochkarev, PhD in Geology and Mineralogy

A.V. Bochkarev, D.Sn, Professor

S.E.Sianisyan, PhD in Geology and Mineralogy

E.S. Sianisyan, D.Sn, Professor

Abstract. It is shown, that oil&gas Northern Buzachi field relates to fields of Jurassic-Cretaceous sediments of Northern Caspian which were formed as result of partial or complete destruction of oil fields in the subsalt Carboniferous reefs of the Premorskian arch.

Keywords: oil and gas deposit; the northern sector of the Caspian sea; Jurassic-Cretaceous sediments; oil-bearing; oil and gas potential; Northern Buzachi oil and gas field.

Общие сведения

Крупное по запасам газонефтяное месторождение Северные Бузачи было открыто в 1975 году в Манги-

стауской области Казахстана на полуострове Бузачи. Залежи выявлены на глубине 300–550 м. Начальные дебиты сверхтяжелой нефти 3,4–48 м³/сутки. Извлекаемые запасы оце-

ниваются приблизительно в 50–80 млн т нефти (при величине геологических запасов более 200 млн т нефти). Залежь находится в промышленной разработке.

Геологическое строение и выбор объекта исследований

На месторождении пробурено более 1200 скважин. Продуктивный разрез отложений представлен юрскими (байосский, батский ярусы) и меловыми (неокомский надъярус, аптский и альбский ярусы) породами. В продуктивном разрезе отложений, представленного переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, выделено 7 пластов в меловых отложениях (А1, А2, Б, В, Г, Д1, Д2) и два горизонта (Ю-1 и Ю-2) в юрских, к которым приурочены нефтяные и газонефтяные залежи.

Юрские отложения содержат от 1 до 15 пластов-коллекторов (коэффициент расчлененности 4,8). Часто пласты сливаются между собой, образуя единый укрупненный резервуар. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,2 до 59,9 м, составляя в среднем 18,2 м. Первый промышленный приток нефти был получен в 1975 году в скважине Г122 из неокомских отложений и в скважине Г130 — из юрских. ВНК залежи на отметке минус 522,3 м. Максимальная вскрытая толщина юрско-меловых отложений составляет 1030 м.

Месторождение Северные Бузачи находится в непосредственной близости к зоне сочленения двух платформ (Восточно-Европейской и Скифско-Туранской) и двух нефтегазоносных провинций (Прикаспийской и Северо-Кавказско-Мангышлакской). Зона сочленения проходит по северному ограничению кряжа Карпинского, имеющего покровно-надвиговое строение палеозойского складчатого комплекса метаморфизованных отложений. Отсюда сложность строения района расположения месторождения с широкой сетью различных нарушений, обусловленных высокой тектонической активностью: герцинской (для палеозойских пород) и альпийской (для палеоцен-кайнозойских пород) фазами складчатости. Наиболее глубокий отпечаток оставила после себя герцинская фаза складчатости, когда сформировалось складчатое сооружение кряжа Карпинского.

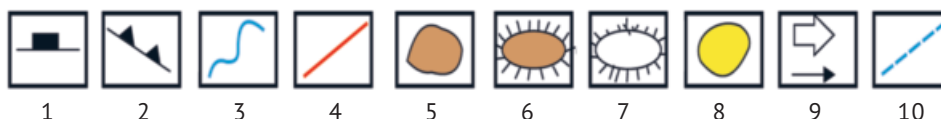
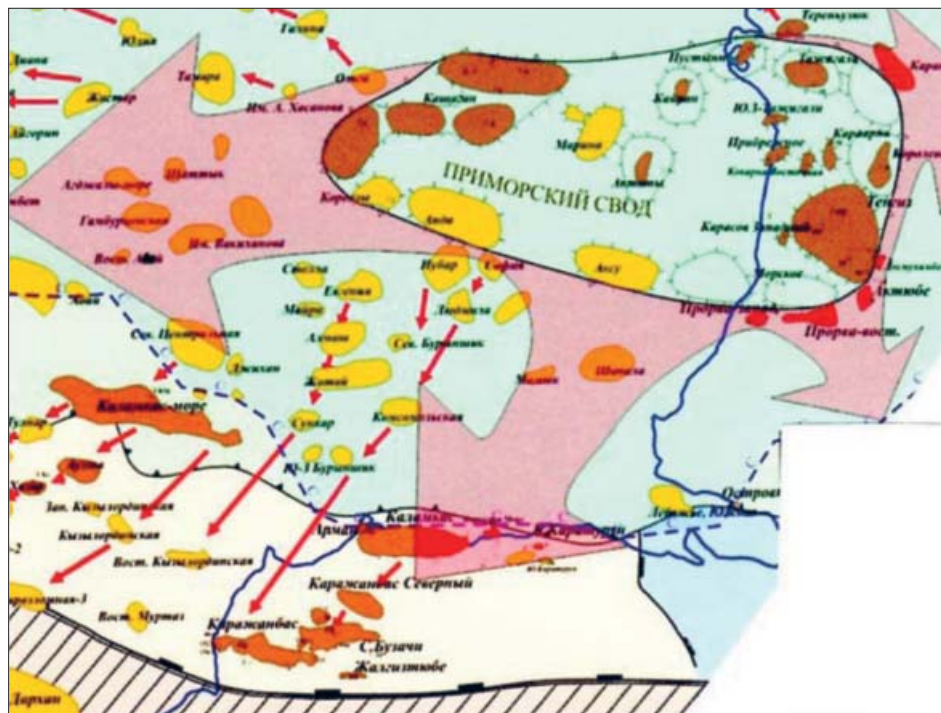


Рис. 1. Схема формирования и размещения месторождений и локальных поднятий в юрско-меловых отложениях Северного Каспия. 1 — граница сочленения платформ (Восточно-Европейской и Скифско-Туранской); 2 — границы сводовых поднятий; 3 — граница моря; 4 — тектонические нарушения; 5 — нефтяные и нефтегазовые месторождения; 6 — нефтяные залежи в рифогенных постройках; 7 — разрушенные частично или полностью рифогенные постройки; 8 — выявленные структуры; 9 — направление миграционных потоков УВ от Приморского свода; 10 — граница выклинивания пермской региональной соленосной покрывши

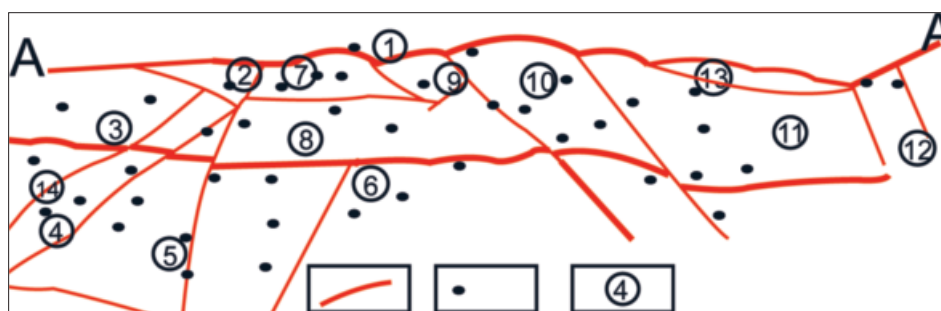


Рис. 2. Схема расположения блоков по результатам интерпретации сейсмике 3Д (2010 год). 1 — тектонические нарушения; 2 — скважины; 3 — номер тектонического блока

К северу от него инверсионные и взбросо-надвиговые структуры проявились со значительно меньшей интенсивностью и в направлении к Приморскому своду палеозойские отложения переходят в платформенные слабо или не дислоцированные породы южного борта Прикаспийской синеклизы.

Береговая линия Каспийского моря делит Бузачинский свод на морскую и материковую части (рис. 1). Структура Северные Бузачи расположена в центральной части свода и приурочена к узкой линейной складке, осложненной многочисленными разрывными нарушениями (рис. 2). Поднятие в пределах

изогипсы минус 370 м имеет размеры 17,5×5,5 км и амплитуду до 70 м.

Результаты интерпретации материалов сейсморазведочных работ на базе данных двух сейсмических съемок 2D и 3D (2002–2007 годы) в комплексе с данными всех пробуренных скважин подтвердили сложное разломно-блоковое (от мелко-блокового до крупноблокового) строение месторождения. Тектонические нарушения, выделенные по результатам интерпретации сейсморазведочных работ делят структуру на блоки (см. рис. 2). При получении противоречивых результатов в целом ряде случаев для уточнения границ блоков бурились профили из 2–3 структурно-поисковых скважин с расстоянием между ними 350–500 м, которые использовались для выделения сбросов геологическими методами (проективной геометрии).

Высокая тектоническая активность района расположения структуры Северные Бузачи сохранилась в триасовое и юрско-меловое время. В результате в пределах площади месторождения структурный план размытой поверхности дислоцированных и в значительной степени метаморфизованных палеозойских пород в сложной структуре разломно-блокового строения доюрского основания отразился на конфигурации структурных элементов в отложениях платформенного покрова с основными особенностями простирания в них складчатых и разрывных элементов. При этом на денудированной поверхности вдоль ослабленных зон дробления палеозойских надвигов и взбросов, формировавшихся в условиях сжатия пород, стали развиваться сбросо-сдвиги в мезозойских отложениях с обратным знаком тектонических движений с меньшей амплитудой смещения по плоскостям сместителей сбросов и сдвигов (растяжение пород) или реверсные разрывные нарушения. В более молодых покровных отложениях тектоническая нарушенность пород заметно сокращается, плотность разрывных нарушений на единицу площади в покрывающих фундамент отложениях

становится существенно меньше, амплитуда их к поверхности резко сокращается [2].

Структуроформирующий протяженный северный сброс А-А контролирует приразломную брахиантиклинальную складку субширотного простирания, поделенную на укрупненные разноразмерные блоки серией тектонических нарушений различного простирания (см. рис. 2а). Совокупность ортогонально ориентированных нарушений создают разломно-блоковую модель строения месторождения. При достигнутой степени изученности месторождения выделяется 14 укрупненных блоков. Каждый блок месторождения имеет индивидуальный характер насыщения по продуктивным пластам-коллекторам.

Формирование нефтегазовой залежи

В акватории Северного Каспия и на прилегающей суше выявлена обособленная группа нефтяных и нефтегазовых месторождений, продуктивность которых связана с юрско-меловыми отложениями. При этом формирование месторождений никак не связано с дальней миграцией со стороны зон (источников) генерации в юрских нефтегазоматеринских отложениях передового Терско-Каспийского прогиба. Прежде всего, из-за наличия крупных валобразных структур вдоль южного борта кряжа Карпинского (зона передовой герцинской складчатости). Так, системы Ракушечно-Широтно-

го и других валов оказались непреодолимой преградой для УВ,двигающихся со стороны Терско-Каспийского прогиба в северном направлении. К северу от системы Ракушечно-Широтного и сопряженного с ним валов располагается того же простирания система Джанайско-Южно-Бузачинских депрессий. В результате от северной границы кряжа Карпинского до системы Ракушечно-Широтной зоны поднятий размещается бесперспективная зона в нефтегазоносном отношении (область отсутствия месторождений при наличии многочисленных разбуренных структур и ловушек).

Изложенное выше позволяет предположить, что месторождения Северного Каспия могли формироваться за счет двух источников: либо за счет собственного материнского потенциала, либо за счет подстилающих палеозойских отложений. Рассмотрим каждый из них.

Юрско-меловой потенциал

Генетически нефти всех месторождений Северного Каспия в мезозойских отложениях близки по составу, свойствам, степени преобразованности и товарным свойствам (табл. 1) (Р.С. Мурзагалиев, 2003; Остроухов С.Б., 2011).

Нефтегазовый потенциал юрско-меловых пород и степень их преобразованности на рассмотренной территории оценены по результатам исследования керн, представленного глинистыми разностями. При этом были выбраны образ-

Таблица 1

Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти юрско-меловых отложений месторождения Северные Бузачи

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	
	скважин	проб			
Плотность при 20°C, г/см ³	20	21	0,9267–0,9503	0,9396	
Вязкость кинематическая, мПа·с, при t = 20°C	14	14	605–2821	1366	
	14	14	70,9–290,0	161	
Температура застывания, °C	16	16	(–33)–(–9)	–20	
Массовое содержание, %					
	серы	16	16	1,97–2,40	2,10
	парафинов	18	18	0,86–3,80	2,4
асфальто-смолистых веществ	18	18	18,7–28,7	23,1	

цы как с углистыми включениями, так и без них. На рис. 3 приведен график в координатах ИН-Тмах для изученных образцов керн. Все полученные результаты расположились в зоне керогена III типа, характеризующий континентальный (гумусовый) тип ОВ. Генерационный потенциал пород по данным пиролиза ($S_1 = 0,02-0,05$ и $S_2 = 0,2-0,4$ мг УВ/г) относит их к крайне бедным. По степени преобразованности ОВ никогда не выходило за пределы градаций протокатагенеза (землистый и блестящий бурый уголь), которым соответствует по условиям генерации верхняя зона образования кислых газов: по данным пиролитического анализа в экстрактах ОВ в интервале глубин 500–1500 м, $R^\circ = 0,37-0,53$ (рис. 3) [1, 3, 4].

В рассматриваемом регионе обращает на себя внимание тот факт, что не все ловушки заполнены УВ, что, с одной стороны, исключает формирование залежей на месте (in situ) или в ближайшем окружении одновозрастных пород, а с другой, указывает на избирательность (неповсеместность) заполнения в раз-

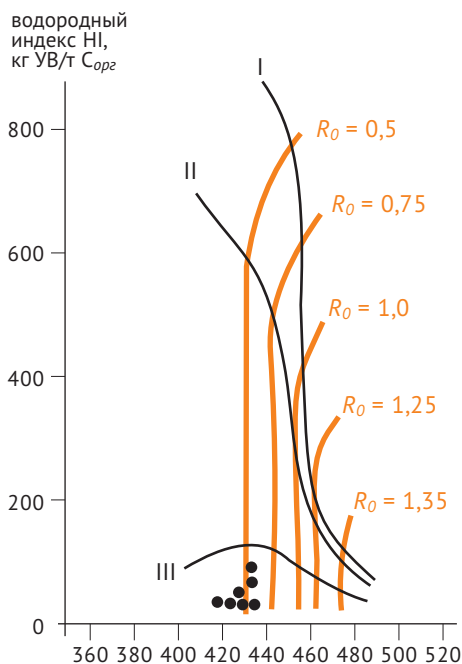


Рис. 3. Тип керогена и степень его преобразованности в продуктивном разрезе юрских отложений месторождения Северного Каспия (по Остроухову С.Б., 2011)

нообразных сложных по строению ловушках на путях миграции УВ.

Собственные депрессии в рассматриваемом районе малопогружены по мезозойско-кайнозойским отложениям, а история прогибания отложений в них согласно графиков погружения и реконструкции условий образования и накопления залежей УВ Северо-Каспийской зоны поднятий указывает на то, что юрско-меловые отложения не опускались здесь глубже 1500 м. При этом подошва юрских отложений в самой погруженной части не достигала главной зоны нефтеобразования (примерно 600 м) [3, 4]. Тем самым подтверждается, что в малопогруженных и малотолщинных юрско-меловых отложениях Северного Каспия собственный нефтегазоматеринский потенциал этих пород остался нереализованным, в виду низкой степени катагенеза КОВ и РОВ пород [3].

Состояние нефтяных залежей Северные Бузачи указывает на то, что на месте их нахождения отсутствует подпитка УВ (в том числе новейшей генерации) и ожидаемого в таких случаях изменения состава нефтей в сторону их облегчения в залежах не происходит. Напротив, как и на сопредельных площадях, на месторождении Северные Бузачи наблюдается обратный процесс «старения» нефти: увеличивается содержание смол и асфальтенов (в настоящее время 23,1 % масс. %), парафинов (от 0,86 до 3,8 масс. %), серы (от 1,97 до 2,32 масс. %), значений плотности (от 0,9381 до 0,9503 кг/м³), кинематической вязкости при 20°C (от 605 до 2821 мПа·с), температуры застывания нефти (-33°C); наблюдаются низкое газосодержание (от 5,14 до 5,536 м³/т) и давление насыщения нефти газом и т.д. (табл. 1). Все эти параметры характерны для сверхтяжелой высоковязкой нефти, лишившейся легких фракций и практически полностью растворенного газа [3, 4]. Таким образом, Северные Бузачи и другие месторождения Северного Каспия по условиям формирования и разрушения нефтяных скоплений являются типичными месторождениями с био-

деградированной нефтью и с невозполняемыми запасами УВ [3, 5].

Палеозойские отложения

Палеозойские нефти Северного Каспия, как источник УВ для юрско-меловых пород, выделились из ОВ, отложившегося в условиях значительного дефицита кислорода и значительного сероводородного заражения, то есть в типично морских условиях с богатой морской флорой и фауной и были связаны с карбонатными фациями южного борта Прикаспийкой синеклизы [1, 3]. Нефти палеозойского возраста генерированы ОВ, степень преобразованности которого на разных последовательных этапах нефте-, а затем газообразования соответствовала градациям катагенеза МК12–АК46 или главным зонам образования: нефти (МК11–МК31), углеводородных газов (МК32–АК23) и кислых и неуглеводородных газов (АК43–АК46) — последний, в том числе и современный этап. При этом на одних месторождениях процесс перестроения нефтяных залежей в газоконденсатные завершён (Астраханское), на других завершается (Кашаган, Тенгиз) [1].

Из разбуренных палеозойских рифовых массивов уникальные по запасам нефтяные залежи сохранились на месторождениях Тенгиз, Кашаган, Кайран, Актоты в пределах Приморского атolloобразного сводового сооружения. С другой стороны, полностью разрушенные или частично сохранившиеся залежи в таких же рифовых постройках (Каратон, Тажигали, Пустынное, Огайский, Королевское и супергигант Южный) стали источником УВ для юрско-меловых отложений за счет их прорыва в соляных мульдах по разрывным нарушениям (Мурзагалиев Р.С., 2003). Прорыв нефтегазовой смеси из разрушенных рифогенных построек происходил в ослабленных зонах — в соляных мульдах по разрывным нарушениям. Этому способствовало сокращение толщины пермской соленосной покрывки, которая южнее на склоне свода полностью выклинивается (рис. 1).

Прорыв УВ состоялся, когда в органогенных постройках уже сформировались нефтяные залежи, которые затем активно насыщались газообразными продуктами генерации. Подпираемая аномально высоким давлением прорвавшаяся нефть поступила в породы, в которых степень преобразованности ОВ не превышает до сих пор градаций протокатагенеза.

Прямым аналогом формирования залежей за счет прорыва из подсолевых отложений может служить месторождение Уэст Падрони бассейна Денвер (Клейтон Ю.Л., 1989) [3, 5]. В бассейне Денвер региональная нефтеносность меловых отложений на основе ограниченных геохимических данных длительное время связывалась с латеральной миграцией нефти из самих меловых отложений в неглубоких депрессиях. Однако углубленные хроматографические и спектрометрические исследования нефтей с высокой плотностью (0,930–0,970 кг/м³), с высоким содержанием смол и асфальтенов (до 40 %) и серы (более 2%) и экстрагированного незрелого ОВ (протокатагенез) позволили доказать, что источником нефти в меловых отложениях являются УВ подсолевых пород пермско-пенсильванского возраста (средний-верхний карбон) [3].

Концепция формирования залежей в мезозойских отложениях

Основной состав нефтематеринского вещества палеозойских отложений рассматриваемого региона накапливался и перерабатывался в мелководных, застойных резервуарах в условиях сильного дефицита кислорода, что характерно для палеозойской седиментации этого временного интервала. Однако подобные обстановки осадконакопления в юрский период по данным анализа палеоусловий не фиксируются. В результате приведенных рассуждений и фактов можно сделать вывод о том, что палеозойские нефти образовались в одних условиях (застойный режим с дефици-

том кислорода), а находятся в юрских ловушках, в которых материнское вещество формировалось в других условиях (континентальный режим с наземной растительностью и торфяниками).

Месторождения в юрско-меловых отложениях Северного Каспия сформировались, таким образом, за счет мультисистем (в различных соотношениях углеводородные смеси нефти и газоконденсата), прорвавшихся сквозь соленосную покрывку под огромным пластовым давлением по зонам дробления разрывных нарушений за счет разрушения уникальных по объему и запасам массивных рифогенных залежей в подсолевых каменноугольных отложениях. Запасы только одного разрушенного рифового месторождения Каратон были адекватны Тенгизскому месторождению. Процесс прорыва соленосной покрывки и внедрения нефтегазовой смеси, подпираемой колоссальным внутрипластовым давлением (свыше 111,5 МПа), в юрско-меловые пласты-коллекторы можно представить, если напомнить катастрофическое аварийное фонтанирование скважины 37 Тенгизской. При ее фонтанировании суточный дебит достигал 10–28 тыс. т нефти и 2–15 млн м³ газа, высота пламени достигала 300 м при диаметре 50 м, а ликвидировать аварию удалось только на 398 суток.

Прорвавшиеся под большим давлением в мезозойские покрывающие отложения УВ палеозойского возраста распределились в юрских и меловых отложениях в соответствии с рельефом пластов-коллекторов в терригенных осадках. Нефть, пока сохранялось высокое пластовое давление, латерально растекалась в юрско-меловых пластах-коллекторах первоначально над и вокруг разрушенных палеозойских рифов, а затем двигалась произвольно по вектору наименьшего сопротивления, заполняя все ловушки по трассам миграционных путей, пока не иссякло давление и не прекратилось движение нефти (см. рис. 1). Северные Бузачи и другие месторождения Северного Кас-

пия по условиям формирования и разрушения нефтяных скоплений являются типичными месторождениями с биодеградированной нефтью и невосполняемыми запасами УВ [3].

Второй этап эволюции нефтяных залежей палеозойского возраста в юрско-меловых ловушках связан с длительным периодом их разрушения (включая биодеградацию, на что указывает низкое содержание *n*-алканов). Попав в результате единовременной инъекции с глубины 4–6 км и разместившись в ловушках на глубинах 0,25–1,5 км, нефть, не получая дополнительного питания (отсутствие процесса ее обновления), стала со временем терять привлекательные товарные свойства (в основном за счет систематической потери в ее составе легких фракций). Анализ хроматограмм месторождений Северного Каспия (Остроухов С.Б., 2011) выявил низкую концентрацию в нефтяном пласте *n*-алканов до состава C₁₂, указывающую на то, что в течение второго эволюционного этапа имели место процессы, приводящие к расформированию залежи с потерей растворенного газа и легких УВ (процессы бактериального окисления) и образованию остаточной тяжелой нефти. В свою очередь, это указывает на отсутствие на современном этапе подтока УВ и на потере связи с зоной их генерации [3].

Реконструированный состав «первичной» нефти месторождений Северного Каспия, представленный на рис. 4, полученный в результате компьютерного моделирования, по распределению *n*-алканов C₉₊, [3–5] имел в своем составе легкие («потерянные») УВ от 30 до 35% вес. Оценка количества «потерянных» УВ на основе комплексного изучения количественного и качественного изменения (включая восстановление исходного состояния) всех основных углеводородных составляющих нефтей разных типов в результате потери ими легких УВ, свидетельствует о том, что плотность данной (исходной) нефти на первом этапе должна находиться в пределах 0,800–0,810 г/см³ при стандартных условиях. Это

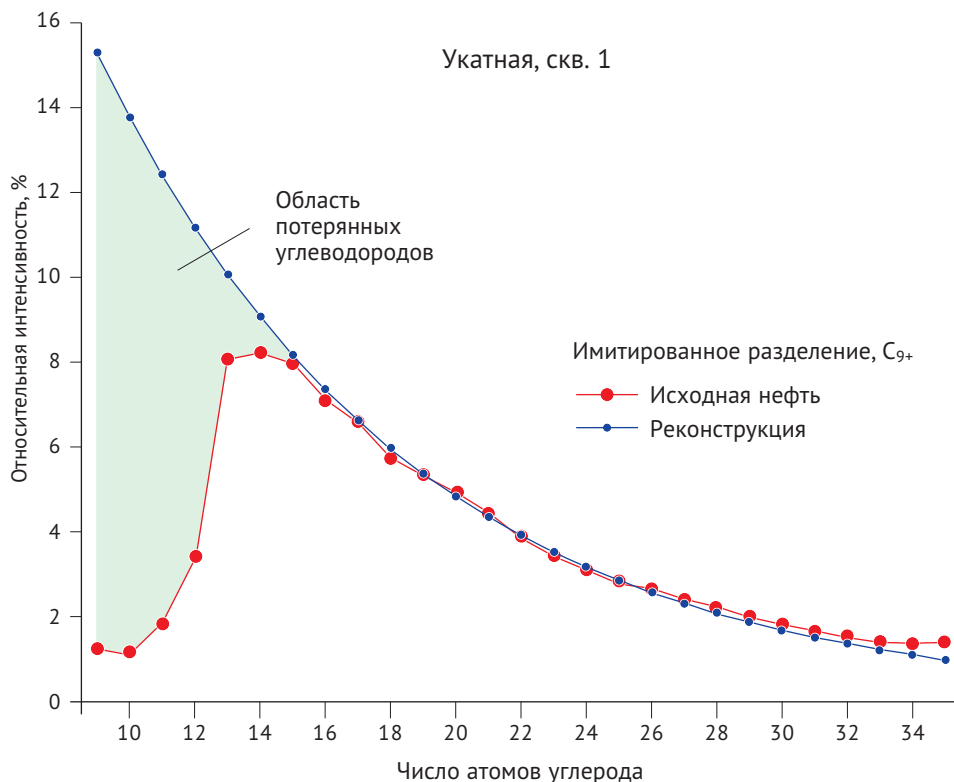


Рис. 4. Концентрационное распределение н-алканов в исходной нефти и «первичной», полученной с помощью моделирования (на примере месторождения Укатное) (по Остроухову С.Б.)

плотность современной тенгизской нефти ($0,8055 \text{ г/см}^3$).

Палеозойская нефтегазовая смесь в рифогенных ловушках содержала до 50% кислых компонентов, ввиду низкого содержания в карбонатных породах агрессивных металлов. Но содержащееся в большом количестве в терригенных юрских и меловых породах окисное и закисное железо, а также цинк, свинец и другие металлы полностью редуцировали сероводород с образованием пирита, марказита, сфалерита и других сульфидов. В результате в юрско-меловых залежах месторождения Северные Бузачи (как, впрочем, и на других месторождениях в этих отложениях Северного Каспия) сероводород либо отсутствует, либо содержание его незначительно (0,001–0,03 % мол.).

Пути эффективного освоения месторождения Северные Бузачи

Механизм подготовки трудноизвлекаемой нефти для ее рентабельной добычи из нефтяных залежей подсказан самой природой [3–5]. По-

скольку известен источник УВ в юрско-меловых отложениях (причина) и на основании представленной концепции поэтапного формирования залежей УВ, предложен путь решения проблемы повышения полноты извлечения тяжелых нефтей из залежей в рассматриваемых мезозойских продуктивных отложениях: закачка в эти пласты подвижных легких и агрессивных УВ из подсолевых па-

леозойских залежей в рифогенных постройках. Способ не имеет прямых аналогов и относится к методам повышения полноты извлечения тяжелых и высоковязких нефтей и природных битумов из залежей, отличающийся тем, что воздействие (закачка) на пласт, содержащего мало подвижную нефть, осуществляется генетически «родственной» разогретой в природных условиях и под естественным высоким давлением нефтегазовой смесью.

Исходя из генетической связи юрско-меловых нефтей с исходной подсолевой палеозойской нефтью в рифовых постройках (единый источник), предполагается удовлетворительная совместимость тяжелых, трудноизвлекаемых нефтей (юрско-меловые залежи месторождения Северные Бузачи) и внедряемой легкой (летучей) агрессивной нефти на газоконденсатной основе (подсолевая палеозойская залежь месторождения Тенгиз). Принципиальная схема способа разработки трудноизвлекаемой нефти из неглубокозалегающих залежей представлена на рис. 5. Рисунок иллюстрирует технологическую цепочку процесса доставки летучей нефти от месторождения Тенгиз по трубопроводу (расстояние 181 км по берегу) в пределы месторождения Северные Бузачи и закачку ее через нагнетательные скважины в нефтенасыщенные юрско-меловые пласты (рис. 2, 5, 6).

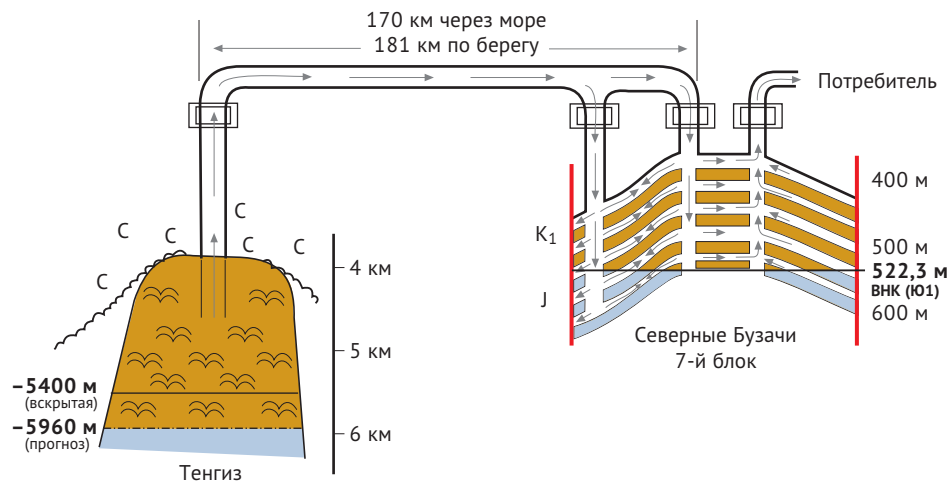


Рис. 5. Схема разработки трудноизвлекаемых нефтей месторождения Северные Бузачи за счет внедрения в юрско-меловые пласты палеозойской нефти месторождения Тенгиз

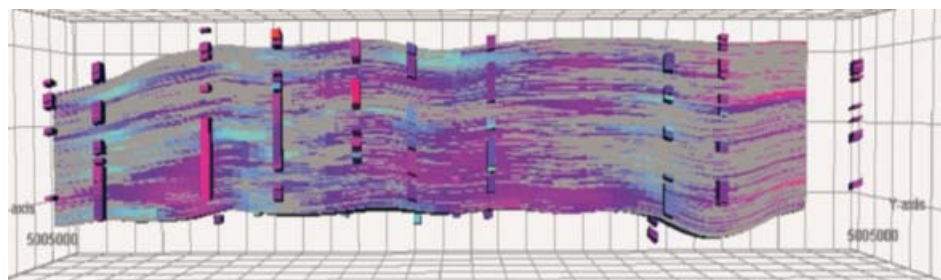


Рис. 6. Распределение пористости в объеме VII блока месторождения Северные Бузачи

Таблица 2

Сведения о строении VII блока месторождения Северные Бузачи

Возраст продуктивных отложений	Индекс пласта	Абсолютная отметка ВНК, м	Размеры залежи			Тип залежи	Средняя толщина продуктивных отложений, м
			длина, км	ширина, км	высота, м		
Верхний готеривбаррем (кугусемская свита)	А	-365,7	4,0	1,2	34	Пластовая, тектонически экранированная	1,7
	В	-370,6	4,5	0,7	16	Пластовая, тектонически экранированная	4,6
	Гв	-390,8	4,6	0,9	27	Пластовая, тектонически экранированная	5,1
	Гн	—	0,8	0,5	—	Линза	2,5
Берриас-валанжинский и готеривского ярусы	Д	-445,3	4,3	1,2	45	Пластовая, тектонически и литологически экранированная	3,1
Верхний байос-бат	Ю1	-522,3	4,5	1,25	82	Пластовая, тектонически экранированная	18,3

В центральной части месторождения в качестве полигона для внедрения рекомендуемой технологии его дальнейшего освоения выбран изолированный со всех сторон блок VII (рис. 2, б). Краткие сведения о строении резервуара в блоке VII представлены в табл. 2.

Затем осуществляется растворение, вымывание и извлечение нефтяной мультисистемы фонтанным способом на поверхность и доставка облегченной и в значительной мере очищенной от сероводорода нефти потребителю.

В основе предложенного механизма разработки трудноизвлекаемых нефтей лежит известный тезис о том, что легкая и агрессивная палеозойская нефть растворяет в себе

тяжелую малоподвижную и родственную по генезису мезозойскую нефть и обеспечивает для проблемной залежи повышение коэффициента нефтеотдачи с 01–0,2 до 0,5–0,6 (КИН залежей в палеозойских рифовых постройках). Процесс закачки под давлением тенгизской нефти можно сравнить в данном случае с эффектом «брандспойта», чистящего резервуар.

Другие преимущества предложенной схемы: возможность добычи нефти фонтанным способом; процесс сероочистки тенгизской нефти за счет процессов редукции сероводорода с металлами с образованием сульфидов. При этом уменьшится нагрузка вредных и экологически опасных веществ на окружающую среду;

после полного извлечения северобузачинской нефти резервуар этого месторождения при необходимости может действовать как созданное природой и человеком подземное хранилище тенгизской нефти.

Возможен выбор любой пары месторождений (с палеозойской и мезозойской нефтью) по ряду показателей (например, наиболее предпочтителен вариант с максимально коротким расстоянием между ними), но, очевидно, приоритетным окажется критерий одного недропользователя данной пары.

Выводы

1. Месторождение Северные Бузачи генетически принадлежит к месторождениям в юрско-меловых отложениях Северного Каспия, сформировавшимся за счет УВ, полностью или частично разрушенных нефтяных залежей в подсолевых каменноугольных, главным образом, рифогенных постройках Приморского свода.

2. Предложен путь решения проблемы повышения полноты извлечения тяжелых нефтей из залежей в мезозойских отложениях месторождения Северные Бузачи путем закачки в продуктивные пласты подвижной легкой и агрессивной нефти на газоконденсатной основе из подсолевых палеозойских залежей в рифогенных постройках. В перечне преимуществ предложенной схемы закачки тенгизской нефти в северо-бузачинские юрские пласты можно отметить возможность: постепенного роста коэффициента извлечения нефти из залежи с первоначально тяжелой нефтью до теоретически полного ее извлечения; переход на фонтанный способ разработки проблемной залежи; сероочистки тенгизской нефти и уменьшение нагрузки вредных и экологически опасных веществ на окружающую среду; использование в качестве созданного природой и человеком подземного хранилища тенгизской нефти.

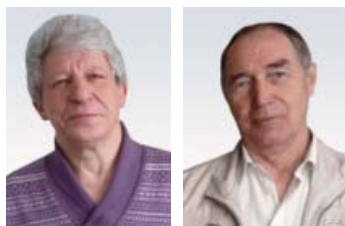
Список литературы

1. Бочкарёв А.В., Бочкарёв В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. — М.: ВНИИОЭНГ, 2006. — 324 с.
2. Бочкарёв А.В., Бочкарёв В.А. Сбросы и нефтегазоносность. — М.: ВНИИОЭНГ, 2016. — 428 с.

3. Бочкарёв В.А., Остроухов С.Б., Бочкарёв А.В., Крашакова А.В. Условия формирования углеводородных скоплений месторождения Укатное Северного Каспия // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 11. — С. 3–7.
4. Остроухов С.Б., Бочкарев В.А. Геохимический анализ процессов формирования залежей УВ Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна // Успехи органической геохимии. — Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2010. — С. 251–255.
5. Бочкарёв В.А., Остроухов С.Б., Крашакова А.В. Изучение возможности полного извлечения трудноизвлекаемой нефти // Вестник Волгогр. гос. ун-та. Сер. 10. Иннов. деят. Вып. 7. 2012. — С. 57–61.

Reference

1. *Bochkarev A.V., Bochkarev V.A.* Catagenesis and forecast of oil and gas mineral resources. — M.: VNIIOENG, 2006. — 324 p.
2. *Bochkarev A.V., Bochkarev V.A.* Discharges and petroleum potential. — M.: VNIIOENG. 2016. — 428 p.
3. *Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Bochkarev A.V., Krashakova A.V.* Conditions of formation of hydrocarbon accumulations Ukatnoe deposits of Northern Caspian sea // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*. [Geology, Geophysics and development of oil and gas fields]. 2011. № 11. — P. 3–7 (in Russian).
4. *Ostroukhov S.B., Bochkarev V.A.* Geochemical analysis of processes of formation of hydrocarbon deposits of Medium Caspian oil-gas basin *Uspekhi organicheskoi geokhimii*. [Advances in organic Geochemistry]. — Novosibirsk: ING SO RAN, 2010. — P. 251–255.
5. *Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Krashakova A.V.* The study of the possibility of complete extraction of tight oil // *Vestnik Volgogr. gos. un-t.* [Bulletin of Volgograd State University]. 2012. № 7. Ser. 10. — P. 57–61.



Ликвидация нефтегазовых скважин и проблемы перевода промышленных земель в другие виды землепользования

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РАН

А.И. Никонов, заведующий лабораторией, кандидат геолого-минералогических наук

М.К. Тупысев, старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы динамики техногенных деформационных процессов при разработке месторождений нефти и газа. Показана целесообразность оценки этих процессов при проектировании разработки месторождений и их ликвидации. Учет современных геодинамических процессов, проявляющихся при разработке месторождения УВ, позволяет проводить зонирование его территории по степени интенсивности их воздействия. Это дает возможность наметить зоны, для которых будут разрабатываться разные технологические методы долгосрочной ликвидации скважин.

Ключевые слова: ликвидация скважин, современные геодинамические процессы, контроль за разработкой месторождения.

Liquidation of oil and gas wells and problems of transfer of industrial land to other types of land use

OIL AND GAS RESEARCH INSTITUTE OF THE RAS (MOSCOW), RUSSIA

A.I. Nikonov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Laboratory

M.K. Tupysev, Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher

Abstract. The article deals with the dynamics of technogenic deformation processes in the development of oil and gas fields. The expediency of evaluating these processes in the design of field development and their elimination is shown. Taking into account the modern geodynamic processes, manifested in the development of the hydrocarbon field, allows zoning of its territory in terms of the intensity of their impact. This makes it possible to identify areas for which different technological methods for long-term liquidation of wells will be developed.

Keywords: liquidation of wells, recent geodynamics processes, control over the development of the field.

В настоящее время особую актуальность в РФ приобретает проблематика ликвидации нефтяных и газовых месторождений, которые вышли уже сегодня на завершающую стадию эксплуатации и последующую ликвидацию. На балансе этих добывающих предприятий находится большое количество законсервированных и ликвидированных скважин. Не смотря на существующее за-

конодательство и нормативно-правовые акты по ликвидации месторождений УВ, недропользователь не заинтересован в проведении данных работ и работ по охране окружающей среды, поскольку доход от реализации возвратных средств не покрывает расходы на ликвидацию объекта недропользования [1, 2].

Необходимо отметить, что эксплуатация месторождений на этапе

падающей добычи происходит в сложных физико-геологических условиях, которые определяются низкими пластовыми давлениями в залежи, высокой степенью ее обводненности, уменьшением или увеличению пористости и проницаемости пород коллекторов, растворением или вымыванием цементообразующих минералов пород, изменением физико-механического состоя-



ния пород коллектора вплоть до разрушения его минерального скелета и выноса этих частиц (мелких фракций) в зоны депрессий, разрушением призабойной зоны скважин, изменением температурного режима в пласте и другими факторами [3, 4]. Вышеперечисленные факторы, а также проведение ремонтных работ на скважинах, находящихся в эксплуатации 10–15 лет и более приводит к высокому износу ее оборудования, конструктивных элементов и герметизирующих материалов с горной породой. В процессе ее последующей ликвидации практически невозможно извлечь полностью изношенное оборудование, восстановить герметичность затрубного пространства, а тем более восстановить изначальные параметры геологической среды. Также известно, что на стадии ликвидации месторождений углеводородов (УВ) часто происходит переформирование остаточных запасов, которые могут скапливаться в зонах и ликвидированных скважин. В связи с чем, ликвидированные скважины остаются опасными промышленными объектами и не отвечают понятию «ликвидированная» скважина.

Решение подобных проблем в плане технологий и разработки нормативной базы для долгосроч-

ной ликвидации скважин морских платформ, в том числе расположенных в Арктических морях, уже сегодня необходимо начинать, используя международный опыт и ресурсы Российских научных и экспертных организаций.

«Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» (с изменением Приказ Ростехнадзора от 12 января 2015 года № 1) являются не вполне корректными к пониманию термина ликвидированная скважина, так как предполагают проведение дальнейшего контроля за их состоянием. Такая ситуация на государственном уровне становится безысходной, так как промышленные земли нефтегазового комплекса невозможно перевести в иные виды землепользования (строительство, сельхозугодия, рекреация) в связи с их повышенным уровнем эколого-промышленной безопасности, а это приводит к экономическим потерям последующего использования земельных ресурсов этих территорий.

Необходимо, в данном случае, чтобы изначально были разработаны нормативы для разных видов и типов скважин с учетом конкретных параметров износа оборудования, степени природных и техногенных воздействий на элементы ее конструкции на разных стадиях разра-

ботки месторождения, также определен максимальный период ее эксплуатации с целью последующей их долгосрочной ликвидации.

Нормативная база должна учитывать технические последствия ликвидации скважин с момента получения лицензии на добычу полезных ископаемых, при создании проекта разработки месторождения, методов контроля за состоянием разработки и его ликвидации, направленной на сбережение других природных ресурсов, а также разработку нормативов степени изменения призабойной зоны и износа скважинного оборудования для технологических решений ее последующей ликвидации, разработку тампонажных материалов, способных обеспечить долгосрочную ее герметичность, разработку систем мониторинга недр в процессе добычи углеводородов и создание ликвидационных фондов. Разработка пакета взаимосвязанных нормативных документов позволит недропользователю осознавать ответственность на всех этапах разработки месторождения за состоянием недр и земель, в том числе и после его ликвидации, для планирования экономических механизмов по его рациональному освоению.

Многие эти задачи частично отражены в различных нормативных документах, но не являются целостной концепцией государства в связи с рациональным использованием земель в плане их последующей коммерциализации.

Без решения проблемы надежной и долгосрочной ликвидации скважин мы уже сегодня можем отнести многие территории месторождений УВ к территориям повышенного уровня чрезвычайной опасности природно-техногенного и экологического риска. Это означает, что после окончания разработки нефтегазовых месторождений все убытки берет на себя государство, а значит налогоплательщик.

Опыт решения данных вопросов сегодня имеется на базе лабораторий Института проблем нефти и газа РАН и его сотрудничества с крупными экспертными организациями нашей страны.

В данной статье авторы хотят обратить внимание на техногенные геодинамические процессы, которые, в основном, проявляются на стадии падающей добычи и оказывают дополнительное деформационное воздействие на горные породы и как следствие на весь комплекс скважинного оборудования [6–8]. Выявленные причинно-следственные связи проявления эндогенных и экзогенных процессов при разработке нефтегазовых месторождений, свидетельствует об их комплексном влиянии на изменение состояния природных систем (геологическая среда и ландшафт), и, как следствие, снижение уровня эколого-промышленной безопасности на объектах нефтегазового комплекса (НГК), а также приводящих к нанесению ущерба природным ресурсам [9, 10]. Прежде всего, к ним относятся процессы современной геодинамики недр природного и природно-техногенного характера [11, 12], которые в нормативной документации по проектированию разработки и обустройству, экологическому и геотехническому мониторингу месторождений не отражены или имеют фрагментарный характер, не взаимосвязанный со всеми стадиями освоения месторождений УВ.

Практический опыт исследова-

ний показывает, что на устойчивое состояние природных ландшафтных систем негативное влияние оказывают аномальные коротко периодичные воздействия природного и техногенного характера. К техногенным относятся современные геодинамические процессы, такие как аномальные деформации пород в зонах разломов, обширные проседания земной поверхности над месторождением, а также техногенно-индуцированные сейсмические процессы, являющиеся источником современных (быстрых) воздействий на изменение состояния недр и качества природной среды.

Формирование над месторождением обширной осадки земной поверхности за счет извлечения УВ приводит к изменению природного напряженно-деформированного состояния всего массива вышележающих горных пород, гидродинамических и водообменных параметров во всем комплексе водоносных горизонтов, физико-механических свойств коллекторов, герметических свойств «покрышек» и т. п. [13]

Многочисленные факты, полученные в ряде стран и регионов (США, Канада, Франция, Венесуэла, Китай, Россия и др.) показали, что данные процессы нарушают природное напряженно-деформирован-

ное состояние недр, создавая предпосылки для возникновения сильных и даже катастрофических природно-техногенных (индуцированных) геодинамических процессов, которые приводят к повреждениям и авариям объектов обустройства, то есть, снижают уровень их промышленной и экологической безопасности. Следовательно, природно-технические системы нефтегазового комплекса сами могут активно воздействовать на состояние недр и земную поверхность, являясь источником деструктивных процессов, таких же, как и природные.

Уровень относительных деформаций, проявляющийся в локальных объемах среды, вызванный современными геодинамическими процессами в недрах и на земной поверхности, достигает значений 10^{-5} – 10^{-4} в год, где последнее значение определяет порог прочности (разрушения) большинства твердых тел и конструкционных материалов [14]. Если учесть, что на дефектах среды деформационное воздействие способно накапливаться, то через 10–15 лет оно может достигнуть уровня 10^{-3} , что по всем нормативным документам, определяющим предел прочности материалов, соответствует их разрушению.

Последствия техногенного воз-



действия на геодинамическое состояние пород и флюидных систем распространяется на все компоненты недр — твердую, жидкую и газообразную [15]. В этом состоит принципиальное отличие деструктивной роли геодинамических природно-техногенных от природных процессов, которые по своему уровню отдельных воздействий сопоставимы с последними, но по скорости их протекания на 2–3 порядка выше. Поэтому очевидно, что эти процессы способны оказывать воздействие на изменение проектных параметров разрабатываемых флюидных систем, изменяя при этом физические свойства горных пород, являясь фактором не стабильности работы и дополнительного износа скважин, а также оснований зданий и сооружений объектов НГК.

Не учет геодинамических процессов приводит к различным негативным последствиям, довольно широко освещенных в публикациях:

- различные виды смятия и слома обсадных колонн эксплуатационных скважин с выходом их из строя [1–3];

- межпластовые перетоки флюидов, иногда с загрязнением питьевых водоносных горизонтов, выходом пластовых химически активных флюидов на земную поверхность [2];

- осадка земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями, в некоторых случаях сопровождаемая техногенными землетрясениями [12] и активизацией экзогенных процессов [9, 10, 12].

- активизация разломных зон, характеризуется проявлением в них аномальных деформаций за счет индуцированного воздействия процессов разработки месторождения [11].

Существующие нормативные требования создания геодинамических полигонов на месторождениях УВ (инструкция по производству маркшейдерских работ РД 07-603-03) направлены, в основном, за осуществлением контроля промышленной безопасности объектов обустройства НГК. Авторы данной статьи предлагают рассмотреть возможность использования геодезических и гравиметрических измерений, выполняемых для контроля промышленной безопасности объектов НГК как дополнительного к уже существующим методам контроля разработки месторождений УВ. Это позволит повысить оптимизацию процесса разработки месторождения, а также качество оценки деформационных процессов в недрах и на земной поверхности от уже вложенных средств на создание геодинамических полигонов и проведения измерений.

При оценке динамики геодинамических процессов, имеющих место при разработке месторождений углеводородов, необходимо учитывать, что объекты разработки, как и весь массив горных пород, находятся под влиянием квазистатического регионального поля напряжений. До начала разработки месторождения горные породы находятся в состоянии предельного равновесия, при котором сколь угодно малое возрастание на него нагрузки переводит его или его часть в состояние движения (деформирования). Важным является то, что деформация есть результат движения [12], а не силы или возникающего напряжения, определяемого как сила, нормированная на площадь ее приложения. Силы сами по себе еще не опре-

деляют деформаций, которые должны возникнуть. Следовательно, объяснить происхождение деформаций — это значит объяснить происхождение тех движений и сил, которые приводят к изменению взаимного расположения отдельных частей тела.

Поэтому проявления современных геодинамических процессов при разработке месторождения позволяют говорить об аномальном напряжено-деформированном состоянии пород продуктивных горизонтов. В связи с чем, на дневной поверхности могут образовываться области, как поднятия, так и опускания. Измерение вертикальной компоненты деформации земной поверхности геодезическими и гравиметрическими методами позволяют дать оценку генезиса образования на поверхности современных форм рельефа от поверхностных или глубинных источников воздействия, а также флюидоперетоков в зонах повышенной трещиноватости. На основе математического моделирования вертикальных составляющих разнонаправленных движений [12] определяется уровень деформационного воздействия на горные породы. Эти данные позволяют в процессе разработки месторождения осуществлять



контроль и регуляцию за пластовым давлением, а также скоростью и объемом извлечения флюида.

Таким образом, на динамику техногенных деформационных процессов оказывают влияние главным образом следующие факторы:

- размеры и форма залежи;
- коллекторские и петрофизические свойства пород и окружающих их пластов;
- активность окружающей водонапорной системы;
- амплитуда снижения пластового давления в залежи во времени и по площади.

Рассматривая все эти факторы, видим, что первые три, практически, сложно контролировать в процессе разработки месторождения, и только четвертый — позволяет путем изменения числа эксплуатационных и нагнетательных скважин, их дебита и площадного их размещения изменять деформационное воздействие на горные породы при выявлении опасных геодинамических процессов.

Разработанные комплексы методов за оценкой напряженно-деформированного состояния продуктивных и экраняющих пород при про-

ектировании, разработки и ликвидации месторождений позволяют районировать (зонировать) территорию месторождения по степени деформационных критериев с целью определения уровня их опасности при размещении объектов инфраструктуры и ликвидации месторождений. Данная методика зонирования позволит в дальнейшем определять степень промышленной и экологической безопасности территории месторождения УВ, на которой планируется осуществление гражданского строительства и/или сельскохозяйственной деятельности.

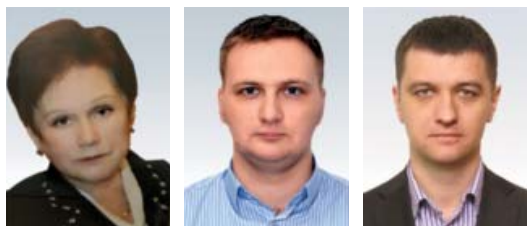
Список литературы

1. Добровольский А.П., Кутыкова М.В. Актуальные проблемы ликвидации объектов капитального строительства на завершающем этапе разработки нефтяных месторождений // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 1. — С. 298–307.
2. Агафонов В.Б. Правовое обеспечение охраны окружающей среды и экологической безопасности при пользовании недрами // Lex Russica. 2016. № 6 (115). — С. 61–81.
3. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений — коренной вопрос современности Российской нефтегазовой отрасли // Нефтесервис. 2007. № 2. — С. 35–40.
4. Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Геодинамическая природа аварийности скважин и трубопроводных систем / В кн. «Перспективы развития экологического страхования в газовой промышленности». — М.: ВНИИГАЗ, 1999. — С. 315–328.
5. Деформация обсадных колонн эксплуатационных скважин месторождения Северного Кавказа / Н.В. Черский, В.Н. Виноградов, В.В. Савченко, Г.Г. Жиденко, М.К. Тупысев, Е.П. Криворучко, Г.А. Буланкин. — М.: ВНИИЭгазпром, 1989. — 44 с.
6. Тупысев М.К. Техногенные деформационные процессы при разработке газовых месторождений // Обзор. информ. Сер. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». — М.: ИПЦ «Газпром», 1997. — 28 с.
7. Никонов А.И. Проблемы экологической безопасности и рационального природопользования объектов нефтегазового комплекса // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2010. № 1 (1). — 15 с. — URL: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения — 06.02.2018).
8. Никонов А.И. Современные подходы к решению вопросов эколого-промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса. // Территория Нефтегаз. 2013. № 8. — С. 88–95.
9. Никонов А.И., Тупысев М.К., Шаповалов Е.С., Яковлева О.Л. Оценка эколого-геодинамических последствий на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях // Нефтепромысловое дело. 2015. № 12. — С. 62–66.
10. Никонов А.И., Тупысев М.К., Шаповалова Е.С., Юрова М.П. Геодинамические факторы техногенной оценки воздействия на ландшафт при разработке нефтегазовых месторождений // Нефтепромысловое дело. 2014. № 12. — С. 51–56.
11. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика разломных зон // Физика Земли. 2014. № 10. — С. 95–11.
12. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании. — М.: Агентство экономических новостей, 1999. — 220 с.
13. Влияние осадки горных пород на подземные сооружения при извлечении флюидов из продуктивных пластов / Н.В. Черский, В.Н. Виноградов, Г.Г. Жиденко, В.В. Савченко, М.К. Тупысев // Доклады АН СССР. 1988. Т. 302. № 2. — С. 413–416.
14. Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Геодинамический мониторинг объектов нефтегазового комплекса // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности / Под ред. академика РАН А.Н. Дмитриевского. — М.: ГЕОС, 2002. Вып. 2. — С. 427–433.
15. Мелехин Е.С., Дудиков М.В. Обеспечение обязательств недропользователя, связанных с рациональным использованием и охраной недр // Маркшейдерский вестник. 2009. № 5. — С. 15–21.

References:

1. Dobrovolsky A.P., Kutykova M.V. Actual problems of liquidation of capital construction projects at the final stage of development of oil deposits // Modern problems of science and education. 2014. № 1. — P. 298–307.
2. Agafonov V.B. Legal support of environmental protection and environmental safety in the use of subsoil // Lex Russica. 2016. № 6 (115). — P. 61–81.
3. Griguletsky V.G. Watering of deposits is a fundamental issue of the present-day Russian oil and gas industry // Nefteservis. 2007. № 2. — P. 35–40.

4. *Kuzmin Yu.O., Nikonov A.I.* Geodynamic nature of the accident rate of wells and pipeline systems / In book «Prospects for the development of environmental insurance in the gas industry». — М.: VNIIGAZ, 1999. — С. 315–328.
5. Deformation of casing strings of production wells in the North Caucasus deposit / N.V. Chersky, V.N. Vinogradov, V.V. Savchenko, G.G. Zhidenko, M.K. Tupysev, E.K. Krivoruchko, G.A. Bulankin. — М.: VNIIGazprom, 1989. — 44 p.
6. *Tupysev M.K.* Technogenic deformation processes in the development of gas deposits // Survey. inform. Ser «Development and operation of gas and gas condensate fields». — М.: ИРЦ «Gazprom», 1997. — 28 p.
7. *Nikonov A.I.* Problems of environmental safety and rational nature management of oil and gas facilities // Georesources, geoenergetics, geopolitics. 2010. № 1 (1). — P. 15. — URL: <http://www.oilgasjournal.ru> (Date of circulation — 06.02.2018).
8. *Nikonov A.I.* Modern approaches to solving issues of environmental and industrial safety of oil and gas facilities // Territory of Neftegaz. 2013. № 8. — P. 88–95.
9. *Nikonov A.I., Tupysev M.K., Shapovalov E.S., Yakovleva O.P.* Impact assessment of the ecological and geodynamic consequences at the oil and gas fields being developed // Neftepromyslovoe delo. 2015. № 12. — P. 62–66.
10. *Nikonov A.I., Tupysev M.K., Shapovalov E.S., Yurova M.P.* Geodynamic factors of the technogenic assessment of the impact on the landscape during the development of oil and gas deposits // Neftepromyslovoe delo. 2014. № 12. — P. 51–56.
11. *Kuzmin Yu.O.* Recent geodynamics of fault zones. // Physics of the Earth. 2014. № 10. — P. 95–111.
12. *Kuzmin Yu.O.* Recent geodynamics and assessment of geodynamic risk in subsoil use. — М.: Agency for Economic News, 1999. — 220 p.
13. Influence of sediment rocks on underground structures during extraction of fluids from reservoirs / N.V. Chersky, V.N. Vinogradov, G.G. Zhidenko, V.V. Savchenko, M.K. Tupysev // Reports by AN THE USSR. 1988. T. 302. № 2. — P. 413–416.
14. *Kuzmin Yu.O., Nikonov A.I.* Geodynamic monitoring of oil and gas facilities. // Fundamental basis of new technologies of oil and gas industry / Ed. by RAS Academician A.N. Dmitrievsky. — М.: GEOS, 2002. Issue 2. — P. 427–433.
15. *Melekhin E.S., Dudikov M.V.* Provision of subsoil user's obligations associated with the rational use and protection of subsoil // Marshejdersky vestnik. 2009. № 5. — С. 15–21.



УДК 66.071.6.081.6

box@vnipigaz.gazprom.ru

Создание промышленной установки выделения гелия из природного газа высокого давления с использованием мембранной технологии

ПАО «ВНИПИГАЗДОБЫЧА»

Н.Н. Кисленко, заместитель начальника управления предпроектных разработок, кандидат технических наук

А.Д. Тройников, ведущий инженер отдела перспективного развития

В.В. Павленко, заместитель главного инженера по управлению проектами Ямала и Восточной Сибири

Аннотация. В статье представлены данные по обоснованию выбора схем по подготовке и переработке гелийсодержащих газов месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, включающих выбор площадки и технологии создания промышленной установки мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК) на Чаяндинском НГКМ, планируемой к вводу в эксплуатацию в конце 2019 года с целью сохранения запасов гелия для будущих поколений. Представлена информация по апробации выбранной мембранной технологии выделения гелия на опытно-промышленной установке с получением исходных данных для проектирования УМВГК и основные показатели ее работы.

Ключевые слова: гелий, мембранная технология, выделение гелия, Восточная Сибирь и Дальний Восток, схемные решения.

Creation of helium extraction industrial membrane unit from high pressure gas natural

PJSC VNIPIGAZDOBYCHA

N.N. Kislenko, Deputy head of Pre-project engineering Department, PhD in technical sciences

A.D. Troinikov, Lead engineer of prospective development division

V.V. Pavlenko, Deputy Chief Project Engineer for Yamal and Eastern Siberia

Abstract. The article presents data on the selection rationale of schemes for the treatment and processing of helium-containing gases of Eastern Siberia and the Far East. The place and technologies for creation of helium extraction industrial membrane unit at the Chayandinskoye oil and gas condensate field (the start of operating will planned at the end 2019) were selected. The purpose of the unit is conservation of helium resources for future generations. The article also contains information on the approbation of the selected membrane technology for helium extraction in a pilot unit and initial data for the design of the unit and the main parameters of its operation.

Keywords: helium, membrane technology, helium extraction, Eastern Siberia and Far East, schematics

Актуальность проблемы определяется необходимостью создания эффективной схемы подготовки и переработки газов Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая решение вопросов выделения избыточных против рыночной потребности объемов гелия из состава природных газов путем создания инно-

вационной энергосберегающей установки с последующим его направлением на долгосрочное хранение в геологических структурах. Благодаря такому решению с началом освоения этих месторождений Россия должна стать мировым лидером по производству гелия на долгие десятилетия.

Название гелия происходит от греч. ἥλιος — «Солнце», так как этот элемент впервые был открыт в атмосфере Солнца в 1868 году. На Земле наличие гелия впервые было открыто в 1881 году. Земной гелий, в основном, образуется в ядре земли при радиоактивном распаде урана-238, урана-235, тория и неста-

бильных продуктов их распада. Этот элемент нетоксичен, не имеет цвета, запаха и вкуса. При нормальных условиях является одноатомным газом с наименьшей точкой кипения среди всех элементов. При атмосферном давлении гелий не переходит в твердую стадию даже при близких к абсолютному нулю температурах: в твердом виде он может быть получен лишь при сверхнизких температурах при давлении выше 25 ата. Гелий почти нерастворим в воде и других жидкостях. И точно так же в жидком гелии заметно не растворяется ни одно вещество. Гелий — редкий и рассеянный газ. На 1 кг земного материала приходится всего 0,003 мг гелия, а содержание его в воздухе — 0,00052% об.

В недрах Земли отсутствуют значительные накопления гелия, что обусловлено его высокой проницаемостью через многие земные породы, низкой растворимостью во многих средах и практически полной химической инертностью. Образовавшийся в недрах Земли гелий, частично растворяясь при больших давлениях в подземных водах, диффундирует через поры и трещины минералов в атмосферу, и только часть его попадает в подземные ловушки (пласты, перекрытые гелий непроницаемыми породами).

На сегодняшний день гелий относится к не возобновляемым природным ресурсам, и содержится в коммерческих объемах только в составе гелийсодержащего природного газа. Гелий незаменим в высокотехнологичных областях промышленности, научных исследованиях и других важных сферах народного хозяйства, таких как:

- сварка и производство чистых и сверхчистых материалов, микросхем и стекловолоконных кабелей (в качестве защитного газа);
- получение сверхнизких температур (в качестве хладагента);
- в хроматографии (в качестве газа-носителя);
- в ядерных реакторах (в качестве теплоносителя);
- для поиска утечек в трубопроводах и котлах;

— в гелий-неоновых лазерах (как компонент рабочего тела);

— для заполнения оболочек дирижаблей, воздушных шаров метеорологических зондов;

— в ядерной и термоядерной энергетике и других областях, в которых используется явление сверхпроводимости;

— при создании дыхательных смесей.

В природе существует два стабильных изотопа гелия: гелий 4 и гелий 3. Вышеперечисленные области использования относятся к гелию 4. Гелий 3 распространен на Земле в миллион раз меньше. Однако именно этот изотоп является главным кандидатом для использования в термоядерных реакторах, принцип работы которых основан не на реакциях распада, а на реакциях синтеза более тяжелых, чем исходное топливо, элементов. Термоядерные реакторы экологически более безопасны, чем существующие в настоящее время атомные реакторы. В настоящее время данные о содержании гелия 3 в гелийсодержащих месторождениях, расположенных в Восточной Сибири и Дальнем Востоке отсутствуют.

Ниже приведено сравнение основных свойств гелия и некоторых газов, которые могли бы стать его заменой в ряде областей (табл. 1).

Из приведенных данных видно, что более низкой плотностью, чем гелий обладает водород, и теоретически он мог бы заменить гелий в авиации, а с учетом низких температурах кипения — в качестве хладагента. Однако водород является реакционноактивным и взрывоопасным газом, что налагает значительные ограничения на его использование. Неон и аргон могут

использоваться в ряде областей, что и гелий, но в основном в смеси с ним. Таким образом, можно сказать, что в полной мере заменить гелий не может ни один из рассмотренных «газов-аналогов», что позволяет отнести его к уникальным продуктам.

Чисто гелиевых скоплений не существует. Гелий в природных газах присутствует в незначительных количествах: в тысячных, сотых, редко — десятых долях процента. Большая (1,5–10%) гелиеносность месторождений — явление крайне редкое. В последнее время появилась информация о возможности извлечения гелия из вулканических газов, однако мировые аналитики считают, что, по крайней мере, в течение данного столетия основным источником промышленного получения гелия останется природный газ.

Из мировых запасов гелия, составляющих порядка 40 млрд м³, более 90% приходится на 4 страны: Катар, США, Алжир и Россию (с учетом выявленных запасов в составе гелийсодержащих газов Восточной Сибири и Дальнего Востока). В настоящее время в РФ единственным производителем в объеме около 4,5 млн м³/год (около 2,5% мирового производства) является ООО «Газпром добыча Оренбург». В качестве сырья используется газ Оренбургского НГКМ, в составе которого содержание гелия составляет порядка 0,05% об., что в соответствии с оценкой ряда государств рассматривается как коммерчески не эффективный процесс.

В планируемых к разработке месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока содержание гелия составляет от 0,2 до 0,8% мольн. При принятой динамике их разработки объем гелия, добываемый с природным газом, превысит мировой уро-

Таблица 1
Свойства гелия в сравнении с другими газами

Характеристика	He	H ₂	Ne	Ar
Плотность газообразного вещества при нормальных условиях (273,15 К, 1 кг/см ²), кг/м ³	0,17847	0,08988	0,89994	1,78403
Температура кипения при 1 кг/см ² , К	4,215	20,38	27,07	87,29
Магнитная восприимчивость, моль ⁻¹	-1,9 · 10 ⁻⁶	-4,0 · 10 ⁻⁶	-7,2 · 10 ⁻⁶	-19,4 · 10 ⁻⁶
Первый потенциал ионизации, ЭВ	24,46	13,54	21,47	15,68

вень потребления. В связи с этим необходимо с одной стороны обеспечить извлечение данного компонента из добываемых газов с производством товарного гелия в объемах, востребованных рынком, а с другой — сохранить избыточные объемы для будущих поколений.

Долгосрочное хранение гелия

С учетом отечественного и мирового опыта возможны следующие варианты долгосрочного хранения гелия: в соляных хранилищах либо путем закачки в выработанное месторождение гелийсодержащего газа или в продуктивный пласт.

В районе ряда гелиеносных месторождений Восточной Сибири имеется возможность создания подземных хранилищ гелиевого концентрата (ГК) в соляных пластах. Однако такие хранилища чаще всего используются для хранения относительно небольших объемов ГК, определяемых рыночной неравномерностью и их создание было бы наиболее оправданно в районе расположения Амурского ГПЗ, на котором будет производиться товарный гелий. Но до настоящего времени в этом районе не выявлены геологические формации, в которых возможно создание хранилищ ГК. Применительно же к значительным объемам гелиевого концентрата, требующего сохранения в геологических формациях (порядка 6,0 млрд м³ за 35-летний период), данный подход не является оправданным. [1]. В Восточной Сибири и Дальнем Востоке на настоящее время отсутствуют выработанные месторождения гелийсодержащих газов. В связи с этим, долгосрочное хранения гелия, применительно к рассматриваемым месторождениям, возможно осуществлять в ближайшее десятилетие только путем закачки ГК в продуктивный пласт.

Добыча газа на месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока

Эффективное освоение гелиеносных месторождений Восточной Си-

бири во многом определяется идеологией формирования подходов к решению проблем извлечения гелия и долгосрочного хранения тех его объемов, которые не будут востребованы рынком. Создание гибких схем подготовки газа на промыслах и дальнейшей переработки на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) позволит экономически эффективно использовать добываемое сырье с производством товарного гелия (в объемах востребованных рынком) и легких углеводородов для нефтехимических производств [2].

При освоении месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока принято решение по совместному освоению Чаяндинского и Ковыктинского месторождений, в природном газе которых присутствуют в высоких концентрациях гелий (до 0,6% мольн.), а также легкие углеводороды (этан, пропан, бутаны), являющиеся сырьем для производства целого спектра полимеров и других видов химической продукции. Однако в составе добываемых газов, в первую очередь, газе Чаяндинского НГКМ, в высоких концентрациях также содержится азот, выделение которого для обеспечения требуемой калорийности товарного газа, может быть обеспечено только с использованием криогенной технологии.

Ранее выполненными исследованиями было показано, что выделение гелия из состава гелийсодержащих газов Восточной Сибири и Дальнего Востока наиболее коммерчески оправдано использование мембранной технологии путем строительства установки мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК) на промысле Чаяндинского НГКМ. Для реализации указанного решения также не требуется получение ГК в традиционном понимании, т.е. состоящего только из гелия и азота, а вполне допустимым является наличие в нем примесей углеводородов (в том числе метана) и не углеводородных компонентов (присутствующих в добываемом природном газе) с учетом закачки ГК обратно в пласт [3].

Обоснование выбора площадки и схемы подготовки и переработки гелийсодержащих газов Восточной Сибири и Дальнего Востока

При извлечении гелия из природного газа традиционно используют его низкую температуру сжижения: гелий с примесью углеводородов и других неуглеводородных компонентов (водород, азот, неон и пр.) сохраняется в газовой фазе при переводе других компонентов природного газа в жидкое состояние, после чего газообразный гелий отделяют и очищают его от примесных соединений. В связи с тем, что данный способ сопряжен с высокими энергозатратами, наиболее оправданным является его использование при производстве сжиженного природного газа (СПГ), когда гелий получается в виде попутного продукта. Также данный способ оправдан в случае необходимости переработки газа с высоким содержанием азота, т.е. когда требуется снизить содержание данного компонента в товарном газе.

В связи с этим первоначально эффективность использования мембранной технологии при освоении месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока была определена в сравнении с вариантами строительства на Чаяндинском промысле криогенной установки (вариант 1) и с вариантом выделения всего объема гелия на Амурском ГПЗ и возвратом невостребованных объемов гелия по обратному гелиепроводу на промысел (вариант 2). По обоим вариантам выделенный ГК направляется на закачку в пласт. С учетом того, что по варианту 1 необходимо обеспечить тонкую очистку газа и использование сложных схем криогенного ожижения природного газа, то реализация данного варианта сопряжена с высокими капитальными вложениями и энергетическими затратами, близкими к затратам в создание Амурского ГПЗ, а также высокими рисками, то в дальнейшем данный вариант не рассматривался [4].

В качестве основного варианта сравнения был выбран вариант 2. Необходимо отметить, что криоген-

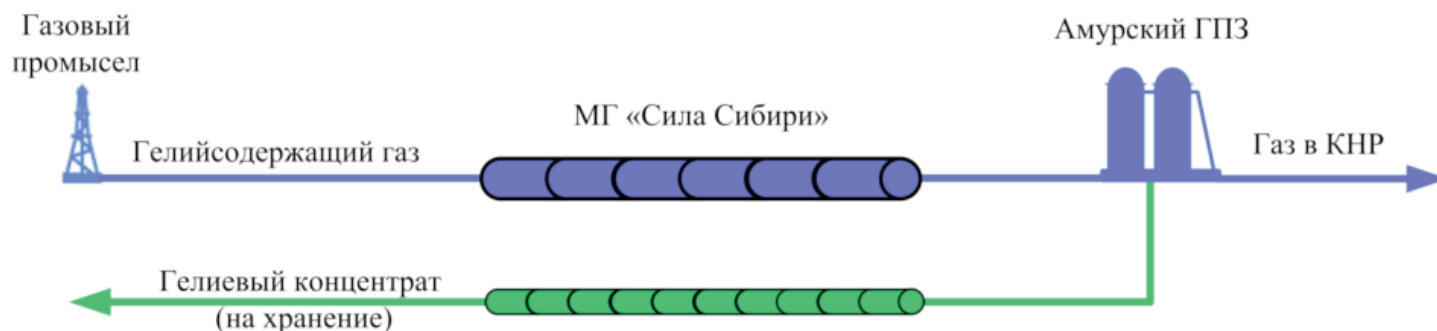


Рис. 1. Схема с выделением гелия на Амурском ГПЗ и возвратом ГК на Чайядинский промысел

ная технология для деазотирования газа на Амурском ГПЗ одновременно обеспечивает и выделение с последующим производством товарного гелия, а также легких углеводородов. Но из-за отсутствия в этом регионе выработанных гелийсодержащих месторождений или соляных пластов для создания надежных хранилищ больших объемов ГК, необходимо строительство обратного гелиепровода на Чайядинское НГКМ протяженностью порядка 2000 км для транспортировки избыточных объемов гелия с последующей закачкой ГК в выявленные зоны Чайядинского НГКМ, обеспечивающие его долгосрочное хранение (рис. 1).

Опыта строительства и эксплуатации столь протяженных гелиепроводов в мировой практике нет, а с учетом сверхтекучести гелия, имеются риски его значительных потерь при трубопроводном транспорте.

Разработанная и принятая к реализации инновационная технология

выделения гелия из состава природного газа высокого давления с использованием мембран, защищенная Патентом РФ [5], обеспечивает возможность концентрирования избыточного против рыночной потребности гелия в небольших объемах (менее 2% объема от исходного газа), с последующим направлением ГК на долгосрочное хранение в геологических формациях.

Кроме отмеченных преимуществ, данное решение обеспечивает:

- использование достаточно простой технологии и обслуживания установки с учетом возможности ее расположения на промысле;
- возможность гибкого регулирования объемов гелия, поступающих на долгосрочное хранение и на производство товарного продукта на Амурском ГПЗ в объемах, востребованных рынком;
- сохранение в составе транспортируемого газа гомологов метана, ценного сырья для производства газохимической продукции;

— получение газа, направляемого в ГТС, соответствующего требованиям СТО Газпром 089-2010 и действующей российской документации (ГОСТ Р 53521-2009 — Переработка природного газа), в соответствии с которой, газ месторождений с содержанием гелия более 0,05% мольн. относится к гелийсодержащему и без соответствующей подготовки не может быть реализован на экспорт.

Сырьем УМВГК, производительность которой составляет более 30 млрд м³/год, служит газ сепарации (после низкотемпературной сепарации — НТС) Чайядинского НГКМ и, частично, Ковыктинского ГКМ. Территориально УМВГК расположена на промысле Чайядинского НГКМ. С учетом того, что часть гелия должна быть сохранена в газе, поступающем на Амурский ГПЗ, предусмотрена возможность байпасирования части сырьевого газа в обход УМВГК (рис. 2).

Подготовленный газ с содержанием гелия менее 0,05% мольн. смешивается с газом, проходящим бай-

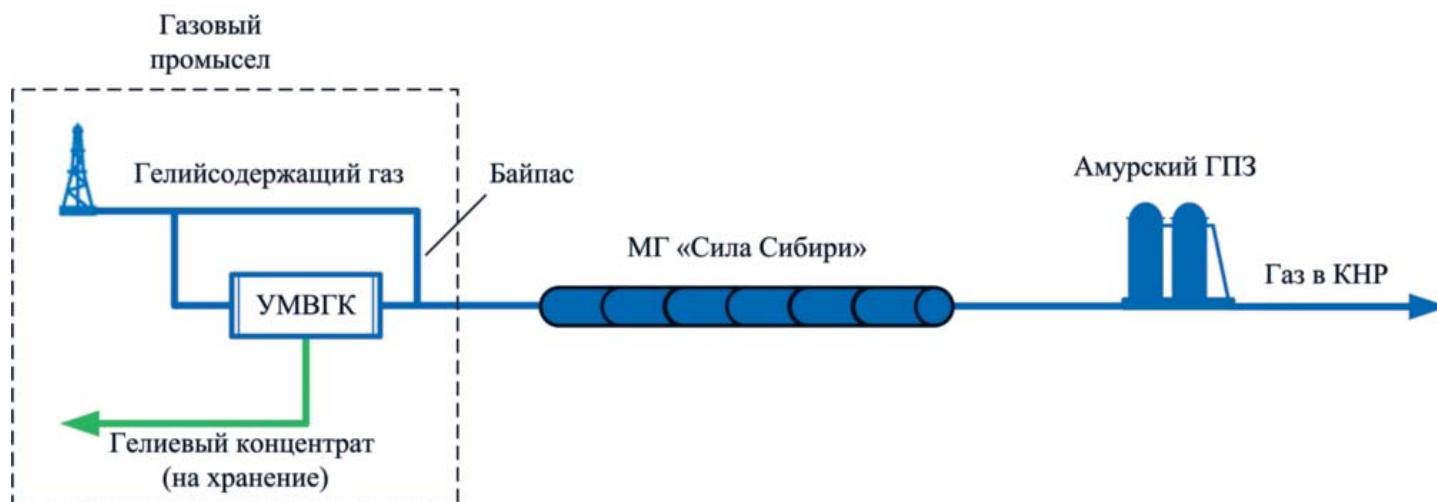


Рис. 2. Схема поставки газа с выделением гелия на Чайядинском НГКМ

пасом установку, и направляется на переработку на Амурский ГПЗ. Выделенный ГК компримируется и возвращается на закачку и долгосрочное хранение в пласт.

Использование на Чаяндинском НГКМ мембранной технологии также позволяет обеспечивать широкое регулирование объемов гелия, поставляемых на Амурский ГПЗ в зависимости от колебаний рыночной потребности. Сопоставительный анализ принятой к реализации схемы с рассмотренным выше вариантом 2 также подтвердил ее техническую и экономическую эффективность. При этом также исключается поставка гелийсодержащего газа в КНР, что в случае организации производства на территории Китая могло бы привести к потере потенциального покупателя и усилению конкуренции на рынке гелия.

В результате расчетов определено, что совокупный чистый доход от внедрения УМВГК на Чаяндинском НГКМ составит порядка 170 млрд руб., а чистый дисконтированный доход составит около 70 млрд руб.

Помимо коммерческой эффективности данная работа имеет важ-

нейшее значение в целом для Российской Федерации, так как обеспечивает сохранение и возможность использования последующими поколениями такого стратегически важного ресурса, как гелий.

Необходимо отметить, что созданная технология является 100% отечественной разработкой, не имеющей аналогов в практике ведущих мировых и российских компаний.

Практика использования российскими и зарубежными компаниями технологии мембранного газоразделения показала, что другие существующие технологии по совокупности факторов уступают данной технологии, в частности: набору решаемых задач, масштабности и гибкости.

Опытно-промышленная апробация мембранной технологии

Для отработки принятой к реализации технологии в 2013 году была создана и прошла промышленную апробацию опытно-промышленная мембранная установка (ОПМУ) на Ковыктинском ГКМ, являющаяся аналогом

промышленной установки (УМВГК) на Чаяндинском НГКМ. При этом схема ОПМУ и УМВГК полностью соответствует техническим решениям, заложенным в патенте РФ на полезную модель [5]. Принципиальная схема ОПМУ показана на рис. 3.

Мембранные модули первой и второй ступени (МБ-1 и МБ-2) ОПМУ с трубопроводной обвязкой, контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации расположены в обогреваемом блок-боксе размером 6×12 м. Требуемое давление сырьевого газа при подаче на 1-ю ступень обеспечивается компрессором БК-1, на входе на 2-ю ступень — межступенчатый компрессором (МКС) с номинальной производительностью до 1000 м³/ч, который расположен в отдельном блок-боксе размером 3×12 м.

ОПМУ работает следующим образом. Товарный осушенный газ после низкотемпературной сепарации (НТС) на УПГ-102, скомпримированный на блоке компрессоров БК-1 до требуемого давления (от 3,5 до 9,9 МПа), поступает в фильтр-коалесцер ФС-1 первой ступени, пред-

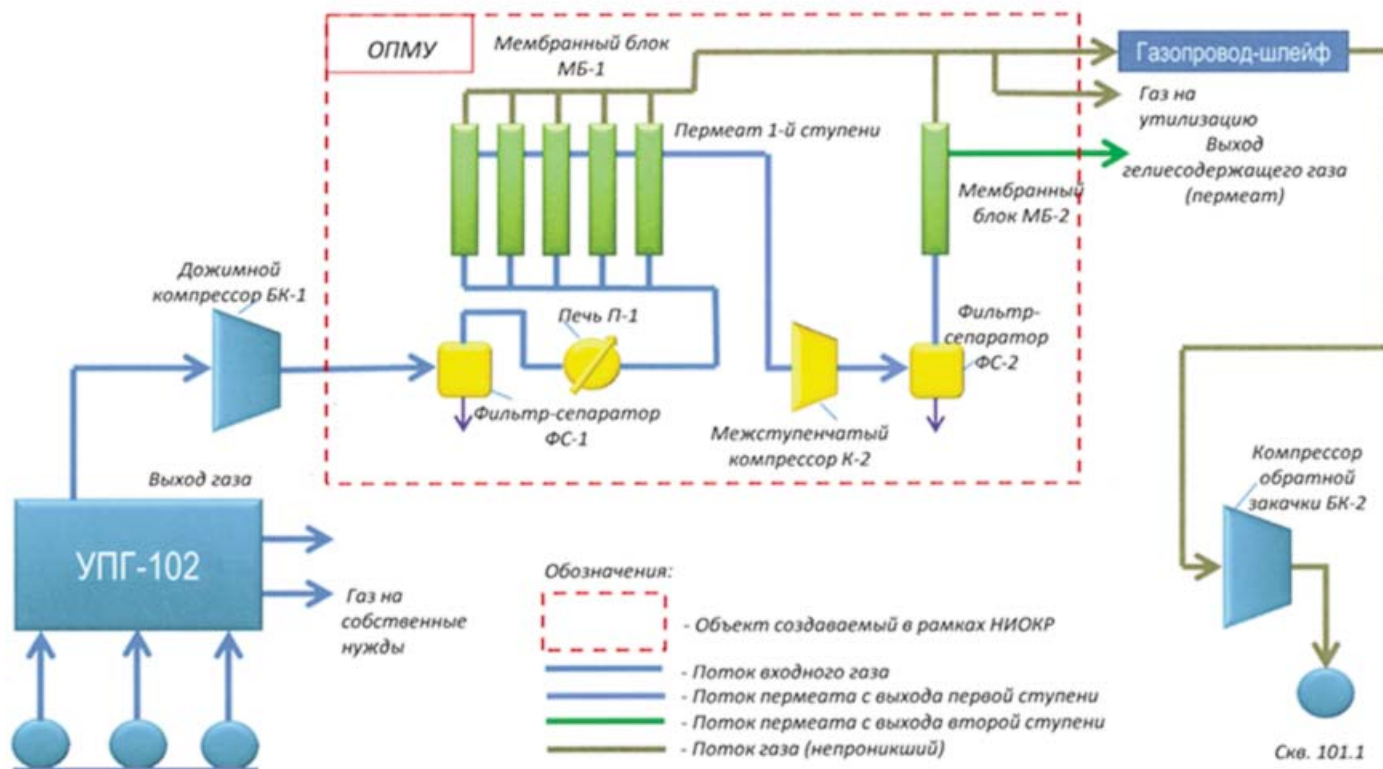


Рис. 3. Принципиальная схема опытно-промышленной установки мембранного извлечения гелия на ОПМУ Ковыктинского ГКМ

Таблица 2

Свойства гелия в сравнении с другими газами

Наименование параметра	Ед. изм.	Значения параметра
Давление сырьевого газа на входе в установку (1-й ступень газоразделения)	МПа	3,5–9,8
Давление сырьевого газа на входе 2-й ступени газоразделения (ММ А-404)	МПа	3,5–9,8
Температура сырьевого газа на входе в установку (1-я ступень газоразделения)	°С	40–60
Температура сырьевого газа на входе 2-й ступени газоразделения	°С	40–60
Производительность по сырьевому газу на 1-й ступени газоразделения	ст. м ³ /ч	
— при 3,5 МПа		3000–4200
— при 9,8 МПа		3000–17000
Производительность по сырьевому газу на 2-й ступени газоразделения	ст. м ³ /ч	300–1000

назначенный для отделения капельной жидкости и механических примесей, после чего поступает в печь-подогреватель газа П-1 для достижения требуемой для испытательной температуры (30–60°С) и, далее во входной коллектор мембранных модулей 1-й ступени разделения.

При прохождении газа через МБ-1 происходит его разделение на два потока: газ, проникший через мембрану (пермеат) с низким давлением, в котором концентрируется гелий, и поток подготовленного газа, с давлением практически соответствующим сырьевому газу, обедненного гелием.

Пермеат 1-й ступени поступает на вход МКС, где последовательно сжимается на четырех ступенях сжатия до величины давления сырьевого газа и далее направляется на вторую мембранную ступень газоразделения (МБ-2). Для исключения попадания компрессорного масла на 2-ю ступень газоразделения поток компримированного пермеата 1-й ступени поступает в угольный фильтр-сепаратор ФС-2 и нагревается поточным электрическим подогревателем газа (на схеме не показан) до требуемой температуры. На 2-й ступени происходит также разделение газа на 2 потока: подготовленный газ смешивается с подготовленным газом первой ступени, а пермеат второй ступени поступает в факельную систему низкого давления.

Отбор проб газовых потоков для хроматографического анализа осуществлялся из следующих точек: сырьевой газ, поступающий на 1 и 2 ступени мембранного газоразделения, подготовленный газ после 1 и 2 ступеней газоразделения, пермеатные потоки после 1 и 2 ступеней газоразделения и суммарный поток подготовленного газа.

Параметры работы ОПМУ при проведении испытаний с учетом ограничений и технических возможностей УПГ-102 представлены в табл. 2.

Для подтверждения эффективности двухступенчатой схемы мембранного разделения при разных давлениях (от 3,5 до 9,8 МПа) про-

веден комплекс испытаний в соответствии с разработанными Программами. При разработке Программ испытаний применялся единый методологический подход, включающий:

- испытания в режиме моделирования 1-й ступени газоразделения: на испытуемые МЭ в составе ММ первой подавался сырьевой газ с концентрацией гелия 0,25–0,27% мольн. и снимались зависимости влияния различных факторов (производительности и давлению по газу, температуре сырьевого газа, степени снижения концентрации гелия в подготовленном газе, давления пермеата и т.п.);

- испытания в режиме моделирования 2-й ступени газоразделения: на испытуемый МЭ 2-й ступени после компримирования подавался пермеат с 1-й ступени газоразделения ОПМУ с повышенным содержанием гелия (2,5–6% мольн) и снимались те же зависимости, что и для 1-й ступени газоразделения.

В качестве основного режима испытаний 1-й ступени газоразделения для сопоставления эффективности различных типов МЭ был принят режим, соответствующий режиму эксплуатации УМВГК Чаяндинского НГКМ: давление сырьевого газа не менее 9,6 МПа, давление пермеата 100 кПа изб. при условии снижения концентрации гелия в подготовленном газе в 11 раз. При указанных условиях определялась производительность МЭ

и соответствующая доля отбора в пермеат.

Результаты испытаний ОПМУ при указанном высоком давлении сырьевого газа на обеих ступенях газоразделения позволили:

- подтвердить целесообразность использования двухступенчатой схемы выделения гелия с использованием мембранной технологии с выделением ГК в объеме менее 2% от объема сырьевого газа;

- подтвердить работоспособность МЭ японской компании UBE при давлении до 10 МПа;

- получить данные по влиянию на процесс мембранного выделения гелия технологических параметров: температуры (от 40 до 60°С) и давления сырьевого газа (от 3,5 до 9,6 МПа изб.), а также расхода сырьевого газа;

- определить влияние давления пермеата на процесс мембранного выделения гелия от 30 до 263 кПа (изб.), с учетом принятого давления пермеата на первой и второй ступенях УМВГК Чаяндинского ГКМ порядка 100 и 200 кПа (изб.), соответственно;

- подтвердить стабильность газоразделительных характеристик МЭ в период ресурсных испытаний при высоком давлении;

- выполнить расчеты УМВГК Чаяндинского НГКМ с учетом полученных коэффициентов извлечения по каждому компоненту природного газа.

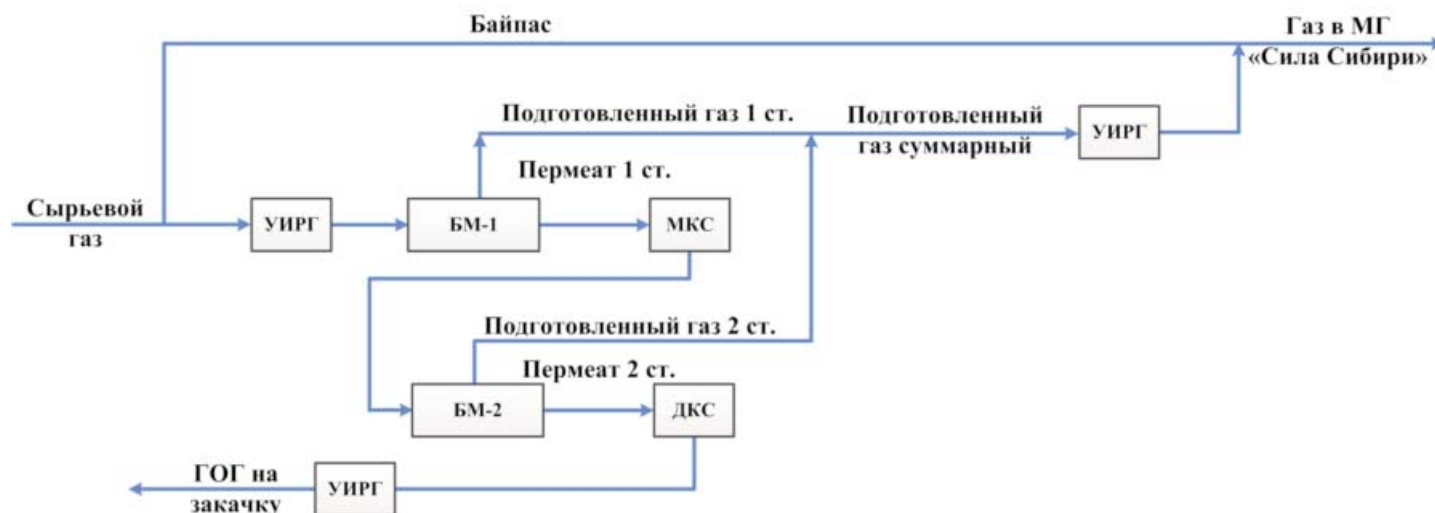


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема УМВГК Чайнинского НГКМ

Промышленная мембранная установка выделения гелиевого концентрата

Принципиальная схема промышленной УМВГК представлена на рис. 4.

Добытый газ после НТС поступает на компримирование до давления порядка 10 МПа, для подачи в магистральный газопровод. После охлаждения до требуемой температуры газ, соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010, разделяется на два потока: один поток через пункт технологического замера газа (УИРГ) поступает на блоки мембранного разделения первой ступени УМВГК (БМ-1), второй поток направляется по байпасной линии в магистральный газопровод. В схеме УМВГК предусмотрено использование нескольких технологических линий, количество которых определяется объемом и составом добытого газа, а также объемом товарного гелия, который необходимо произвести на Амурском ГПЗ с учетом рыночной потребности.

В табл. 3 приведены ограничения по компонентному составу сырьевого газа, подаваемого на мембранные блоки УМВГК.

С учетом имеющихся ограничений перед входом на блоки мембранного газоразделения, установлены фильтры-коалесцеры. Для межступенчатого компримирования используется блок безмасляных центробежных компрессоров, исключая

ших попадание масла на мембранные элементы, расположенные на 2-й ступени газоразделения.

На первой ступени газоразделения происходит разделение сырьевого газового потока на два потока: поток подготовленного газа высокого давления (непроникший поток), обедненный гелием, соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010, подаваемый в магистральный газопровод совместно с байпасным газом, и поток пермеата первой ступени с низким давлением (проникший поток), обогащенный гелием, который после компримирования на МКС, направляется на блок второй ступени мембранного разделения.

Блок второй ступени мембранного разделения является общим для пермеата первой ступени поступающего со всех технологических линий УМВГК. На второй ступени разделения также происходит разделение сырьевого газового потока на два потока: поток подготовленного газа, соответствующего требованиям СТО Газпром 089-2010, который также подается в магистральный газопровод, и поток пермеата второй ступени (гелиевый концентрат), который после компримирования на ДКС подается на закачку в пласт.

В состав одной технологической линии первой ступени входят параллельно работающие блоки мембранного разделения (см. рис. 5) производительностью 130 тыс. м³/ч (порядка 1 млрд м³/год) каждый, конструкция

Таблица 3

Ограничения по компонентному составу сырьевого газа, подаваемого на мембранные блоки УМВГК

Параметр	Значение
H ₂ O	Не допускается конденсации
H ₂ S, % мол.	3,0
NH ₃ и амины	100 ppmv
СН ₃ ОН	Не более 2,5 г/м ³
Бензол	10000 ppmv
Толуол и аналоги	2000 ppmv
С ₅₊ и выше	Не допускается конденсация
Масло	Не более 5,0 мг/м ³
Механические примеси	0,3 мкм

которых разработана АО «ЦКБН» совместно с АО «Грасис». Применительно к одной технологической линии на второй ступени газоразделения используется один блок мембранного разделения, идентичный по количеству мембранных элементов (МЭ) блокам 1-й ступени.

Блоки мембранного разделения включают: 18 горизонтально расположенных и параллельно подключенных ММ (по 2 МЭ в каждом), фильтр-коалесцер, необходимую запорно-регулирующую арматуру, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации. Количество МЭ для одной технологической линии для первой и второй ступеней газоразделения составляет соответственно 180 и 36 шт. (без учета резервных).

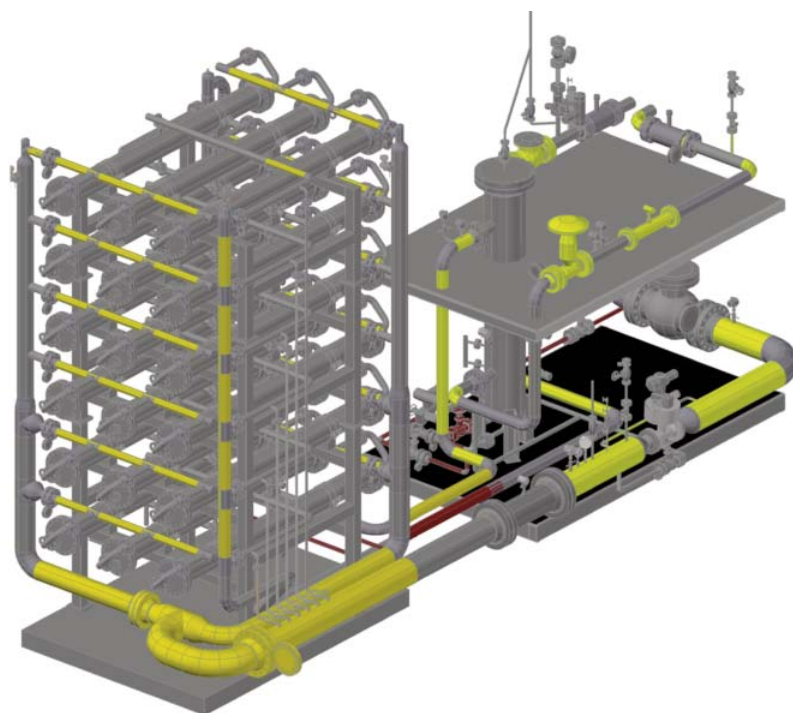


Рис. 5. Схема блока мембранного разделения, используемого в структуре УМВГК

Структура УМВГК включает несколько технологических блоков, размещенных в зданиях и на открытых площадках, эстакады межблочных трубопроводов, мачты

освещения площадки и пр. В зданиях предусмотрено размещение блоков мембранного разделения 1-й и 2-й ступеней газоразделения, МКС и ДКС.

В табл. 4 представлены основные показатели работы УМВГК применительно к одной технологической линии.

В соответствии с материальными балансами УМВГК Чайядинского НГКМ при использовании МЭ компании UBE доля отбора в пермеат первой ступени составит порядка 5–6% от объема сырьевого газа, примерно следующего состава (% мольн.): гелий — 9; водород — 1; диоксид углерода — 2,5, азот — 12, остальное метан и легкие углеводороды. Доля отбора в пермеат для всей установки составит порядка 1,3–1,5% от объема сырьевого газа примерно следующего состава (% мольн.): гелий — 36; водород — 4,5, диоксид углерода — 9; азот — 11, остальное метан и легкие углеводороды.

Энергетические затраты применительно к одной технологической линии, основные из которых связаны с работой МКС и ДКС, составляют порядка 1,4 МВт.

Решение вопросов импортзамещения мембранных элементов

Поставляемое для нужд УМВГК основное технологическое оборудование изготавливается на российских машиностроительных заводах. Для использования в структуре УМВГК мембранных элементов, не производимых в настоящее время в РФ в промышленных масштабах, на первых технологических линиях будут использованы зарубежные МЭ. Результаты анализа характеристик МЭ, схемных решений и технологий, используемых зарубежными компаниями, такими как UOP (США), MTR (США), UBE (Япония), Air Liquide (Франция — США) и др., позволили выявить возможности их использования в структуре УМВГК, а также разработать требования к планируемому к созданию российским МЭ. Результаты испытаний промышленных и опытных образцов МЭ, поставленных на испытания российскими производителями (АО «Грасис» совместно с компаниями UBE и Air Liquide, ПАО «Криогенмаш» — РМ «На-

Основные показатели работы УМВГК Чайядинского НГКМ

Таблица 4

Наименование параметра	Ед. изм.	Значения параметра
Содержание гелия в суммарном подготовленном газе 1-й и 2-й ступеней	% мольн.	0,05
Технологическое давление сырьевого газа на входе на УМВГК	МПа (абс.)	10,27
Давление пермеатного потока в выходном трубопроводе блока мембранного разделения первой ступени	МПа (абс.)	от 0,19 до 0,21
Давление пермеатного потока в выходном трубопроводе блока мембранного разделения 2-й ступени	МПа (абс.)	от 0,29 до 0,31
Производительность блока мембранного разделения 1-й ступени по сырьевому газу, не менее	м ³ /ч	130 000
Производительность блока мембранного разделения 2-й ступени, не менее	м ³ /ч	39 625
Перепад давления на блоке мембранного разделения 1-й ступени между потоками сырьевого и подготовленного газа	МПа	0,15
Перепад давления на блоке мембранного разделения 1-й ступени между сырьевым и пермеатным потоками, не более	МПа	10,0
Рабочая температура газа на входе в блоки мембранного разделения 1-й и 2-й ступеней	°С	+40...+60
Габаритные размеры мембранных модулей (длина × диаметр)	мм	4 450 × 325
Габаритные размеры блоков мембранного разделения 1-й и 2-й ступеней газоразделения (длина × ширина × высота)	мм	11500 × 4700 × 7660

нотех» совместно с компанией УОР, ООО «ТЕКОН Мембранные технологии»), направленных на решение поставленных задач применительно к УМВГК Чаюдинского НГКМ, определили возможность создания уже в ближайшие годы российских мембран, которые могут быть использованы в структуре УМВГК на последующих технологических линиях.

Основные выводы

Применение мембранной технологии, успешно апробированной на

ОПМУ Ковыктинского ГКМ, для выделения избыточных объемов гелия из газа месторождений Восточной Сибири Дальнего Востока, которые не найдут реализации на мировом рынке, является более обоснованным за счет меньших капитальных вложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционными криогенными решениями.

На основании экспериментальных данных, полученных при эксплуатации ОПМУ на Ковыктинском ГКМ, использование мембранной

технологии принято для строящейся промышленной УМВГК Чаюдинского НГКМ.

В связи со сложившейся геополитической и экономической обстановкой для успешного использования преимуществ мембранного газоразделения перед традиционными процессами критически важным является создание производства на территории России мембранных элементов, закупаемых в настоящее время по импорту, и проведение экономически целесообразной политики импортзамещения.

Список литературы

1. Бондарев В.Л., Чугунов А.В., Саркисова М.А., Бондарев Е.В. Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке // Науч.-техн. сб. «Вести газовой науки». 2015. № 3 (23).
2. Черепанов В.В., Гафаров Н.А., Минликаев В.З. и др. Новые подходы к освоению гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока // Газовая промышленность. 2012. № 6. — С. 22–26.
3. Милованов С.В., Кисленко Н.Н., Тройников А.Д. Разработка и внедрение инновационной технологии извлечения гелия из природного газа // Научный журнал Российского газового общества. 2015. № 2. — С. 10–17.
4. Тройников А.Д., Каграманов Г.Г., Кисленко Н.Н. Сравнительный анализ методов выделения гелия из природного газа и областей их эффективного применения // Химическая промышленность сегодня. 2016. № 7. — С. 41–50.
5. Установка очистки природного газа высокого давления от гелия // Патент РФ на полезную модель № 114423. Заявл. 11.11.2011.

Reference

1. Bondarev V.L., Chugunov A.V., Sarkisova M.A., Bondarev E.V. Prospects for storage of natural gas enriched with helium in Eastern Siberia and the Far East [Perspektivy hranenija prirodnogo gaza, obogashhennogo geliem, v Vostochnoj Sibiri i na Dal'nem Vostoke // Nauchno-tehnicheskij sbornik Vesti gazovoj nauki]. 2015. № 3 (23).
2. Cherepanov V.V., Gafarov N.A., Minlikayev V.Z., et al. New approaches to helium field development in East Siberia and the Russian Far East [Novye podhody k osvoeniju gelijsoderzhashih mestorozhdenij Vostochnoj Sibiri i Dal'nego Vostoka // Gazovaja promyshlennost']. 2012. № 6. — P. 22–26.
3. Milovanov S.V., Kislenco N.N., Troinikov A.D. Development and implementation of innovation technology helium extraction from natural gas [Razrabotka i vnedrenie innovacionnoj tehnologii izvlechenija gelija iz prirodnogo gaza // Nauchnyj zhurnal Rossijskogo gazovogo obshhestva]. 2016. № 2. — P. 10–17.
4. Troinikov A.D., Kagramanov G.G., Kislenco N.N. The comparative analysis of methods helium extraction from natural gas and fields their effective application [Srvnitel'nyj analiz metodov vydelenija gelija iz prirodnogo gaza i oblastej ih jeffektivnogo primenenija // Himicheskaja promyshlennost' segodnja. 2016. № 7. — P. 41–50.
5. Unit for high-pressure purification of natural gas from helium [Ustanovka ochistki prirodnogo gaza vysokogo davljenija ot gelija] // Patent RU 114423. App. date 11.11.2011. Publ. date 27.03.2012. Bul. № 9.



31 мая
2018

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



12 сентября
2018

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



17 октября
2018

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



5 декабря
2018

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газфлот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- OIL-GAS.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



14 марта
2019

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

Опыт АО «НИПИГАЗ» по созданию техники и технологии утилизации попутного нефтяного газа

А.Ю. Аджиев, доктор технических наук, профессор, советник — главный научный сотрудник

Т.В. Андреевская, ведущий инженер АО «НИПИГАЗ»

Ю.Ю. Арестенко, руководитель группы АО «НИПИГАЗ»

И.Г. Ткаченко, руководитель направления АО «НИПИГАЗ»

С.И. Бойко, кандидат технических наук, заслуженный изобретатель РФ

Аннотация. В статье приведены результаты разработки, испытаний и промышленного внедрения различных видов технологического оборудования, которое используется в процессах подготовки и переработки углеводородного сырья. Представлены примеры внедрения сепарационного и массообменного оборудования на промышленных объектах и показана высокая эффективность их работы. Также приведены новые промышленные объекты газопереработки — газоперерабатывающий завод и установки очистки углеводородных фракций, созданные по разработкам и проектам института и находящиеся в стадии завершения строительства.

Ключевые слова: технологическое тепломассообменное и сепарационное оборудование, сепаратор, колонна, газоперерабатывающий завод, установка очистки углеводородного сырья, ситчато-клапанные тарелки.

NIPIGAS JSC experience in creation of engineering and technology of associated oil gas utilization

A.Yu. Adjiyev, Prof. Dr.-Eng., Adviser — Chief Researcher

T.V. Andreyevskaya, Lead Engineer of NIPIGAS JSC

Yu.Yu. Arestenko, Group Head of NIPIGAS JSC

I.G. Tkachenko, Business Unit Manager of NIPIGAS JSC

S.I. Boiko, Ph.D. in Engineering Science, Honoured inventor of RF

Abstract. The article demonstrates the results of design, tests and industrial introduction of various types of process equipment, which is used in the processes of hydrocarbon feed treatment and processing. The article introduces the examples of separation and mass transfer equipment at industrial facilities and demonstrates high efficiency of its operation. It also describes the new industrial gas processing facilities — gas processing plant and hydrocarbon fractions treatment units, created based on institute's designs and projects, which are under construction completion stage.

Keywords: process mass transfer and separation equipment, separator, column, gas processing plant, hydrocarbon feed treatment unit, sieve-valve tray.

Акционерное общество «НИПИГаз-переработка» (АО «НИПИГАЗ») занимается разработкой и проектированием объектов по транспорту, подготовке и переработке углеводородного сырья 45 лет.

Общая мощность объектов по подготовке и переработке углеводородных газов, запроектированных и построенных по проектам НИПИГАЗ, составляет 190 млрд м³ газа в год, а компрессорных станций — бо-

лее 50 млрд м³ в год. В настоящее время в качестве ЕРС-подрядчика НИПИГАЗ участвует в крупнейших проектах в нефтегазовой отрасли и нефтехимии — ЗапСибНефтехим, Амурский ГПЗ, Ямал СПГ, Арктик СПГ-2, Московский НПЗ, Омский НПЗ.

Имея в своем активе множество патентов на изобретения и полезные модели, компания в качестве проектировщика реализует собственные разработки по процессам се-

роочистки, осушки, переработки газа, нефти и конденсата с получением сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов, моторного топлива, углеводородных пропеллентов и других продуктов. При этом, широкое применение находят собственные разработки по массообменному, сепарационному и другим видам оборудования и защите оборудования и трубопроводов от коррозии.

За прошедшие годы разработаны и реализованы в традиционном и в блочно-модульном исполнении объекты отбензинивания попутного нефтяного газа (ПНГ) с извлечением С3+выше, осушки, сероочистки газа и получения серы, экстракции, подготовки и переработки нефти и конденсата. Решены проблемы защиты компрессорных станций (КС) и газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) от залповых выбросов жидкости из сырьевых газопроводов, тонкой очистки газа от твердых и жидких аэрозолей. За счет применения высокопроизводительных контактных устройств собственной конструкции снижены габаритно-массовые характеристики сепарационного оборудования и массообменных колонн. Большая часть разработок и внедрений представлена в [1].

Весь опыт разработки и проектирования процессов подготовки и переработки газов показывает, что органичное построение технологической цепочки, создание установок с высокими технологическими и энергетическими показателями невозможно без высокоэффективного, надежного в эксплуатации оборудования. Применение современного оборудования совместно с технологическими решениями, соответствующими мировому уровню, позволяет достигать высоких показателей по эффективности всего производства в целом.

Совершенствование и создание, например, сепарационного оборудования нового поколения позволило НИПИГАЗ применять в своих схемах пластинчатые и витые теплообменники, рассчитанные на применение в технологиях с чистыми средами. Качественная очистка и подготовка газа позволяет применять многопоточные теплообменники и наукоемкие современные массообменные контактные устройства.

Массообменное и сепарационное оборудование с уменьшенными габаритами и высокой эффективностью работы разработаны и активно внедряются на существующих

и вновь создаваемых нефтегазоперерабатывающих производствах.

Центробежные сепарационные элементы

В узлах, требующих тонкой очистки, в газосепараторах применяются центробежные сепарационные элементы (ЦСЭ) [2, 3]. Данный сепарационный элемент имеет высокую эффективность. В промышленных условиях сепараторы, оснащенные ЦСЭ, очищают газ до остаточного содержания аэро-

золей не более 10 мг/м³ [4]. Дальнейшие разработки по повышению эффективности сепарационных элементов привели к созданию новой модификации по улавливанию мелкодисперсных капель и снижению вторичного уноса из сепарационного элемента до величины не более 5 мг/нм³ [5]. На *рис. 1а* представлен эскиз ЦСЭ нового поколения и его технические характеристики, полученные на опытно-промышленном стенде, в сравнении с серийно выпускаемыми [6] (*рис. 1г*).

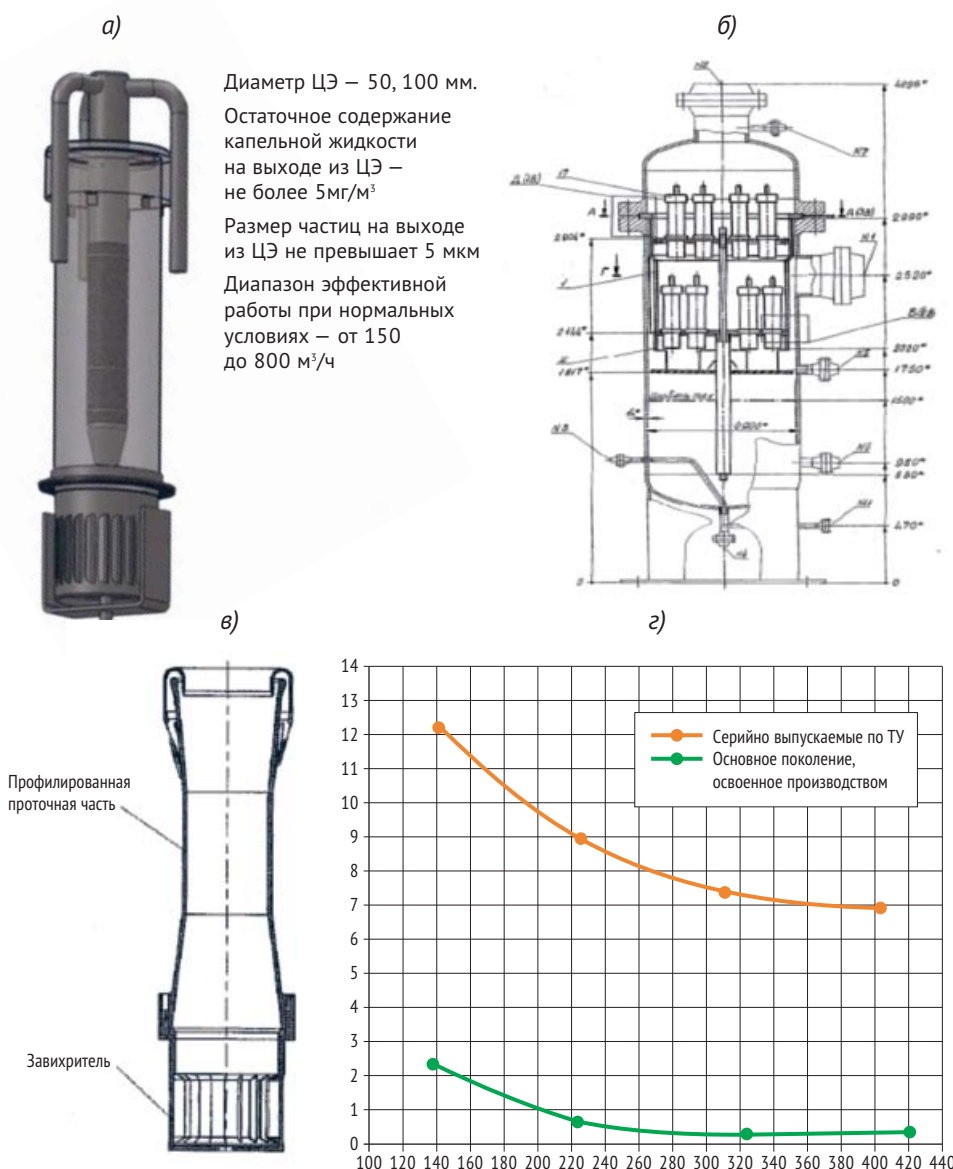


Рис. 1. Центробежный сепарационный элемент: а) эскиз центробежного сепарационного элемента; б) эскиз сепаратора с установленными центробежными сепарационными элементами; в) центробежный элемент с профилированной проточной частью; г) технические характеристики элементов

Результатом одной из последующих разработок явилось создание прямого сепарационного элемента с профилированной проточной частью (рис. 1в) [7]. Из рисунка видно, что его конструкция значительно проще, что важно при изготовлении, а возможность для отложения загрязнений сводится к минимуму. При этом его технические характеристики по эффективности сепарации не уступают ранее разработанным моделям.

Проведенные исследования показали, что центробежные элементы могут быть с успехом использованы в качестве массообменных элементов в колонных аппаратах. Тарелки [8], снабженные ЦМЭ, имеют широкий диапазон эффективной работы 3...7 в диапазоне фактора скорости, равном 10...24, что является значительным преимуществом в сравнении с другими типами тарелок. Это позволит повысить производительность существующих колонн и оптимизировать габариты новых колонных аппаратов, а также значительно уменьшить межтарельчатый унос жидкости в рабочих условиях. На рис. 2 приведен эскиз использования центробежного массообменного элемента в колонне. На полотно тарелки может быть расположено необходимое (рассчитанное для

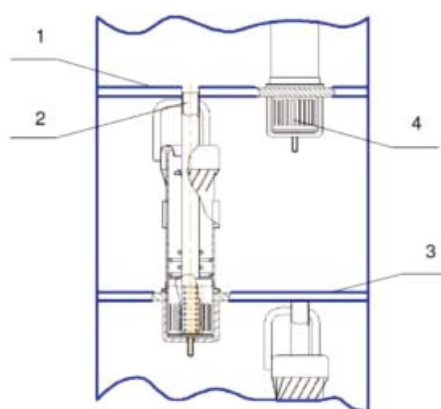


Рис. 2. Центробежный массообменный элемент: 1 — верхнее полотно тарелки; 2 — питающая трубка центробежного элемента; 3 — нижестоящее полотно тарелки; 4 — завихритель центробежного элемента



каждого конкретного случая) количество центробежных элементов.

Центробежные сепарационные элементы [9, 10] получили широкое распространение в разработках НИПИГАЗ при создании нового оборудования и объектов, а также при реконструкции существующих аппаратов.

Сепараторы всех видов: на компрессорных станциях (Коробковский ГПЗ, Славянская УППГ, Южно-Приобский ГПЗ; «холодные» сепараторы — на установках низкотемпературной переработки газа (Губкинский ГПЗ, Южно-Балыкский ГПЗ, Славянская УППГ).

Входные и выходные сепараторы на различных объектах и установках подготовки и переработки газа (Сургутнефтегаз, Роснефть, Сибур и др.).

Сепарационные устройства на входе и выходе различных колонн (абсорберы, десорберы, скрубберы). Например, выполненные сепарационные секции с ЦСЭ в абсорберах гликолевой осушки Славянской УППГ позволили отказаться от наличия в схемах установок входных и выходных сепараторов.

Во всех случаях использование в аппаратах ЦСЭ, особенно после реконструкции и модернизации существующих, показало высокую эффективность и надежность.

Тонкослойные полочные блоки

В фазных разделителях, разработанных и внедренных НИПИГАЗ, основным сепарационным элементом является тонкослойный полочный блок (рис. 3). В компании разработан способ тонкослойного отстаивания [11, 12], производительность которого при разделении несмешивающихся фаз больше традиционных в 2–4 раза. Разработан и внедрен на производствах целый ряд вертикальных и горизонтальных фазных отстойников и разделителей, в которых для повышения эффективности и интенсификации процесса отстаивания применены

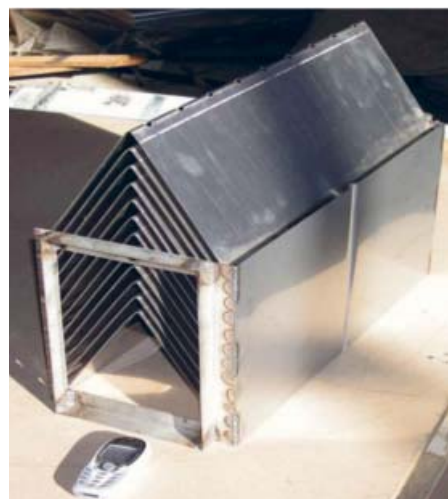


Рис. 3. Тонкослойный полочный элемент

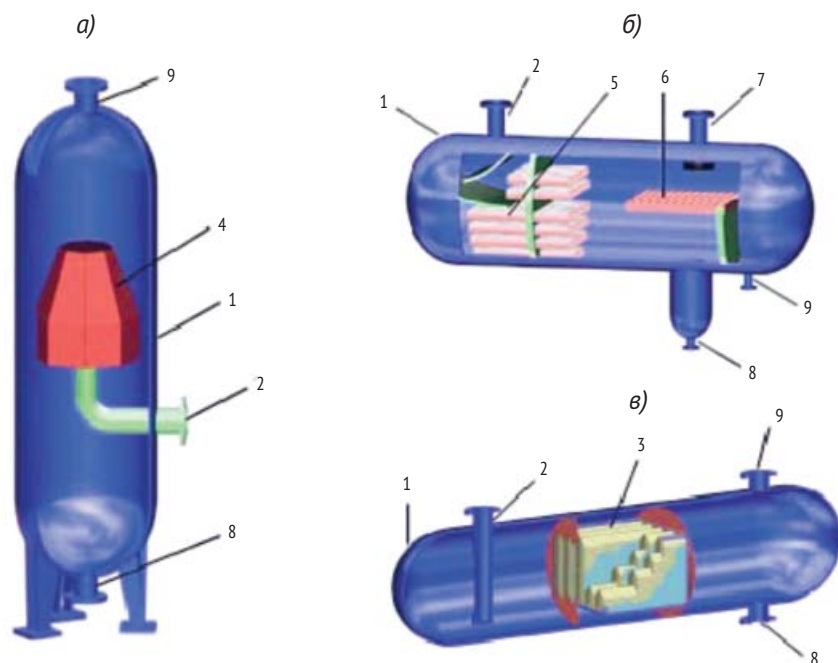


Рис. 4. Фазные разделители: **1** — корпус; **2** — входной патрубок; **3** — горизонтальный блок тонкослойного отстаивания; **4** — вертикальный блок тонкослойного отстаивания; **5** — горизонтальный трубчатый блок тонкослойного отстаивания; **6** — волногаситель; **7** — патрубок выхода газа; **8** — патрубок выхода тяжелой жидкости; **9** — патрубок выхода легкой жидкости

хорошо зарекомендовавшие себя в производстве самоочищающиеся тонкослойные элементы различной конструкции [13–17].

Использование в фазных разделителях полочных блоков сокращает время эффективного разделения фаз: жидкость-газ и жидкость-жидкость, что соответственно снижает массо-габаритные характеристики аппаратов и увеличивает производительность существующего оборудова-

ния. Реконструкция существующих аппаратов с установкой полочных блоков позволила на Астраханском ГПЗ увеличить производительность установки очистки и получения сжиженных газов в 1,8 раза от проектной величины [18].

На рис. 4 представлены образцы фазных разделителей с использованием колонных блоков, внедренных на предприятиях отечественной промышленности, в частности,

Нижневартовском ГПЗ (*б* — трехфазный сепаратор), Астраханском ГПЗ (*а*, *б* и *в* — отстойники Е-153, 154, 156, соответственно), Южно-Балыкском ГПЗ (*в* — фазный разделитель).

В дальнейшем был разработан и внедрен на промышленных объектах блок тонкослойного отстаивания с переменным сечением, что позволило значительно повысить технические показатели, достигаемые на новой конструкции (рис. 5) [12]. Результаты получены на опытно-промышленном стенде и подтверждены на действующих объектах.

Колонное оборудование и массообменные элементы

На промышленных предприятиях нефтегазопереработки и нефтехимии значительную долю, как в численном, так и в стоимостном выражении, составляет колонное оборудование различного назначения [19]. В связи с этим существенное внимание уделяется снижению его массогабаритных характеристик, а следовательно, и стоимости при сохранении и даже увеличении эффективности их работы. За многие годы исследований в НИПИГАЗ разработаны и внедрены различные виды массообменных элементов, обеспечивающие оптимальные габариты колонных аппаратов при высокой эффективности их работы.

Ситчато-клапанная тарелка

За счет подвижных клапанов, расположенных на перфорированном полотне тарелки при изменении производительности по жидкости и парам, изменяется площадь свободного сечения, что позволяет значительно расширить диапазон устойчивой эффективной работы колонны. Коэффициент полезного действия данных тарелок превышает 75–80% при сравнительно низком (50–80 мм вод. ст.) гидравлическом сопротивлении (см. рис. 6).

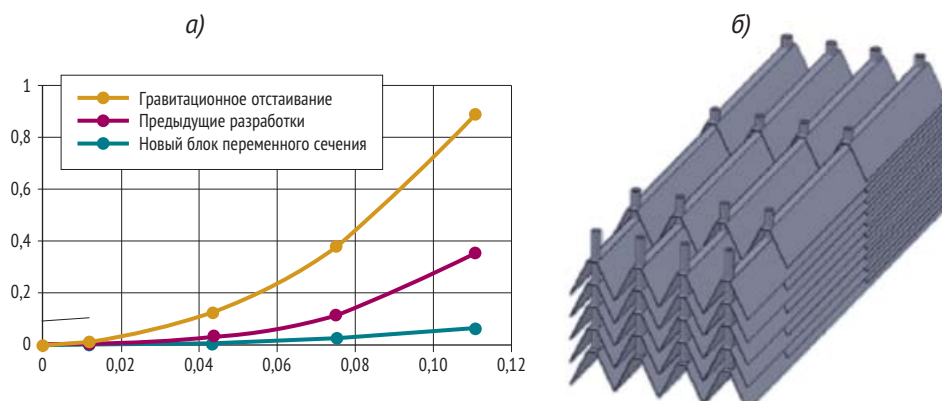


Рис. 5. Блок тонкослойного отстаивания с переменным сечением: *а*) технические показатели; *б*) общий вид

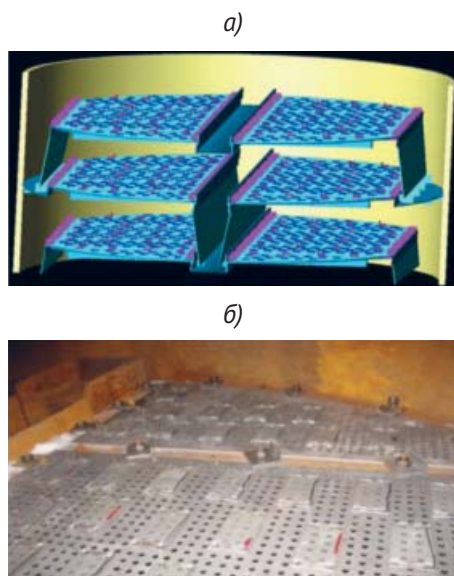


Рис. 6. Ситчато-клапанная тарелка [20–22]: а) эскиз колонны с ситчато-клапанными тарелками; б) фрагмент ситчато-клапанной тарелки в колонном аппарате

Трехслойная провальная тарелка

Состоит из необходимого расчетного числа блоков из трех (двух) перфорированных полотен, каждое из которых имеет свободное сечение, определенное расчетами, покрытых металлической сеткой [23]. Тарелки этого типа успешно используются в абсорбционных и ректификационных колоннах малого диаметра. Имеют достаточно широкий диапазон устойчивой работы и высокий КПД на уровне 75–80%. Двухслой-

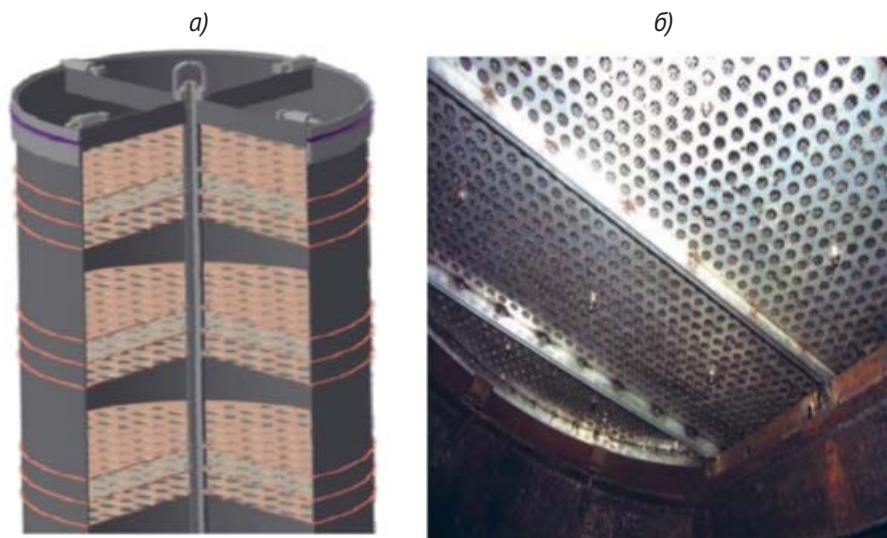


Рис. 7. Трехслойная провальная тарелка: а) эскиз колонны с трехслойными провальными тарелками; б) фрагмент трехслойной провольной тарелки в колонном аппарате

ные тарелки превосходно работают на загрязненных средах, что было подтверждено при реконструкции установки регенерации метанола из метанольной смеси, поступающей из газосборных сетей природного газа (рис. 7).

При замене регенератора установки осушки ДЭГом на новый аппарат на Коробковском ГПЗ с использованием в новой колонне трехслойных провольных тарелок вместо колпачковых габариты колонны изменились следующим образом: диаметр аппарата — с 800 на 450 мм; высота — с 12,3 до 7,9 м; масса — с 4700 до 1250 кг [24].

Ситчато-клапанные и, особенно, трехслойные провольные тарелки

обладают высокой устойчивостью против отложений на них загрязняющих веществ, присутствующих в технологических средах. Также легко они подвергаются механической очистке при плановых ремонтах.

В таблице представлены некоторые примеры сравнения массогабаритных характеристик колонного оборудования при замене существующих аппаратов, работающих на проектной производительности по сырью, и строительстве новых установок. Как видно из таблицы, аппараты, оснащенные разработанными НИПИГАЗ тарелками, значительно меньше и легче колонн с традиционными контактными устройствами.

Сравнение характеристик колонных аппаратов

Наименование показателей	МАУ-3 Нижневартковского ГПК ДЕСОРБЕР		Нефтегорский ГПЗ АБСОРБЕР АМИНОВОЙ ОЧИСТКИ ГАЗА		Пермнефтегаз-переработка ДЕСОРБЕР АМИНОВОЙ ОЧИСТКИ ГАЗА		Татнефть Бавлинский газовый цех УСТАНОВКА АМИНОВОЙ ОЧИСТКИ			
	старый	новый	старый	новый	старый	новый	АБСОРБЕР		РЕГЕНЕРАТОР	
							старый	новый	старый	новый
Диаметр, мм	2600/3600	2200/3200	3000	1800	2800	2000	1000	800	800	600
Высота обечайки, мм	34500	34500	18600	13800	20150	20150	13250	8500	12000	8800
Тип тарелок, контактных устройств	клапанные	ситчато-клапанные	колпачковые, однопоточные	ситчато-клапанные	насадка — керамические кольца Рашига	ситчато-клапанные	колпачковые, однопоточные	трехслойные, провольные, с сеткой	колпачковые, однопоточные	трехслойные, провольные, с сеткой
Количество тарелок, шт	25/16	25/16	23	16	—	14	18	14	16	15
Межтарельчатое расстояние, мм	600	600	600	600	2 слоя по 6000 мм	1000	500	400	500	400
Масса, т	116,5	84,2	43,8	16,0	32,4	20,5	6,9	3,4	5,6	2,5

* Размер межтарельчатого расстояния устанавливался заказчиком.

Колонны с ситчато-клапанными и трехслойными провальными тарелками (новые и модернизированные) успешно эксплуатируются на предприятиях СибурТюменьГаза, Коробковском, Белорусском, Астраханском, Туймазинском ГПЗ, Оренбурггазпром, установках подготовки газа РН-Краснодарнефтегаз и РН-Ставропольнефтегаз.

Хорошие перспективы для промышленного внедрения, на наш взгляд, имеют колонны, оснащенные массообменными сепарационными ступенями, с использованием ЦСЭ о которых упоминалось ранее (см. рис. 2).

Как уже отмечалось выше, по разработкам НИПИГАЗ, включающим собственные технологические решения и оборудование, запроектированы и построены объекты по подготовке и переработке углеводородного сырья. Ниже приведены примеры разработки, проектирования и создания ряда значимых для газопереработки объектов, выполненных за последние годы.

Южно-Приобский ГПЗ

Расположен в ХМАО в районе города Ханты-Мансийск. Является совместным предприятием Газпромнефти и Сибура. Создан на базе Южно-Приобской компрессорной станции, состоящей из двух турбокомпрессорных агрегатов с газотурбинным приводом, обеспечивающих сжатие попутного нефтяного газа до давления 7,8 МПа и изначально подачу его в двухфазном состоянии в газопровод высокого давления «Приобская КС — Южно-Балыкский ГПЗ», принадлежащий компании Роснефть.

Сырьем Южно-Приобского ГПЗ является ПНГ, который содержит более 300 г/м³ пропана и более тяжелых ценных углеводородов C_{3+выше}. Проектная производительность Южно-Приобского ГПЗ составляет 900 млн м³/год.

Производством ГПЗ по проекту являются:

- сухой отбензиненный газ, ~ 600 млн м³/год, согласно требованиям СТО Газпром 089-2010 для подачи в магистральный газопровод;

• широкая фракция легких углеводородов марки «А» и «Б», удовлетворяющая требованиям ТУ 38.101524.93 — ~ 350 тыс. т/год для дальнейшей переработки в продукты газохимии и на реализацию.

Пуск состоялся в сентябре 2015 года [25, 31], и за короткое время завод вышел на проектные показатели. В настоящее время завод работает на полной производительности, а степень извлечения целевых углеводородов C_{3+выше} значительно превышает заданные проектом 95%. Благодаря вводу в эксплуатацию Южно-Приобского ГПЗ степень утилизации ПНГ на объектах дочернего предприятия Газпромнефть-Хантос выросла с 53 до 96%, что соответствует требуемым экологическим нормам. В разработанной специалистами НИПИГАЗ оригинальной технологической схеме завода [26] основная часть технологического оборудования изготовлена с использованием собственных разработок. Блок схема Южно-Приобского ГПЗ приведена на рис. 8.

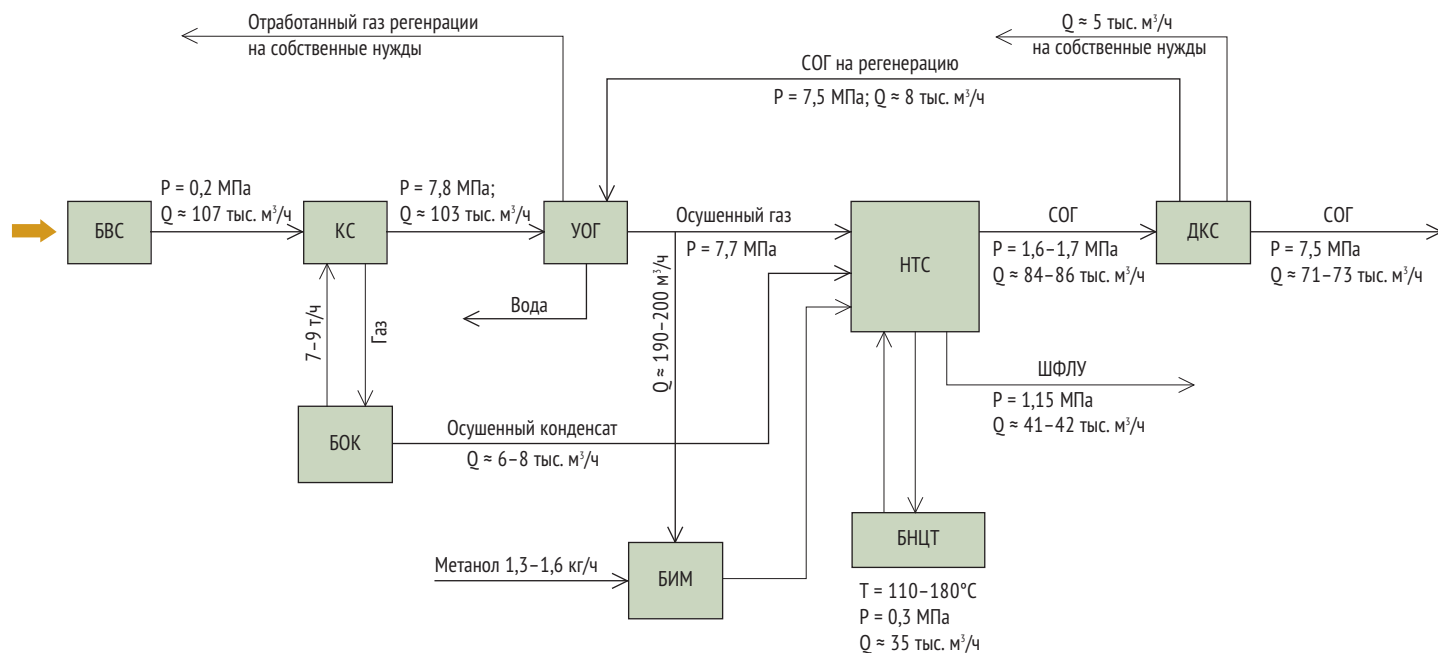


Рис. 8. Блок-схема Южно-Приобского ГПЗ: БВС — блок входных сепараторов; КС — сырьевая компрессорная станция; БОК — блок осушки конденсата; УОГ — установка адсорбционной осушки газа; НТС — установка низкотемпературной сепарации с турбодетандером; БИМ — блок подачи испаренного метанола; ДКС — дожимная компрессорная станция; БНЦТ — блок нагрева и циркуляции теплоносителя

Отличие от разработанной ранее НИПИГАЗ схемы установки с блоком низкотемпературной переработки газа (НТК) с турбодетандером и блоком адсорбционной очистки и осушки углеводородного конденсата, примененной на отечественных ГПЗ, состоит в следующем:

- исключение из схемы охлаждения нефтяного газа дорогостоящей пропановой холодильной установки и применение для охлаждения ПНГ до рабочих температур двухступенчатой конденсации сырьевого газа при высоком давлении и адиабатического расширения газа второй ступени конденсации в турбодетандере от 7,5 до 1,6 МПа; [26].

- применение в схеме НТК одного многопоточного высокоэффективного пластинчато-ребристого теплообменника, заменяющего ряд традиционных кожухотрубчатых теплообменников, для охлаждения осушенного нефтяного газа за счет рекуперации холода всех обратных потоков отбензиненного газа и низкотемпературного конденсата, а также одного пластинчато-ребристого теплообменника для охлаждения и частичной конденсации паров с верха ректификационной колонны;

- применение процесса осушки конденсата сырьевой компрессорной станции в отдельной отпарной ректификационной колонне, обеспечивающей осушку выводимой с нижней части аппарата фракции C_{3+} выше до температуры точки росы ниже -20°C [27];

- применение высокоэффективных газотурбинных приводов турбокомпрессоров для компримирования сырьевого и отбензиненного газа, работающих на собственном газе.

Установка очистки пропановой фракции от метанола

Наличие метанола в природном и попутном нефтяном газе, поступающем на переработку, и, как следствие, в продуктах их переработки объясняется спецификой сбора, подготовки и промыслового транспорта углеводородных газов в России, осо-

бенно в холодных районах Севера и Сибири. Иногда метанол вводят и на объектах низкотемпературной переработки газов, где он распределяется между газовой и жидкой фазой. Содержание метанола в ШФЛУ или в продуктах ее переработки (пропане) в ряде случаев достигает 1,5% мас. При этом наличие даже незначительного количества метанола крайне отрицательно сказывается на всех каталитических процессах газонефтехимии, на процессах переработки с выделением гелия и получения СПГ, где содержание метанола в сырье после его подготовки к переработке не должно превышать 1–5 ppm. Присутствие метанола также снижает коммерческую стоимость ШФЛУ и сжиженных углеводородных газов (СУГ).

На Тобольской промышленной площадке СИБУРа в 2015 году введена в эксплуатацию установка очистки от метанола и осушки пропановой фракции. Производительность установки по пропановой фракции (ПФ) составляет ~ 2 млн т/год (~ 240 т/час). Установка разработана НИПИГАЗ совместно с Тобольск-Нефтехим и запроектирована НИПИГАЗ с использованием технических решений по новой технологии [28, 29] и оборудованию [21, 22]. Установка состоит из блоков экстракции метанола из ПФ, азеотропной очистки и осушки, а также блока регенерации метанола. Пропановая фракция (сырье) по составу соответствует ТУ-0272–023–00151638–99 и содержит до 0,5% мас. метанола. Продукцией является осушенная и очищенная ПФ с содержанием метанола не более 50 ppm и метанол с содержанием основного вещества не менее 99%.

Пуск и эксплуатация установки подтвердили достижение проектных показателей по производительности и качеству получаемой продукции. Остаточное содержание метанола в очищенной ПФ составляет 5–15 ppm (по проекту — 50 ppm) и может регулироваться изменением технологического режима.

Принципиальная технологическая схема установки очистки от ме-

танола и осушки ПФ приведена на рис. 9.

Пропановая фракция подается на установку с давлением 2,4 МПа и температурой 35°C . На входе установки пропановая фракция смешивается в смесителе См-1 с конденсатом этан-пропановой фракции, содержащей метанол, и водой. Вода для экстракции метанола подается насосом с давлением 2,5 МПа с блока регенерации метанола. Далее смесь воды и углеводородов подается в сепаратор С-1. В сепараторе происходит разделение водометанольной смеси (ВМС) и углеводородной жидкости при давлении 2 МПа и температуре не более 45°C . Далее углеводородная жидкость подается в ректификационную колонну К-1 на азеотропную очистку и осушку, а водометанольная смесь на блок регенерации метанола. В колонне происходит отпарка из пропановой фракции остаточного содержания метанола и воды. Верхним продуктом колонны является этан-пропановая фракция, содержащая метанол и воду. Пары этан-пропановой фракции с верха колонны, с температурой 31°C , подаются на компрессор КС-1, где компримируются с давлением 1,2 МПа до 2,5 МПа. В результате температура этан-пропановой фракции повышается до 69°C , что позволяет использовать тепло для подогрева куба колонны К-1. После компримирования этан-пропановая фракция охлаждается до 53°C в рекуперативном теплообменнике Т-1, далее доохлаждается в воздушном холодильнике Х-1 до 51°C и направляется в сепаратор С-2. Газ из сепаратора направляется на существующую ЦГФУ, а жидкость подается на смешение с исходной пропановой фракцией и водой в смеситель См-1.

Жидкость с глухой тарелки колонны К-1 с температурой 39°C подается в пластинчатый теплообменник Т-1, где частично испаряется без существенного изменения температуры и возвращается в колонну К-1 под глухую тарелку. Кубовой продукт колонны К-1 — очищенная от метанола пропановая фракция вы-

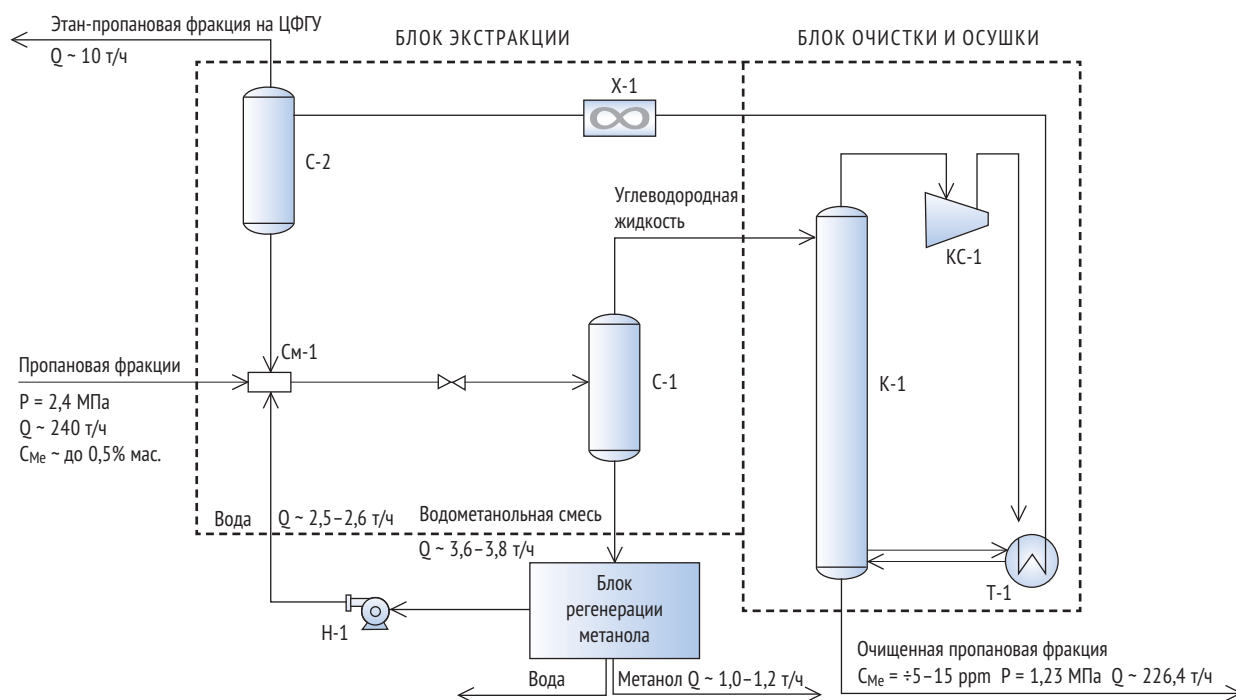


Рис. 9. Принципиальная технологическая схема установки азеотропной очистки от метанола и осушки пропановой фракции: СМ-1 - смеситель; С-1 — сепаратор пропановой фракции и ВМС; К-1 — колонна азеотропной перегонки; КС-1 — компрессор; Т-1 — подогреватель; Х-1 — холодильник; Н-1 — насос; С-2 — сепаратор выделения этановой фракции

водится за пределы установки в качестве товарного продукта.

Регенерация метанола из ВМС проводится традиционным способом в ректификационной колонне.

Комплексная очистка ШФЛУ от вредных примесей

Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) и этанизированная (ЭШФЛУ) являются первым продуктом, получаемым при переработке природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) после выделения из сырьевого потока сухого отбензиненного газа (СОГ), подаваемого в магистральные газопроводы и на другие нужды. При этом качество ШФЛУ может полностью соответствовать ТУ 38.101524-93 по составу и содержанию сернистых соединений, а качество ЭШФЛУ — ТУ 38.101524-93 изменение № 7, где нормируется содержание диоксида углерода и оно не должно превышать 0,03%мас. В тоже время в нормативной документации практически на все сжиженные углеводородные газы (СУГ) и ШФЛУ отсутствуют

требования по содержанию в них элементарной серы (S_n), а в ряде случаев и общей серы.

Опыт получения ШФЛУ (ЭШФЛУ) на ряде ГПЗ показывает присутствие S_n и превышение допустимого содержания CO_2 в составе этих продуктов. Сера появляется при содержании в составе сырьевого газа даже незначительного количества сероводорода (H_2S) и кислорода, который довольно часто встречается в составе ПНГ. Содержание элементарной серы в ШФЛУ и других сжиженных газах может составлять до 50 ppm и более.

Превышение содержания CO_2 более 0,03% мас. в ЭШФЛУ может иметь место даже при наличии на объекте подготовки и переработки газа (ГПЗ, УКПГ и др.) установок аминовой очистки от кислых компонентов. При отсутствии установок очистки от кислых компонентов и наличии в сырьевом газе CO_2 в полученной при переработке ЭШФЛУ содержание диоксида углерода может достигать нескольких процентов.

Присутствие в составе ЭШФЛУ (СУГ) диоксида углерода, серы вме-

сте с другими сернистыми соединениями (H_2S , RSH , COS и др.), даже при соответствии содержания сернистых соединений нормативным показателям, отрицательно сказывается на свойствах и качестве продукции, особенно в увлажненных средах. Значительно увеличивается коррозионная агрессивность среды, что в первую очередь сказывается при транспортировке СУГ, и совершенно неприемлемо при переработке всех видов СУГ, полученных из них фракций углеводородов и этана, а так же продуктов процессов газохимии (пиролиз, каталитические процессы).

Из-за наличия молекулярной серы и сернистых соединений сжиженные углеводородные фракции зачастую не выдерживают испытания по ГОСТ 6321-92 «Метод испытания на медной пластине», а так же ISO 6151 «Газы сжиженные нефтяные. Коррозионное воздействие на медь. Метод с применением медной полоски» и ASTM D 1838-07 «Стандартный метод испытания коррозии полосовой меди в среде сжиженных нефтяных газов».

Наиболее ясное представление о содержании молекулярной серы в сжиженных углеводородных фракциях дает исследование [30], где установлено, что при содержании серы в сжиженных углеводородных фракциях более 5 ppm, качество сжиженных углеводородных фракций уже не соответствует первому классу при испытании на медной пластине, и это свидетельствует о повышенной коррозионной активности углеводородной среды. Поэтому очистка сжиженных углеводородных фракций и ШФЛУ от молекулярной серы, сернистых соединений

и CO₂ представляет серьезную проблему при их подготовке к транспорту и переработке.

В НИПИГАЗ проведены исследования в лабораторных условиях и на пилотной установке по очистке СУГ и ШФЛУ (ЭШФЛУ). Разработана технология очистки легких углеводородных фракций, позволяющая в одну стадию получать очищенные продукты с остаточным содержанием вредных компонентов (не более, ppm): S_n — 5; H₂S — 3; RSH — 100; CO₂ — 200. Указанное содержание вредных компонентов соответствует требованиям ТУ и ГОСТ и обес-

печивает показатели по первому классу при испытаниях на медной пластине. Для очистки используется доступный абсорбент, содержащий специальные добавки, обеспечивающие эффективную очистку сжиженных углеводородов от серы, сероводорода и диоксида углерода.

В настоящее время для одного из ГПЗ Западной Сибири реализуется проект и ведется строительство установки очистки ШФЛУ (ЭШФЛУ) производительностью более 1 млн т/год. На данную технологию и установку подана заявка на получение патента.

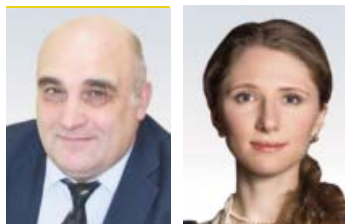
Список литературы

1. *Аджиев А.Ю., Пуртов П.А.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России. — Краснодар: Изд-во ЭДВИ, 2014. Т. 1. — С. 775; Т. 2. — С. 505.
2. Патент РФ № 2140317 «Центробежный сепарационный элемент» / С.И. Бойко, В.В. Гугучкин, С.В. Килинник.
3. Патент РФ № 2150315 «Центробежный сепарационный элемент» / С.И. Бойко, Н.К. Касапов, С.В. Килинник.
4. *Аджиев А.Ю., Пуртов П.А.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России. — Краснодар: Изд-во ЭДВИ, 2014. Т. 2. — С. 23–24.
5. Патент РФ № 2101156 «Центробежный сепарационный элемент» / С.И. Бойко, А.В. Литвиненко, М.А. Грицай и др.
6. ТУ 3615-007-00142300-2003 «Элемент центробежный сепарационный».
7. *Бойко С.И., Литвиненко А.В., Першин Д.Ю.* Прямоточный центробежный сепарационный элемент с профилированной прямой частью // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 1. — С. 21–24.
8. Патент РФ № 2498838 «Массообменный сепарационный элемент (варианты) и массообменная колонна (варианты)» / А.В. Литвиненко, С.И. Бойко, Ю.В. Аристович, Г.Г. Тютюник, М.А. Грицай.
9. Патент РФ № 2401155 «Способы сепарации жидкости из газожидкостного потока» / С.И. Бойко, А.В. Литвиненко.
10. Патент РФ № 2493900 «Способ сепарации газожидкостного потока» / С.И. Бойко, Ю.В. Аристович, М.А. Грицай, А.В. Литвиненко.
11. Патент РФ № 1826198 «Блок тонкослойного отстаивания» / Л.М. Мильштейн, С.И. Бойко, Г.К. Зиберт, В.П. Чумак.
12. Патент РФ № 103739 «Тонкослойный отстойник» / С.И. Бойко, А.В. Литвиненко, М.А. Грицай.
13. Патент РФ № 2159660 «Тонкослойный отстойник» / С.И. Бойко.
14. Патент РФ № 2250127 «Аппарат для разделения водонефтяной эмульсии» / А.Ю. Аджиев, С.И. Бойко, С.Ш. Гершуни.
15. Патент РФ № 103737 «Вертикальный отстойник» / С.И. Бойко, А.В. Литвиненко, М.А. Грицай, А.А. Светов и др.
16. Патент РФ № 2294787 «Способ разделения несмешивающихся жидкостей» / С.И. Бойко, А.Ю. Аджиев, С.В. Килинник, Т.Н. Шульга.
17. Патент РФ № 2482899 «Фазный разделитель» / С.И. Бойко, А.В. Литвиненко, М.А. Грицай, Т.Н. Шульга, Т.В. Андреевская, Г.Г. Тютюник.
18. *Бойко С.И., Шеин О.Г., Аджиев А.Ю.* и др. Увеличение производства на Астраханском ГПЗ сжиженных газов путем реконструкции существующих мощностей // Материалы всероссийского межотраслевого совещания в г. Краснодаре «Рациональное использование нефтяного газа и других видов легкого углеводородного сырья». — М.: ВНИИОЭиГ, 1999. — С. 79–81.
19. *Щёголев В.В.* Классификация колонных аппаратов // Химическая промышленность. 2005. № 8.
20. Патент РФ № 10591 «Ситчато-клапанная тарелка» / Ю.А. Арнаутов, С.И. Бойко, Т.В. Андреевская.
21. Патент РФ № 87638 «Ситчато-клапанная тарелка» / Г.Г. Тютюник, С.И. Бойко, А.Ю. Аджиев, А.В. Литвиненко, Т.В. Андреевская.
22. Патент РФ № 90349 «Ситчато-клапанная тарелка» / С.И. Бойко, Г.Г. Тютюник, А.Ю. Аджиев, А.В. Литвиненко, С.Н. Прусаченко.
23. Свидетельство РФ на полезную модель № 31515 «Контактное устройство для массообменных аппаратов» / Ю.А. Арнаутов, М.С. Сковпень, А.Ю. Аджиев, С.И. Бойко.
24. *Бойко С.И., Килинник А.В., Арнаутов Ю.А.* и др. Мероприятия по улучшению работы установки осушки газа на Коробковском ГПЗ // Материалы XXI Всероссийского совещания «Нефтяной газ: проблемы и перспективы» ОАО «НИПИгазпереработка». — Краснодар, 2002. — С. 98–101.
25. «Газпромнефть» и СИБУР ввели в эксплуатацию Южно-Приобский ГПЗ. — URL: http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1108662/?sphrase_id=3847402
26. *Шеин А.О.* Глубокая переработка нефтяного газа без использования пропановой холодильной установки // Сб. материалов XXVII Всероссийского совещания «Газопереработка и газохимия». — Краснодар: Изд-во ЭДВИ, 2014. — С. 32–34.
27. *Шеин А.О., Литвиненко А.В., Лобанова О.Ю.* Осушка и переработка углеводородного конденсата // Материалы XXVI Всероссийского совещания «Проблемы утилизации попутного нефтяного газа» — Краснодар: Изд-во ЭДВИ, 2013. — С. 58–60.

28. Патент РФ № 2470001 «Установка осушки и очистки углеводородной фракции от метанола»/ А.В. Литвиненко, Ю.В. Аристович, М.А. Грицай, Г.Г. Тютюник, Л.Е. Жернаков, В.И. Анохин и др.
29. Патент РФ № 2470002 «Способ очистки и осушки пропановой фракции от метанола»/ А.В. Литвиненко, Ю.В. Аристович, М.А. Грицай, Г.Г. Тютюник, Л.Е. Жернаков и др.
30. *Пантелеев Д.В., Мещеряков С.В., Сухилина И.В., Елютин Д.В.* Исследование влияния сернистых соединений в сжиженных углеводородных газах на качество продукта при транспортировке // Газовая промышленность. 2002. № 8. — С. 70–73.
31. *Голубева И.А., Родина Е.В.* Газоперерабатывающие предприятия России. Ст. 13. Вынгапуровский и Южно-Приобский ГПЗ (АО «СибурТюменьГаз») // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 1. — С. 33–42.

Reference

1. *Adjijev A.Yu., Purto P.A.* Associated gas treatment and processing in Russia. — Krasnodar: Publishing House EDVI, 2014. — Vol. 1. — P. 775; Vol. 2. — P. 505.
2. RF patent № 2140317 «Centrifugal separation element» / S.I. Boiko, V.V. Guguchkin, S.V. Kilinnik.
3. RF patent № 2150315 «Centrifugal separation element» / S.I. Boiko, N.K. Kasapov, S.V. Kilinnik.
4. *Adjijev A.Yu., Purto P.A.* Associated gas treatment and processing in Russia. — Krasnodar: Publishing House EDVI, 2014. — Vol. 2. — P. 23–24.
5. RF patent № 2101156 «Centrifugal separation element» / S.I. Boiko, A.V. Litvinenko, M.A. Gritsai and etc.
6. TU 3615-007-00142300-2003 «Centrifugal separation element».
7. *Boiko S.I., Litvinenko A.V., Pershin D.Yu.* Direct flow centrifugal separation element with shaped straight part // Equipment and technologies for oil and gas complex. 2016. № 1. — P. 21–24.
8. RF patent № 2498838 «Mass transfer separation element (options) and mass-transfer column (options)» / A.V. Litvinenko, S.I. Boiko, Yu.V. Aristivich, G.G. Tyutyunik, M.A. Gritsai.
9. RF patent № 2401155 «Methods of liquid separation from gas-liquid stream»/ S.I. Boiko, A.V. Litvinenko.
10. RF patent № 2493900 «Method of gas-liquid stream separation» / S.I. Boiko, Yu.V. Aristivich, M.A. Gritsai, A.V. Litvinenko.
11. RF patent № 1826198 «Thin layer settling block» / L.M. Milshtein, S.I. Boiko, G.K. Zibert, V.P. Chumak.
12. RF patent № 103739 «Thin-layer settler» / S.I. Boiko, A.V. Litvinenko, M.A. Gritsai.
13. RF patent № 2159660 «Thin-layer settler» / S.I. Boiko.
14. RF patent № 2250127 «Vessel for water in oil emulsion separation» / A.Yu. Adjijev, S.I. Boiko, S.Sh. Gershuni.
15. RF patent № 103737 «Vertical settler» / S.I. Boiko, A.V. Litvinenko, M.A. Gritsai, A.A. Svetov and etc.
16. RF patent № 2294787 «Method of immiscible liquids separation» / S.I. Boiko, A.Yu. Adjijev, S.V. Kilinnik, T.N.S. hulga.
17. RF patent № 2482899 «Phase separator» / S.I. Boiko, A.V. Litvinenko, M.A. Gritsai, T.N. Shulga, T.V. Andreyevskaya, G.G. Tyutyunik.
18. *Boiko S.I., Shein O.I., Adjijev A.Yu.* and etc. Increase in output of Astrakhan GPP liquefied gases by means of renovation of the existing capacities // Documents of all-Russian inter-industries conference in Krasnodar «Rational use of oil gas and other types of light hydrocarbons». — M.: VNIIOEiG, 1999. — P. 79–81.
19. *Schegolev V.V.* Classification of column vessels // Chemical industry. 2005. № 8.
20. RF patent № 10591 «Sieve-valve tray»/ Yu.A. Arnautov, S.I. Boiko, T.V. Andreyevskaya.
21. RF patent № 87638 «Sieve-valve tray»/ G.G. Tyutyunik, S.I. Boiko, A.Yu. Adjijev, A.V. Litvinenko, T.V. Andreyevskaya.
22. RF patent № 90349 «Sieve-valve tray»/ S.I. Boiko, G.G. Tyutyunik, A.Yu. Adjijev, A.V. Litvinenko, S.N. Prusachenko.
23. RF certificate for utility model № 31515 «Contact device for mass transfer apparatuses»/ Yu.A. Arnautov, M.S. Skovpen, A.Yu. Adjijev, S.I. Boiko.
24. *Boiko S.I., Kilinnik A.V., Arnautov Yu.A.* and etc. Measures for improvement of gas dehydration unit operation at Korobkovsky GPP // Documents of the XXI all-Russian conference «Oil gas: problems and perspectives», NIPIGASpererabotka JCS. — Krasnodar, 2002. — P. 98–101.
25. «Gazpromneft» and SIBUR put into operation Yuzhno-Priobsky GPP. — URL: http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1108662/?sphrase_id=3847402
26. *Shein A.O.* Advanced oil gas processing without using propane cooling unit // Digest of the XXVII all-Russian conference «Gas processing and gas chemistry». — Krasnodar: Publishing House EDVI, 2014. — P. 32–34.
27. *Shein A.O., Litvinenko A.V., Lobanova O.Yu.* Hydrocarbon condensate dehydration and treatment» // Documents of the XXVI all-Russian conference «Problems of associated oil gas utilization». — Krasnodar: Publishing House EDVI, 2013. — P. 58–60.
28. RF patent № 2470001 «Unit of dehydration and treatment of hydrocarbon fraction from methanol» / A.V. Litvinenko, Yu.V. Aristivich, M.A. Gritsai, G.G. Tyutyunik, L.E. Zhernakov, V.I. Anokhin and etc.
29. RF patent № 2470002 «Methods of treatment and dehydration of propane fraction against methanol» / A.V. Litvinenko, Yu.V. Aristivich, M.A. Gritsai, G.G. Tyutyunik, L.E. Zhernakov and etc.
30. *Panteleyev D.V., Mescheryakov S.V., Sukhilina I.V., Elyutin D.V.* Analysis of sulfur compounds in liquefied hydrocarbon gas impact on product quality during their transportation // Gas industry. 2002. № 8. — P. 70–73.
31. *Golubeva I.A., Rodina E.V.* Gas processing plants of Russia. Article 12. Vyngapurovsky and Yuzhno-Priobsky GPP (SIBURTYUMENGAZ JSC) // Oil refining and petrochemistry. 2016. № 1. — P. 33–42.



Опыт мониторинга образования газогидратной пробки посредством оптоволоконной термометрии скважин

В.Ф. Рыбка, ООО «ПИТЦ «Геофизика»

С.И. Васютинская, Московский государственный университет геодезии и картографии, доцент, кандидат экономических наук

Аннотация. В статье описан пример наблюдения с помощью оптоволоконной термометрии за образованием газогидратной пробки и попыткой ее разрушения. Развитие систем мониторинга скважин уже сейчас позволяет решать задачи определения профиля притока и контроля работы скважины. Нахождение измерительной системы в скважине при возникновении аварийной ситуации позволило наблюдать развитие нештатной ситуации. В будущем возможно автоматическое предупреждение подобных ситуаций. Развитие систем интеллектуальных скважин и интеллектуальных месторождений позволит оптимизировать добычу, увеличить КИН и избежать аварий и осложнений в процессе добычи.

Ключевые слова: оптоволокно, термометрия, контроль за разработкой, профиль притока, контроль работы скважины, газогидрат, прихват оборудования.

Fiber optic well thermometry. Monitoring the formation of a gas hydrate plug

V.F. Rybka, LLC «PITC Geofizika»

S.I. Vasyutinskaya, Moscow State University of Geodesy and Cartography, Associate Professor, Candidate of Economic Sciences

Abstract. The article describes the observation case by means of fiber-optic thermometry of the of formation of a gas hydrate plug and of the attempt of its destruction. The development of well monitoring systems now allows to solve the problem of the inflow profile determination as well as of the monitoring of the well operation as a whole. The measuring system placement in the well allowed to observe the development of the abnormal situation. In the future, automatic warning for preventing of such situations would be possible. The development of intelligent wells and intellectual deposits will result in the optimization of the production, the growth of oil recovery factor and avoiding accidents and complications in the extraction process.

Keywords: optical fiber, thermometry, development control, inflow profile, well control, gas hydrate, stuck equipment.

Введение

В мировой практике геофизических измерений все большее распространение приобретают системы, основанные на уникальных свойствах волоконно-оптических датчиков. В частности, эти системы способны фиксировать значения температу-

ры и давления по всей длине скважины с необходимой точностью.

Использование оптоволоконных систем обладает рядом весомых преимуществ перед традиционными методами измерений. Ведь при применении обычных датчиков требуется их перемещение вдоль ствола скважины, что не позволяет ис-

следовать тепловое поле в режиме реального времени, но предполагает создание сложных подъемных конструкций. Зачастую измерения становятся невозможными в стволовых или горизонтальных скважинах. Использование же датчиков термометрии на основе оптического волокна позволяет решить

Источник: www.electronicast.com

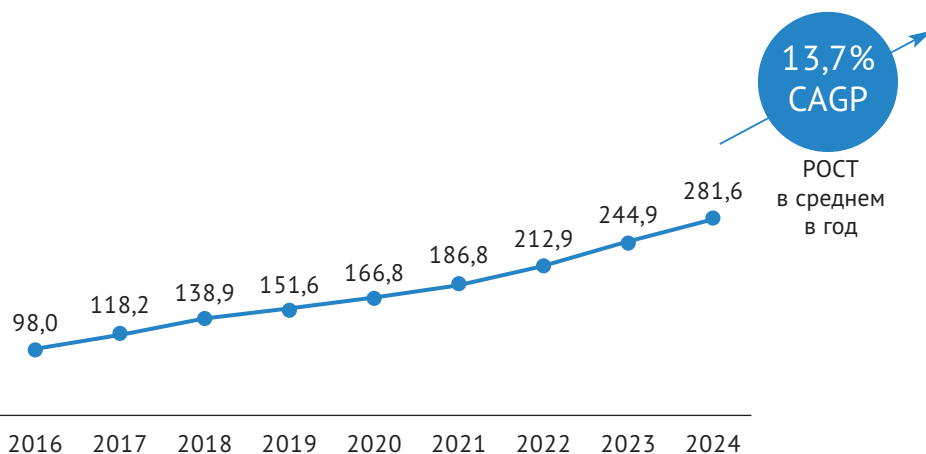


Рис. 1. Мировое применение оптоволоконных систем, в млрд руб.

эти задачи с необходимой детальностью. Кроме того, оптоволоконные системы могут применяться для регистрации деформационных колебаний при проведении сейсморазведочных работ.

Как показывает опыт ООО «ПИТЦ «Геофизика» и Группы компаний «Сертал», применительно к эксплуатации нефтегазовых скважин волоконно-оптические системы обладают рядом неоспоримых преимуществ. Они, в частности, состоят в следующем:

- мониторинг температуры и давления on-line в нефтегазоносных скважинах;
- измерение температуры в технологии парогравитационного дренажа;
- возможность фиксации волновых колебаний при сейсморазведке;
- мониторинг зоны перфорации;
- запись динамики перемещения зон контакта фаз вода/нефть, газ/нефть;
- фиксация тепловых полей внутри скважины без перемещения датчиков;
- контроль герметичности эксплуатационной колонны и колонны НКТ;
- выявление температурных колебаний в обсадной колонне и цементе кондуктора;
- создание комплекса мониторинга нескольких скважин.
- мониторинг работы погружных систем заканчивания скважины.

Между тем, исследование скважин (каротаж) в процессе разработки, предпринимаемое без остановки добычи на время замера, не в последнюю очередь благодаря бурному развитию волоконно-оптических технологий постепенно выходит из стадии НИОКР в промышленное производство. Этому способствуют два основных фактора:

1. Повышение требований нефтедобытчиков по увеличению эффективности работы месторождений и как следствие сокращение простоев скважин на исследования и ремонты.
2. Вывод на промышленный уровень средств измерения геофизических полей в скважине, работающих без остановки скважины и использования геофизических партий и подъемного оборудования.

Каротажные системы для процесса разработки строятся на электронных и оптоволоконных датчиках как точечных, так и распределенных. Системы должны обеспечивать работу на протяжении всего межремонтного периода скважины, который в среднем составляет около трех лет.

ООО «ПИТЦ «Геофизика» с 2012 года развивает и внедряет в производство

оптоволоконные системы измерения температуры (ОВСт) по стволу скважины [1]. Только в 2017 году компанией выполнено более 15 спусков ОВСт под насос. В то же время Группа компаний «Сертал» кроме передовых научных разработок [2] сделала ставку на вывод на рынок относительно недорогих и компактных систем термометрии, предназначенных для нефте- и газодобывающих компаний.

Опыт обоих предприятий свидетельствует, что в процессе мониторинга скважин приходится сталкиваться с уникальными ситуациями. Нахождение средств измерения в скважине позволяет следить за процессом их развития во всем его многообразии. В частности, в ходе проведенных специалистами ООО «ПИТЦ «Геофизика» на опытной скважине испытаний удалось с помощью волоконно-оптических датчиков наблюдать процесс формирования газогидратной пробки, а также попытки разрушить ее методом нагревания.

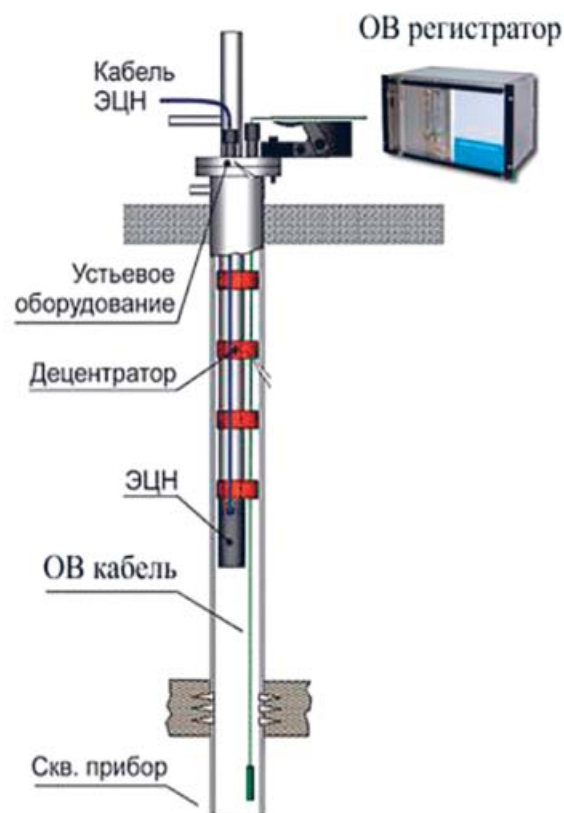


Рис. 2. Принципиальная схема системы скважинной термометрии Группы компаний «Сертал»

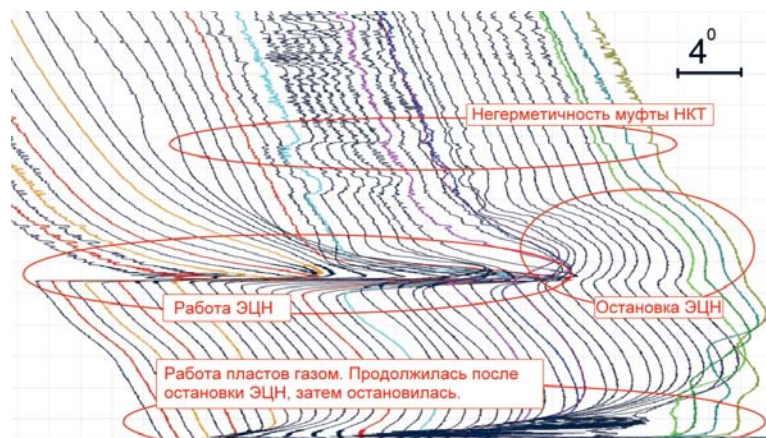


Рис. 3. Создание депрессии с помощью ЭЦН. Работа пластов газом. Негерметичность муфты НКТ

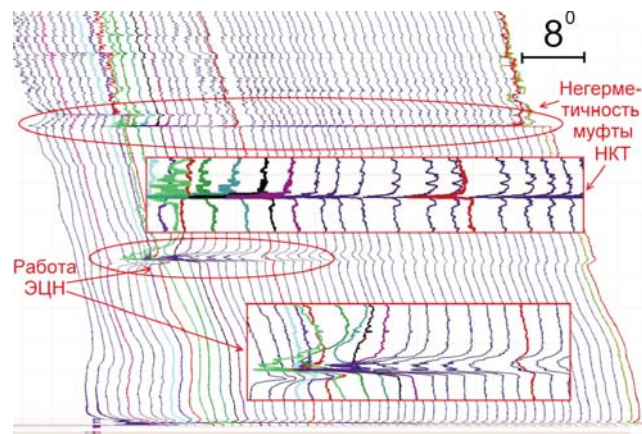


Рис. 4. Попытка запуска ЭЦН. Образование на нем газогидратов

Работы состояли из нескольких этапов:

1. Перфорация на кабеле двух верхних пластов кумулятивными перфораторами.

2. Спуск электрического центробежного насоса (ЭЦН) совместно с ОВСт и перфоратором — ОВСт находится за НКТ.

3. Вызов притока и снижения давления с помощью ЭЦН.

4. Перфорация третьего нижнего пласта.

5. Спуск ОВСт и перфоратора на забой.

6. Работа скважины с ЭЦН и мониторинг работы с помощью ОВСт.

Первые две операции прошли практически в штатном режиме. При запуске ЭЦН в процессе контроля по ОВСт напротив верхних перфорированных пластов наблюдалась аномалия охлаждения, вызванная дросселированием газа. В районе двигателя (ПЭД) ЭЦН произошел нагрев (рис. 3). Насос автоматически остановился из-за пониженного давления.

Ремарка: на рисунках приводятся температурные кривые, записанные каждые 12 минут и разнесенные по времени.

Газ, поднимаясь вверх, начал вытеснять жидкость в затрубном пространстве, где началось повышение давления. При этом ОВСт выявила негерметичность муфты НКТ, по которой жидкость, а потом и газ начали поступать в НКТ, дросселируя по негерметичности и создавая сначала положительную (поток

жидкости), а затем отрицательную (поток газа) аномалию.

После вызова притока был прострелян нижний интервал перфорации. Спуск перфоратора на забой был затруднен из-за больших углов в скважине. Давление в затрубье снизили с 80 до 20 атм., дальнейшее снижение не представлялось возможным.

При попытке запуска ЭЦН произошла его автоматическая остановка из-за недостатка давления. Перфорированные пласты в это время работали газом, который продолжал поступать в межтрубное пространство и дросселировать через негерметичную муфту. Амплитуда отрицательной аномалии возросла и достигла 7°C.

ПЭД нагрелся, а выше насоса, на обратном клапане, создалась отрицательная аномалия дросселирования газа и начали образовываться газогидраты (рис. 4).

Дальнейшие попытки запуска ЭЦН и стравливания газа из затруба только усложнили ситуацию. Температура в районе негерметичности НКТ достигла 12°C. Амплитуда аномалии выше ЭЦН достигла 5°C. При этом нагрев от ПЭД перестал распространяться вверх, что с учетом плохой теплопроводности га-

зогидратов говорит о наличии газогидрата в районе ЭЦН (рис. 5).

Понижение температуры выше ЭЦН и на негерметичной муфте, а также повышение давления в затрубном пространстве, создало условия для возникновения газогидрата.

Затем, были предприняты попытки закачать в затрубное пространство нефть, давление поднялось до 80 атм., за сутки ее было закачено 7 м³. Большая часть нефти была продавлена через муфты НКТ выше интервала негерметичности. Затрубное пространство начиная от места негерметичности НКТ до ЭЦН оказалась заполнено газогидратом.

Затем была попытка поднять колонну НКТ и ЭЦН при нагрузке 40 т.



Рис. 5. Попытки запуска ЭЦН. Образование на нем газогидратов

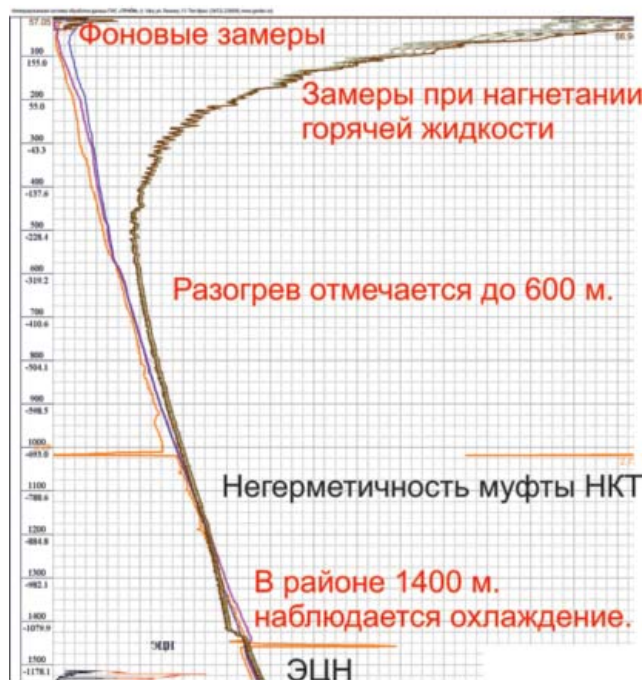


Рис. 6. Попытка разогрева газогидратной пробки

Было простреляно технологическое отверстие на 100 мм выше интервала негерметичности, через которое с трудом удалось вызвать циркуляцию.

На рис. 6 проиллюстрирована попытка отогреть и разрушить газогидрат с помощью промывки горячей водой. Для промывки в колонну НКТØ73 была спущена НКТØ33, практически до ЭЦН, в которую подавалась жидкость температурой 85°C. При этом из малого затрубья (между НКТØ33 и НКТØ73) вытекала жидкость температурой 50°C. Промывка продолжалась больше суток, и ожидаемым результатом был прогрев всей колонны до ЭЦН.

Однако после проведения замеров температуры выяснилось, что прогрев отмечается только до 600 м. Дальше температура по стволу сква-

жины практически не меняется, а в районе 1400 м до башмака НКТØ33 наблюдалось незначительное охлаждение. Это связано с тем, что нисходящий поток горячей жидкости в НКТØ33 обменивается температурой с восходящим потоком по межтрубью. Начиная с 600 м температура нисходящего потока становится равной температуре окружающей среды. А начиная с глубины 1300 м, нисходящий поток увлекает за собой низкую температуру до башмака НКТØ33.

Благодаря наличию волоконно-оптической системы термометрии было установлено, что разогрева по стволу скважины не произошло, и газогидратная пробка не могла быть разрушена применением описанной выше технологии.

Выводы

В ходе испытаний стало очевидно, что переход на управляемые и контролируемые процессы позволит в будущем сократить затраты на эксплуатацию месторождений, достичь более высоких КИН, избежать аварий и осложнений.

В результате измерения температуры и давления внутри эксплуатируемой скважины появляется возможность контроля и регулирования

параметров ее работы в режиме реального времени. Оперативность получения информации — это существенный фактор при принятии решений о возможности увеличения производительности скважины. Помимо этого, прогнозирование зон образования парафиновых и газогидратных пробок снижает риск полной остановки скважины. Именно такие системы все шире применяются в рамках технологии парогравитационного дренажа (SAGD), профилирования притока и закачки, а также мониторинга заколонных перетоков.

Длительный срок эксплуатации, высокая надежность системы измерения, а также непрерывный контроль температурного режима работы скважины и системы ее завершения способны оптимизировать операции, связанные с обслуживанием объекта. Это, в свою очередь, приводит к сокращению затрат при эксплуатации скважины.

Применение обычной измерительной системы в конкретной скважине, на которой проводились исследования ООО «ПИТЦ «Геофизика», не позволило избежать образования газогидрата и очевидной последующей аварии.

Таким образом, для того, чтобы оперативно реагировать на нештатные ситуации, необходимо не только размещать в скважине датчики, но и объединить их в систему автоматического распознавания событий и реагирования на отклонения от нормы. Именно в этом направлении будут развиваться исследования ООО «ПИТЦ «Геофизика» и Группы компания «Сертал» в среднесрочной перспективе.

Список литературы

1. Черных И.А., Рыбка В.Ф., Лапшина Ю.В., Гринин Е.А. Оптоволоконные измерения температуры в скважинах. Опыт, проблемы, перспективы // Радиофронт. 2017. № 3 (216). — С. 40–44.
2. Малкина В.Д., Турбин А.И. Оптоволоконные системы мониторинга: высокая эффективность при снижении стоимости и габаритов // Научный журнал Российского газового общества. 2016. № 4. — С. 31–36.

References

1. Chernykh I.A., Rybka V.F., Lapshina Yu.V., Grinin E.A. Fiber-optic temperature measurements in wells. Experience, problems, prospects // Radiofront magazine. 2017. № 3 (216). — P. 40–44.
2. Malkina V.D., Turbin A.I. Fiber-optic monitoring systems: high efficiency with cost and measurements reduction // Scientific Journal of the Russian Gas Society, 2016. № 4. — P. 31–36.

Особенности геологического строения перспективных участков залежей сланцевого газа китайского бассейна Сычуань области Вэй Юань

УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Ю.А. Котенев, заведующий кафедрой «Геология и разведка НГМ», профессор, кандидат технических наук

Е.Н. Аюпова, преподаватель кафедры «Геология и разведка НГМ»

А.И. Гарайшин, студент кафедры «Геология и разведка НГМ»

Аннотация. Проблема разведки и разработки сланцевого газа находится в центре внимания мировой энергии. В связи с быстрым развитием национальной экономики Китая, спрос на энергетические ресурсы в стране продолжает расти, а возможности ее запасов ограничены. Разведка и разработка залежей сланцевого газа может эффективно облегчить противоречие между спросом и предложением нефти и газа, оптимизировать энергетическую структуру, восполнить необходимую потребность. Поэтому изучение проблемы генерации, локализации и добычи сланцевого газа в бассейне «Сычуань» области Вэй юань является актуальной и востребованной темой сейчас и в ближайшем будущем.

Ключевые слова: пласт, скважина, сланцевый газ, бассейн Сычуань, содержание органических веществ, спикеры губок.

Peculiarities of geological structure of perspective sites of deposits of slantz gas of the chinese basin Sichuan region Way Yuan

UFA STATE PETROLEUM TECHNOLOGICAL UNIVERSITY

Yu.A. Kotenev, Candidate of Engineering Sciences, prof. of Geology

E.N. Ayupova, lecturer

A.I. Garaishin, student

Abstract. Exploration work in the Wei Yuan territory is being conducted for the first time. This is the connection with the rapid development of China's national economy. Demand for energy resources in the country continues to grow, and the capacity of its reserves is limited. Exploration and development of shale gas deposits can effectively alleviate the contradiction between the demand and supply of oil and gas, and optimize the energy structure. Therefore the study of the problem of generation, localization and production of shale gas in the Sichuan Basin is urgent and in demand now and in the near future.

Keywords: reservoir, well, shale gas, Sichuan basin, organic matter content, sponge spicules.

Сланцевый газ в Китае является одним из видов нетрадиционных ресурсов свободных углеводородов. Он характеризуется широким развитием в нефтегазоносных бассейнах Китая, где обнаружены мощные толщины углеродистых сланцев в кембрийском, ордовикском, силурийском периодах.

В связи с быстрым развитием национальной экономики Китая, спрос на энергетические ресурсы в стране

продолжает расти, а возможности ее запасов ограничены. Разведка и разработка залежей сланцевого газа может эффективно облегчить противоречие между спросом и предложением нефти и газа, оптимизировать энергетическую структуру, восполнить необходимую потребность. Поэтому, изучение проблемы генерации, локализации и добычи сланцевого газа в бассейне «Сычуань»

области Вэй юань является актуальным и востребованным сейчас и в ближайшем будущем.

В последние годы многие китайские ученые отмечают особенность механизма накопления и распределения сланцевого газа. Это возможно вследствие того, что в основном сланцевый газ проявляется в адсорбированном или свободном состоянии, а также в процессе накопления.

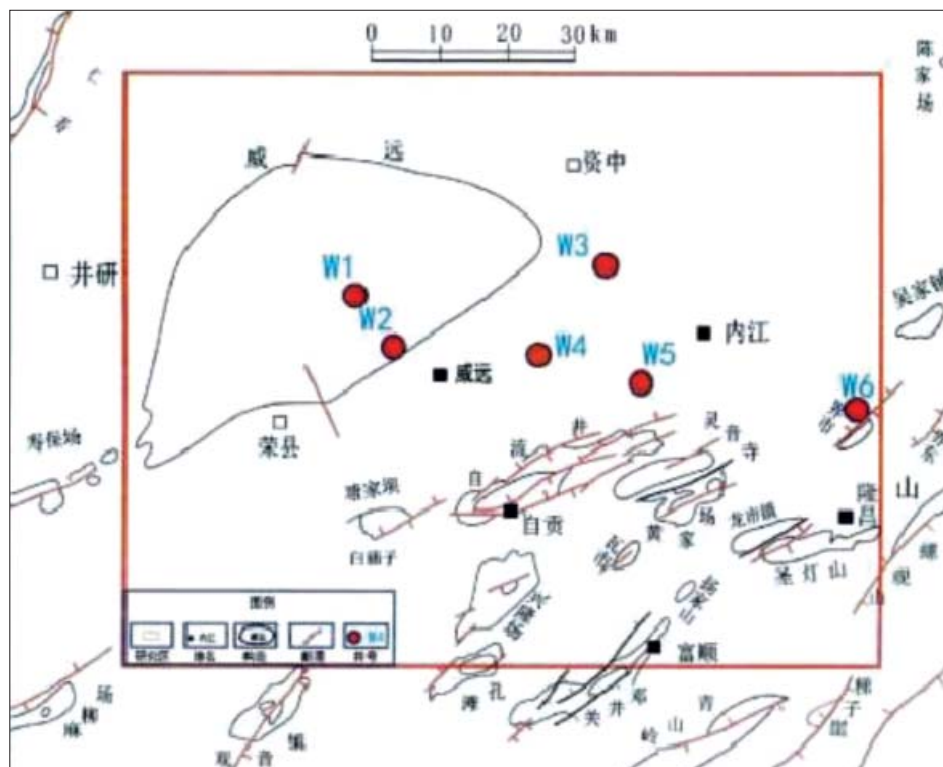


Рис. 1. Схематическое изображение исследуемой области Вэй Юань. W1, W2, W3, W4, W5 — номера скважин

Район исследований расположен в провинции Сычуань на территории Вэй Юань, Жун Сиань. Район исследований является ключевым национальным районом сланцевого газа общей площадью около 8940 км². Структура Вэй юань относится к среднему поднятию Сычуань на юго-западе складчатого пояса. Эта структура находится среди структур: Вэй Юань, Цзы Люцзин, Хин Лончанг, Линг Иньс, Шэн Дэншань структур и др. (рис. 1).

В данной работе на основании исследований, керны, данных каротажа, сейсмических данных, выделяет литологические толщи Лон

Мащи, которые делятся на Лон 1 и Лон 2. В свою очередь Лон 1 еще делится на 5 литологических слоев (табл. 1).

Стратиграфическое разделение Лон 1 и Лон 2 представлено следующим составом:

Толща Лон Мащи представлена Силурийской системой (S), нижним отделом S1.

Пласт Лон 2 сложен светло-зелеными серыми аргиллитами (сланцы), которые чередуются пылеватыми аргиллитами. В керне видны кремнистые и известковые биологические обломки (рис. 2).

Пласт Лон 1 выражен литологически черными, темно-серыми сланцами, илистыми сланцами, алевролитами и глинистыми алевролитами. В керне содержатся большое количество окаменелостей граптолитов, а также кремнистые и известковые биологические обломки (рис. 3).

Стратиграфическое подразделение пласта Лон 1 на 5 литологических слоев. Полностью разрез Лон 1 по керну представлен в скважине W1. На основании полученного керна Лон 1 разделен на пять слоев.

Таблица 1

Стратиграфическое деление

Группа (толща)	Часть (пласт)	Слой (подотрезок)
Лян Шань / Ши Ньюлан		
Лон Мащи	Лон 1	5-й
		4-й
		3-й
		2-й
		1-й
Ву Фэн		



Рис. 2. Скважина W1, Лон 2, керн, представленный серо-зелеными сланцами



Рис. 3. Скважина W1, Лон 1, керн, представленный черными граптолитовыми сланцами

Каждый слой характеризуется следующим составом:

- 5-й слой — мощность 36,53 м. Слой сложен зеленовато-серыми сланцами, темными сланцами, образовавшимися из илестых осадков содержащими алеврит, содержание которого увеличивается ближе к 4-му слою (см. рис. 4 и 5);
- 4-й слой — мощность 33,98 м. Слой сложен зеленовато-серыми сланцами, содержащими мелкий песок, алеврит, игольчатые слюды и редкими окаменелостями (см. рис. 6);
- 3 слой — мощность 30,83 м. Слой 3 представлен темно-серыми, серыми сланцами, глинистыми алевролитами. В верхней части сланцы содержат менее 10% алеврита, который состоит в основном

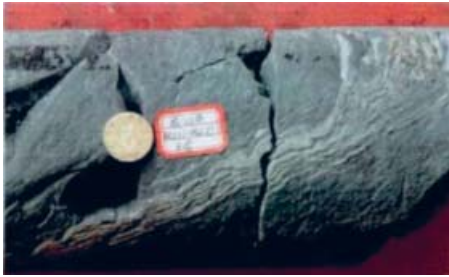


Рис. 4. Скважина W1, 5-й слой, сланцевый керн с деформацией

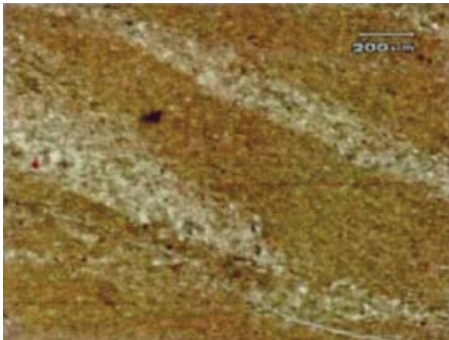


Рис. 5. Скважина W1, 5-й слой, илистый сланцевый шлиф



Рис. 6. Скважина W1, 4-й слой, керн серо-зеленый сланец

из кварца, слюды, доломита, кальцита, кремнистых радиолярий, пирита, изредка известковых панцирей мелких организмов (рис. 7);

- 2-й слой — мощность 25,15 м. Слой представлен темно-серыми, черными сланцами, кремнистыми сланцами, карбонатными породами, органогенным сланцем, с глинистым известняком. Под микроскопом видно наличие кремнистых радиоляриев. В слое присутствует бентониты (глинистые минералы) и иногда трещины полностью заполнены кальцитом (рис. 8–10);



Рис. 7. Скважина W1, 3-й слой, керн темно-серого сланца



Рис. 8. Скважина W1, 2-й слой, керн граптолитового сланца

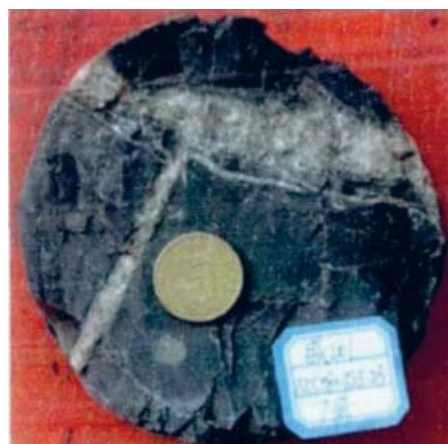


Рис. 9. Скважина W1, 2-й слой, трещины, заполненные кальцитом

- 1-й слой — мощность 20,09 м. Слой 1 представлен темно-серым и черным песчаным материалом, сланцами, глинистыми породами, карбонатами, аргиллитами. Частично можно увидеть пирит со сланцевой структурой. Алеврит главным образом сложен кальцитом, долами-

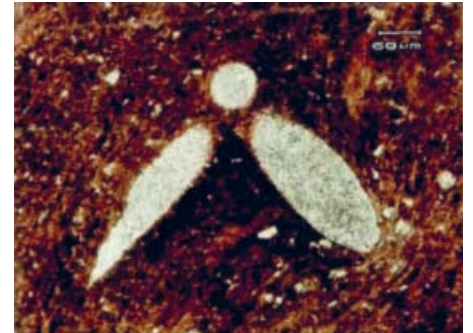


Рис. 10. Скважина W1, 2-й слой, две кремнистые спикулы губок



Рис. 11. Скважина W1, 1-й слой, керн сланца с пиритом

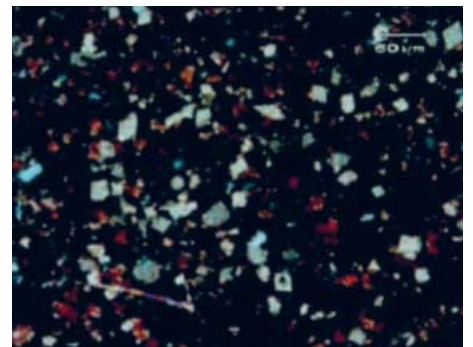


Рис. 12. Скважина W1, 1-й слой, сланец с илистыми частицами, в основном, кальцит, доломит, кварц

том, кварцем, слюды, а также глины. Развита граптолиты в большом количестве, но их распределение неравномерно. Кремнистые организмы (спикулы губок) и известковые организмы видны микроскопически (рис. 11 и 12).

В области Вэй юань представленные залежи сланцевого газа находятся в интервале глубин 2000–5000 м. Объем между глубинами

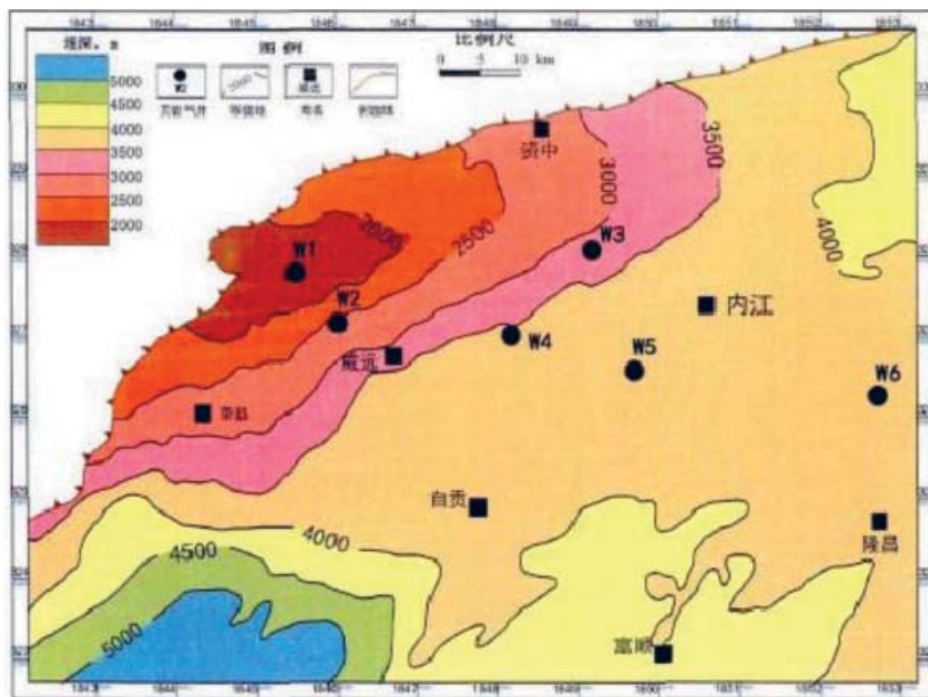


Рис. 13. Глубинные контуры карты в области Вэй Юань, группа Лон Мащи

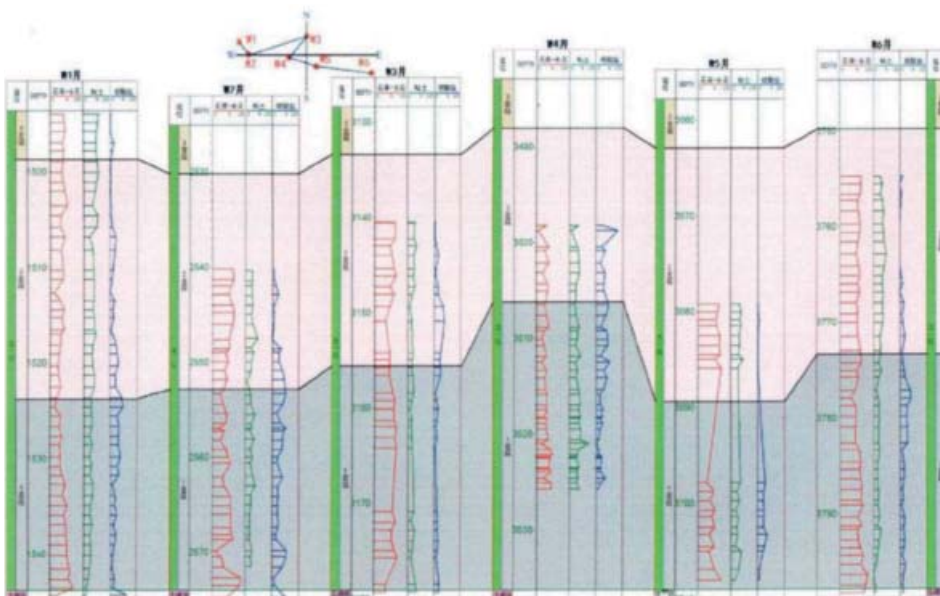


Рис. 14. Область Вэй Юань, скважины W1-W2-W3-W4-W5-W6 Лон 1 (1 и 2 слои).

2000–4000 м площади равен 4811,3 км². Скважины W4, W5, W6 в пределах 3500–4000 м диапазоне глубин, глубины скважин мало изменены. Скважины W1, W2, W3 на глубине 3500 м изменяются в широких пределах. Максимальная глубина залежей в южном регионе, минимальная глубина зоны исследуемого района вблизи эрозионной области, расположенной в скважине области W1. Область Вэй юань расположена на древнем поднятии, и

глубина увеличивается на юго-восток (рис. 13) [5].

В области Вэй юань в группе Лон Мащи в 6 скважинах на сланцевые породы анализ разделения (в основном в слоях 1 и 2) показал, что в Лон 1 (слои 1 и 2) в минеральном составе преобладают кварц, а затем глинистых минералов, содержат кальцит, доломит, пирит и другие минералы. Среди них среднее содержание кварца составляет около 44,99%. Содержание кварца и кварцевого пес-

ка, карбоната, глины рассчитывается индекс минералов хрупкости от отношения к общему содержанию минералов. Слой 1 и слой 2 индекс хрупкости около 45%, в среднем 28,35% глинистых минералов, в среднем 10,71% кальцит, в среднем 7,72% доломит, в среднем 2,87% пирита. В целом Лон 1 (1-й и 2-й слой) анализ под микроскопом показывает, что содержание кварца по разрезу снизу вверх мало изменяется, а вот содержание биогенного кремнезема повышается, также повышается наличие глинистого минерала. В 1-м слое содержание карбонатных минералов увеличивается по разрезу вверх, во 2-м слое карбонатные минеральные вещества уменьшаются (рис. 14) [6].

Область Вэй Юань группа Лон Мащи Лон 1 (1-й слой), среднее содержание кварц по скважинам — 35,70–53,65%, глинистых минералов — 18,19–33,70%, кальцита — 8,31–17,51%, доломита — 6,87–23,35% (см. рис. 15). Содержание хрупких минеральных веществ, низкое содержание глины способствует положительной добычи сланцевого, где в основном слой представлен биогенными кремнистыми веществами, видны кремнистые спиккулы, некоторые кремнистые спиккулы замещены кальцием. Кальцит органического вещества также является одной из причин высокого содержания ТОС, почти не содержащий или содержащий очень небольшое количество терригенного кварца, это подтверждает, что залежь образовывалась в глубоком водоеме.

В области Вэй юань группе Лон Мащи Лон 1 во 2-м слое глинистые и карбонатные минералы увеличились по сравнению с 1-м слоем (см. рис. 16 и 17). Состав кварца — 33,20–57,03%, глинистых минералов — 22,91–41,50%, уменьшилось содержание карбонатных минералов.

С помощью количественного анализа выяснили, что глинистый минерал (см. рис. 18), в первом слое и во втором состоит из иллита.

Сланец как особый тип нетрадиционных пластов имеет пористость. В группе Лон Мащи сланцевый газ с аналогичными характеристиками.

威远地区龙马溪组1亚段矿物组成分布图

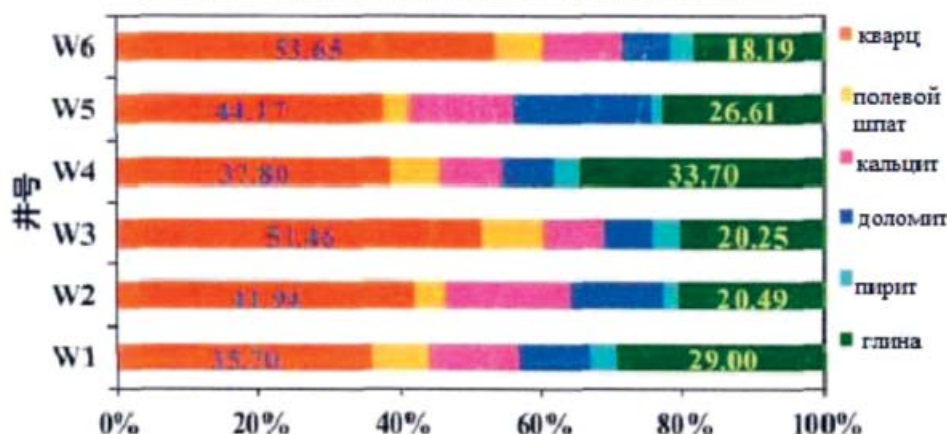


Рис. 15. Область Вэй Юань. Распределение минерального состава в слое 1 Лон 1

威远地区龙马溪组2亚段矿物组成分布图

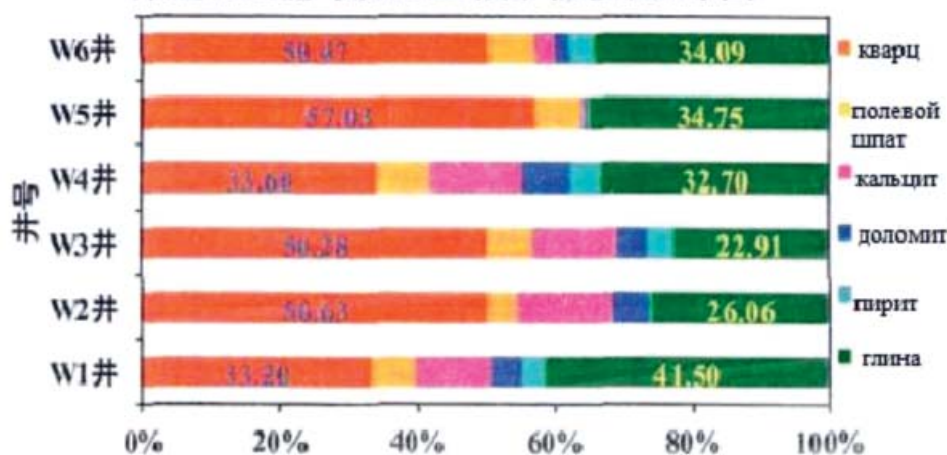


Рис. 16. Область Вэй Юань, 2-й слой, распределение минерального состава

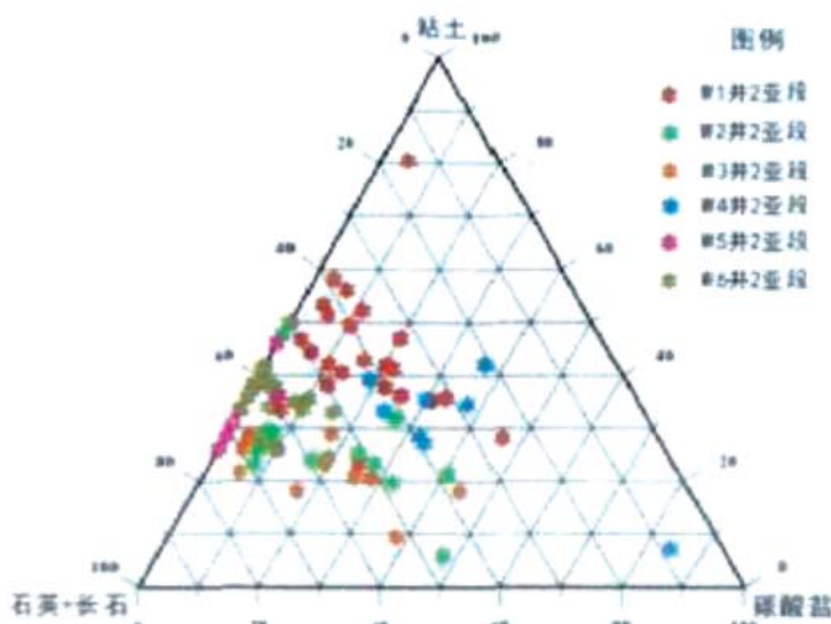


Рис. 17. Область Вэй Юань, 2-й слой, треугольник минерального состава

Матрица пористости

Межкристаллическая пористость

Межкристаллические поры очень хорошо связаны и представляют собой эффективную систему пор. Пористость сланцев изменяется с глубиной, изменения связаны с увеличением давления и диагенетическими изменениями. Более древние и глубокие сланцы, путем уплотнения и цементации сокращаются. Межкристаллические пустоты хрупкие. Обычно межкристаллические поры находятся между частицами глины и органических веществ, хрупкие частицы включают кварц, полевой шпат и пирит. Во время диагенеза, частицы могут исказить межкристаллическое поровое пространство, а затем сжать поры.

По группе Лон Маши в W4 скважине образцы сланцев делают с помощью аргонной полировки и исследуют с помощью сканирующего электронного микроскопа. В них можно наблюдать межзерновые поры (см. рис. 19–22). Межкристаллические поры имеют треугольную форму, линии в форме полумесяца и так далее. В сланце мелкие минеральные частицы с относительно крупными частицами часто сцементированы органическим веществом. Между жесткими частицами кварца, полевого шпата, кальцита и глинистых минералов образуются межгранулярные поры.

Внутригранулярная пористость

Она формируется одновременно с образованием осадка.

В скважине W4 более древние пласты редко встречаются с внутригранулярной пористостью. Чаще данная пористость развивается в пирите и глине. Еще такая пористость характерна кальциту, полевому шпату, доломиту (см. рис. 23–26).

Органические поры

В процессе развития органического вещества, в них, часто встречаются микропоры различных форм имею-

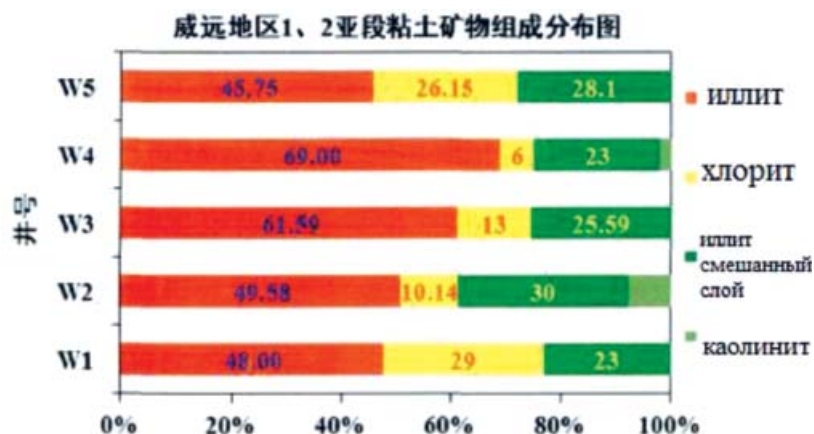


Рис. 18. Область Вэй Юань, 1-й и 2-й слои, распределение глинистого минерального состава

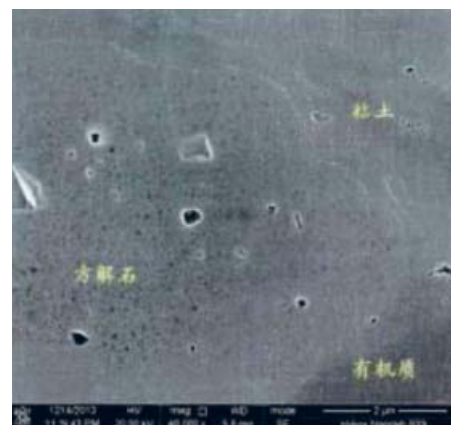


Рис. 23. W4, 1-й слой, поры в кальците

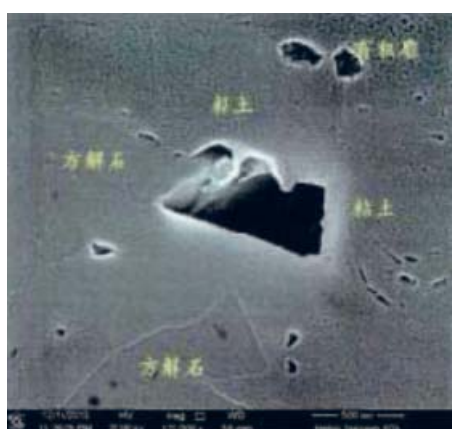


Рис. 19. W4, 1-й слой, поры между кальцитом и глинистым материалом



Рис. 21. W4, 1-й слой, поры между твердыми минералами



Рис. 24. Поры в глине

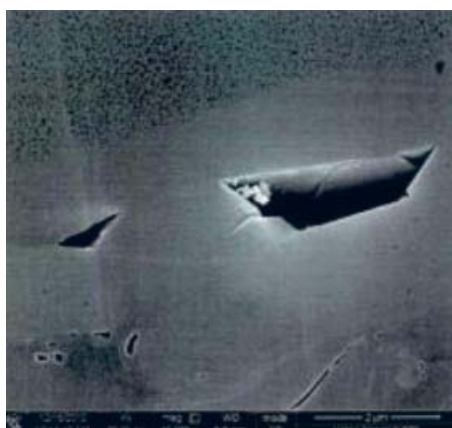


Рис. 20. W4, 1-й слой, межкристаллитная пористость

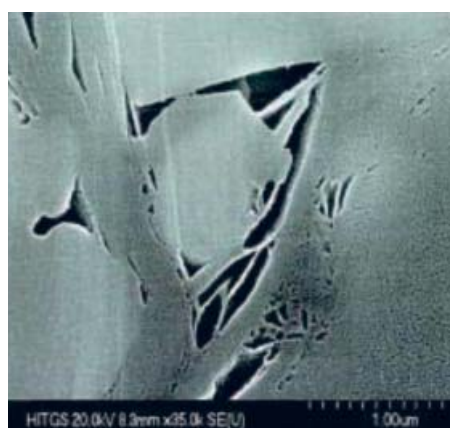


Рис. 22. W4, 1-й слой, поры между твердыми минералами

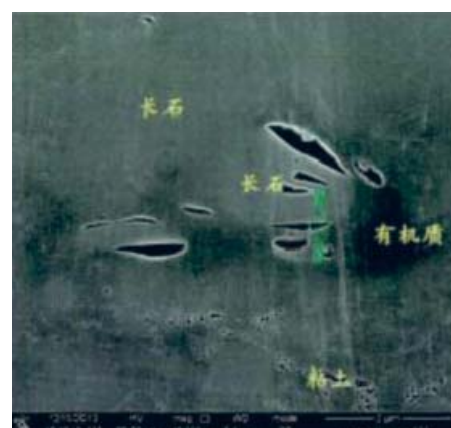


Рис. 25. W4, 1-й слой, поры полевого шпата

щие неправильную форму, пузыри, эллиптическую форму. Длина их от 5 до 750 нм. С помощью сканирующего электронного микроскопа, органические отверстия были изучены трехмерно. Органические поры, при высокой температуре будут уменьшаться, и происходит процесс графитизации.

В скважине W4 органические поры имеют форму: круга, соты, треугольника. Если органические вещества смешиваются с глиной и с другими породами то образуются микротрещины (см. рис. 27–30).

Статистические данные показали, что поры органичные по скважине уменьшаются, а межкристалли-

ческая и внутригранулярная пористость увеличивается. В среднем органические поры — 51%, межзерновые поры в среднем 35,6%, внутригранулярные поры в среднем 13,4%. Поэтому скважина W4 в группе Лон Мацци темные сланцы с органической системой пор. Органические поры достигают размеры 0–300 нм,

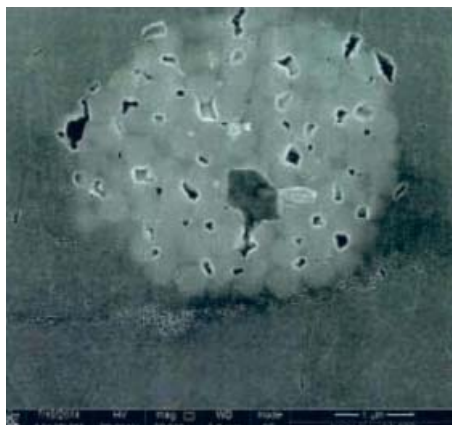


Рис. 26. W4, 1-й слой, поры пирит



Рис. 28. W4, 1-й слой, органические поры (ТОС — 2,95%, пористость — 8,52%)

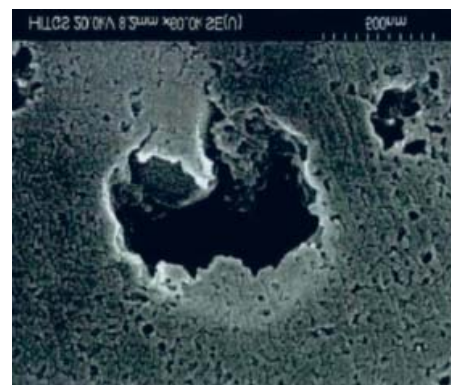


Рис. 30. W4, 1-й слой, органические поры (ТОС — 4,33%, пористость — 8,59%)



Рис. 27. W4, 1-й слой, органические поры (ТОС — 2,44%, пористость — 6,73%)

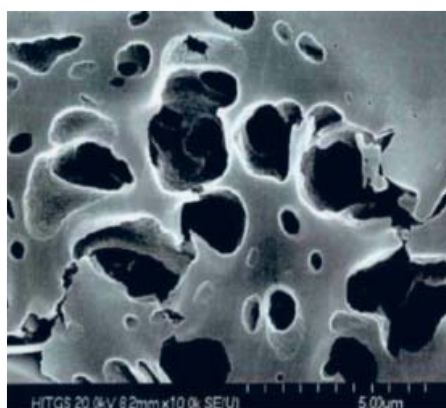


Рис. 29. W4, 1-й слой, органические поры (ТОС — 2,93%, пористость — 6,8%)

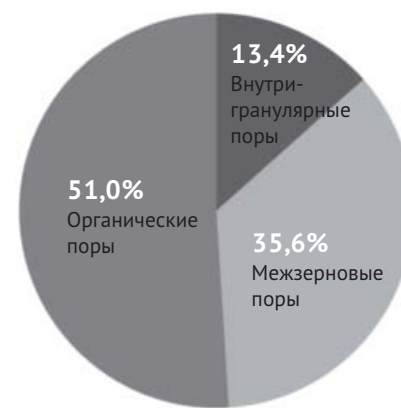


Рис. 31. Распределение типов сланцевых пор

внутригранулярные поры размеры между 0–900 нм, межзерновые поры 0–1400 нм.

Выводы

При анализе данных области Вэй юань были получены следующие выводы:

1. На основании исследований данных керна, шлифов, данных каротажа, сейсмических данных, выделили литологические толщи Лон Мащи, которые делятся на Лон 1 и Лон 2. В свою очередь, Лон 1 еще делится на пять литологических слоев.

По составу 1-й и 2-й слои сложен кремнистыми и известковыми органическими веществами. Слои 3, 4 и 5 в основном сложены терригенными породами с кварцем. По своему составу 1-й и 2-й слои более перспективны для добычи сланцевого газа. Установлено, что мощность пласта Лон 2 увеличивается в юго-восточном направлении. Мощность всего пласта Лон 1 и мощность каждого его стратиграфического слоя мало изменяется по протяженности.

2. По всему разрезу преобладает I тип керогена, который состоит, из водорослей и аморфного керогена. Наличие органических веществ

в основном, достигших высокой степени тепловой эволюции и наивысшую стадию зрелости, подтверждает хорошую перспективу для добычи сланцевого газа в 1-м и 2-м слоях.

3. Определили, что в группе сланцевых залежей Лон Мащи низкая пористость и низкая проницаемость сланцев. Сланцы группы Лон Мащи имеют в основном систему органических пор, в которых накапливается сланцевый газ. По залежам группы Лон Мащи рекомендуется 1-й и 2-й слои для организации детальных поисково-разведочных работ и последующей добычи сланцевого газа.

Список литературы

1. Цюн М. Динамическая эволюция и изучения нефтегазовой перспективы в Сычуань бассейна // Геонаука природного газа. 2006. — 265 с.
2. Шичи С. Характеристики и законы накопления нефти и газа синийской эры в Сычуань бассейне // Разведка и разработка газа. 2002. — 187 с.
3. Цзиньчуан Чж. Сланцевый газ и его механизм накопления // Современная геология. 2004. — 746 с.

4. Тиншань Чж. Силурийский тип-кероген и его геологическое значение Сычуань бассейна // Палеогеография. 1998. — 282 с.
5. Шанделгелд С.Х., Амвросий Р. Микроструктурные исследования месторождений сланцевого газа. — М.: ОИИ нетрадиционный газ, 2010.
6. Касис С.М., Шандегед С.Х. Исследование проницаемости сланцев / Международная нефтегазовая конференция и выставка в Китае, 2010.
7. Зэчжан С. Геологические условия формирования и сохранения залежей сланцевого газа в континентальных отложениях региона в бассейне Ордос / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. 2015. — 142 с.
8. Warlick D. Gas shale and CBM development in North America // Oil & Gas Financial Journal. 2006. № 3(11). — P. 4–9.

References

1. Qiong M. Dynamic evolution and study of oil and gas prospects in Sichuan Basin // Geosciences of natural gas. 2006. — 265 p.
2. Shichi X. Characteristics and laws of the accumulation of oil and gas blue of the era in the Sichuan basin // Exploration and development of gas. 2002. — 187 p.
3. Jinchuan Zh. Shale gas and its accumulation mechanism // Modern Geology. 2004. — 746 p.
4. Tingshan Zh. Silurian type-ferrogen and its geological significance Sichuan basin // Paleogeography. 1998. — 282 p.
5. Shandelgeld S.Kh., Amvrosiy R. Microstructural studies of shale gas deposits. — М.: SPE unconventional gas, 2010.
6. Kasis S.M., Shandeded S.Kh. Study of shale permeability / International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 2010.
7. Zehzhan S. Geological conditions for the formation and conservation of shale gas deposits in the continental deposits of the region in the Ordos basin / The dissertation on competition of a scientific degree of candidate of geological-mineralogical Sciences, 2015. — 142 p.
8. Warlick D. Gas shale and CBM development in North America // Oil & Gas Financial Journal. 2006. № 3(11). — P. 4–9.



РМЭФ

Российский Международный
Энергетический Форум

25-27
АПРЕЛЯ
2018

XXV МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

 **ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



ПРИ УЧАСТИИ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ОРГАНИЗАТОРЫ:

RIEF.EXPOFORUM.RU

rief@expoforum.ru

+7 (812) 240 40 40, доб. 2160, 2168

ENERGETIKA-RESTEC.RU

energo@restec.ru

+7 (812) 303 88 68

12+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

EXPOFORUM



РЕСТЭК®
выставочное объединение



Создан новый факультет

13 февраля на заседании Ученого совета РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина было принято решение о создании нового факультета комплексной безопасности ТЭК, что явилось ответом на обращение компаний отрасли, обеспокоенных сохранением в безопасности своих объектов и минимизации возможного ущерба в условиях цифровизации современного общества.

Факультет комплексной безопасности ТЭК будет осуществлять подготовку бакалавров, магистров, специалистов и аспирантов по целому ряду специальностей и направлений подготовки, объединенных единой целевой установкой — обеспечение всеобъемлющей, комплексной безопасности отрасли в целом, компаний и отдельных объектов топливно-энергетического комплекса страны. Исполняющим обязанности декана факультета назначен доктор технических наук, старший научный сотрудник, член Научного совета при Совете Безопасности РФ С. Гриняев.

Ректор Губкинского университета В. Мартынов: «Состояние и ключевые направления развития современного общества показывают, что его устойчивое и гармоничное развитие возможно только в условиях эффективного управления безопасностью, нивелирования угроз для личности, общества, государства. Вместе с тем, именно комплексность, способность противодействовать многовекторной природе современной угрозы отличает программу подготовки специалистов на новом факультете в университете. Сегодня не так много вузов в стране и мире, которые могут готовить специалистов, способных лицом к лицу противостоять современным угрозам безопасности».

За время обучения на факультете студенты получают фундаментальную математическую подготовку, глубоко овладевают технологиями и методами программирования на различных специальных языках, осваивают практические навыки обеспечения информационной безопасности различными средствами, методами и технологиями. Выпускники факультета смогут трудоустроиться в ведущих нефтяных и газовых компаниях России, а также в компаниях — вендорах средств и систем обеспечения информационной безопасности, в органах государственной власти соответствующего профиля, в государственных корпорациях и крупных кредитных организациях.

gubkin.ru



Взгляд в будущее

Первый день весны в УГТУ был ознаменован научным событием: состоялась VII студенческая учебно-исследовательская конференция «Взгляд в будущее». С докладами выступили учащиеся СПО и студенты 1 и 2 курсов УГТУ.

Во время торжественного открытия в конференц-зале бизнес-инкубатора УГТУ не осталось свободных мест — столько докладчиков и слушателей посетило мероприятие. С приветственным словом выступили и. о. проректора по учебной работе Николай Сергеевич Федотов, и. о. проректора по научно-исследовательской деятельности Сергей Николаевич Беляев и заместитель директора Индустриального института Наталья Сергеевна Игнатова. Они отметили, что даже в рамках конференции участники должны оставаться не соперниками, а товарищами, и пожелали докладчикам удачи.

Студентам была предоставлена возможность увидеть примеры успешной презентации научных работ в рамках пленарного заседания. Преподаватель Горно-нефтяного колледжа С. С. Салчева рассказала об организации и повышении эффективности исследовательской деятельности студентов СПО, а заместитель проректора по учебной работе Д. А. Борейко представил слушателям возможные варианты профессий будущего по актуальным направлениям подготовки университета.

Работа по четырем секциям была организована в офисах и переговорных комнатах бизнес-инкубатора. Было заслушано 60 докладов. Студенты не только презентовали собственные научные исследования, но и получили от опытных членов жюри ценные советы по дальнейшему совершенствованию проектов. Докладчикам, представившим наиболее интересные работы, были даны рекомендации к участию в международной конференции «СЕВЕРГЕОЭКТОТЕХ-2018», которая пройдет в конце марта на базе УГТУ.

Для торжественного награждения призеров и победителей конференции дипломами и ценными призами были приглашены Наталья Игнатова — зам. директора ИИ (СПО), Дмитрий Борейко — зам. проректора по учебной работе и Ольга Якимова — зам. директора по учебной работе ИИ (СПО).

ugtu.net

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2018



16–19 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftgaz-expo.ru

12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe
Düsseldorf

4 ДЕКАБРЯ

XVI Международный форум «ГАЗ РОССИИ 2018»

Royal Hotel
Moscow

гостиница «Украина»

Газовая отрасль России: достижения,
тенденции, стратегические направления
развития

Развитие газовой отрасли России
в условиях интеграции в Евразийский
экономический союз

Определение основных подходов и
принципов формирования внутреннего
рынка газа

При поддержке:
Министерство
Энергетики РФ,
ПАО "Газпром"

+7(495)951-8435

www.gazo.ru

gr@gazo.ru