O`ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

1/2002



УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

Аллилуйя, Народ!



Ilmiy-texnika

«O`ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

1'2002

Основан в 1997 г.
Выходит раз в три месяца

УЧРЕДИТЕЛЬ:

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»

Главный редактор А.К. Рахимов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А.А. Абидов (зам. главного редактора)
У.Д. Мамаджанов (зам. главного редактора)
Ш.Ш. Бахрамов (ответственный секретарь)
Р.Д. Абдуллаев
Г.С. Абдуллаев
А.А. Ахмедов
А.М. Аминов
Х.Б. Жумаев
Н.И. Жулин
О.А. Закиров
У.С. Назаров
Р.Д. Пулатов

© Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» Ташкент, 2002 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ЭКОНОМИКА

Закиров А.А., Зикрияев Р.Э., Соатов Э.А., Абдугафаров А.
Проблема неплатежей в НХК «Узбекнефтегаз» и пути ее решения

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Бабаджанов Т.Л., Мордвинцев О.П.
О перспективах нефтегазоносности доюрских образований

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Нурмамедов А., Мантрова С.В., Хамраев С.С.
Внедрение термо- и солестойких рецептур буровых растворов

Булатов А.И., Габузов Г.Г., Гераськин В.Г., Магазов Р.Р., Рахимов А.А.
Поиск резервов снижения стоимости углубления скважин 1

Рахимов А.К., Рахимов А.А., Белов Б.Н.
Бурение скважин в условиях рапопроявления в соленосных отложениях 1

Рахимов А.А., Магазов Р.Р., Булатов А.И., Габузов Г.Г., Гераськин В.Г.
Влияние некоторых факторов на износостойкость опор шарошечных долот 1

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Абидов А.А., Азимов П.К., Кадиров А.К., Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Сидикходжаев Р.К.
К проблеме стабилизации добычи нефти на месторождении Кокдумалак 1

Люгай Д.В., Шарапов Ж.М., Мейлиев О.И.
Выработка концепции освоения месторождения Бердах 2

Люгай Д.В., Мейлиев О.И., Саманов А.Ж.
Установление технологического режима работы скважин на месторождении Бердах 2

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Юсупов Д., Турабджанов С.М., Кадиров Х.И., Тапилов Р.С.
Разработка и изучение свойств новых ингибиторов отложения минеральных солей 2

Искандаров Ш.А., Курбанов А.А., Абидова М.Ф.
Определение срока службы модифицированного катализатора легкого гидрокрекинга 2

Авезов Н.Э., Абдурахимов С.А., Салимов З.С., Бахтиеров С.Б.
Подбор эффективного углеводородного растворителя для экстракции хлопкового масла 3

Кадыров И.
Гидрирующие, изомеризующие катализаторы и гидропроцессы нефтепереработки 3

Юсупов Д., Каримов А.У.
Перспективные направления переработки этилена и побочных продуктов его производства 3

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Вагапов И.Х., Умаров У.Т., Ковалев А.С., Сафаров Р.Д., Цымляков Л.Л.
Совершенствование системы охлаждения оборотного водоснабжения в градирнях на предприятиях нефтегазовой промышленности 3

ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Казаков К.М., Курбанов А.А., Бободжанова Р.В., Арсланов А.А.
К вопросу пожарной безопасности при эксплуатации резервуарных парков 4

ХИМИЯ ПИРОФОРОВ

Казаков К.М., Курбанов А.А., Бободжанова Р.В., Арсланов А.А
Коррозия в резервуарах с жидкими углеводородами — причина образования пирофорных веществ 4

СТРАНИЧКА ЮБИЛЯРА

Акраму Рустамовичу Ходжаеву — 75 лет 4

Поздравляем Абдужаббара Гафуровича Ибрагимова со славным юбилеем 4

Поздравляем с юбилеем Бахтияра Яхъяевича Хафизова 4

CONTENTS

ECONOMICS

Zakirov A.A., Zikriyev R.E., Soatov E.A., Abdugafarov A.
Debts problems in NHC «Uzbekneftegaz» and the ways of their decision — 4

GEOLGY AND GEOPHYSICS

Babajanov T.L., Mordvincev O.P.
About prospects of oil and gas bearing before to Jurassic formations — 6

WELL DRILLING

Nurmamedov A., Mantrova S.V.,Hamraev S.S.
Introduction of thermo- and saltresistant drilling muds — 9

Bulatov A.I., Gabuzov G.G., Geraskin V.G.,Magazov R.R., Rakhimov A.A.
Reserves` search to reduce the cost of wells deepening by standart drilling equipment — 12

Rakhimov A.K., Rakhimov A.A., Belov B.N.
Well drilling under conditions of natural brine shows in salt deposits — 14

Rakhimov A.A., Magazov R.R., Bulatov A.I.,Gabuzov G.G., Geraskin V.G.
Influence of some factors on wear resistance of roller bits — 16

OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Abidov A.A. Azimov P.K., Kadirov A.K., Irmatov E.K., Agzamov A.H., Sidikhojaev R.K.
To a problem of oil production stabilization at Kokdumalak field — 18

Lyugai D.V., Sharapov Zh.M., Maylirv O.I.
Conceptin elaboration for Berdakh field development — 21

Lyugai D.V., Mayliev O.I., Samanov A.Zh.
Definition of wells operation at Berdakh field — 24

Yusupov D., Turabjanov S.M., Kadirov H.I., Tapilov R.S.
Elaboration and investigation of new inhibitors` properties of mineral salt deposits — 26

Iskandarov Sh.A., Kurbanov A.A., Abidova M.F.
Definition of the service life for a modified catalyst of light hydrocracking — 28

OIL AND GAS CONDITIONING AND PROCESSING

Avezov N.E., Abdurahimov S.A., Salimov Z.S., Bahtierov S.B.
Selection of the effective hydrocarbon solvent for extraction of the cottonseed oil — 30

Kadirov I.
Hydrogenating, isomerizating catalysts and oil refining processes — 33

Yusupov D., Karimov A.U.
Prospects of ethylene processing and by-products of it`s production — 35

AUTOMATIC PRODUCTION

Vagapov I.H., Umarov U.T., Kovalev A.S., Safarov R.D., Cimlyakov L.L.
Cooling system improvement for circulating water supply in cooling tower at enterprises of oil and gas industry — 37

LABOUR PROTECTION, SAFETY ENGINEERING

Kazakov K.M., Kurbanov A.A., Bobojanova R.V., Arslanov A.A.
To a problem of a fire safety in field tank farms exploitation — 40

CHEMISTRY, ANTICORROSIAN DEFENCE

Kazakov K.M., Kurbanov A.A., Bobojanova R.V., Arslanov A.A
Corrosion in tanks with liquid hydrocarbons is a reason of pyrophorous matters forming — 42

JUBILER`S PAGE

Akram Rustamovich Hojaev is 75 years — 45

Congratulations Abduzhabbar Gafurovich Ibragimov on his glorious jubilee — 46

We wish Bahtier Yahyaevich Hafizov meny happy returns of the jubilee — 48

УДК 33

Проблема неплатежей в НХК «Узбекнефтегаз» и пути ее решения

А.А. Закиров, Р.Э. Зикрияев, Э.А. Соатов, А. Абдугафаров
(НХК «Узбекнефтегаз», АК «Узгеонефтегаздобыча», НТЦ «СИТ», Институт кибернетики АН Р

Формирование рыночной экономики Узбекистана предполагает реформирование народного хозяйства на базе макроэкономической стабилизации, которая осложняется неплатежами, просроченной дебиторско-кредиторской задолженностью и некоторой необеспеченностью системы взаиморасчетов предприятий и организаций. Решение этих проблем — основная задача на сегодняшний день.

Кризис платежей охватил почти все сферы и отрасли производства и услуг, что имеет глубинные объективные причины. Однако на микроуровне каждый хозяйствующий субъект может и должен в определенной степени смягчить их последствия путем разработки и осуществления конкретных мер по предотвращению или сокращению просроченной дебиторской задолженности.

В 1990 г. просроченная задолженность предприятий и организаций по ссудам и взаимным расчетам составила 42 млрд. руб., из них 32,8 — дебиторская. С распадом Союза обстановка ухудшилась [1]. Несмотря на введение вексельного обращения и взаиморасчетов напряженность в этом вопросе не снизилась. Общий объем дебиторской задолженности на 1 января 1996 г. равнялся 104,9 млрд. сумов, кредиторской — 121,7. В общем объеме они оставались высокими: 27,4 и 36,7% соответственно [2].

Причины возникновения такого явления разнообразны: необязательность и несостоятельность контрагентов (покупателей и заказчиков); неразвитость финансовых рынков; неудовлетворительная работа банковской системы; разрыв хозяйственных связей между партнерами и предприятиями; некачественность выпускаемой и увеличение объемов нереализованной продукции.

Имеются различные способы и рекомендации по преодолению дебиторской задолженности: чековая форма расчетов; гарантийные обязательства погашения долгов третьей стороной; оплата наличными товаров и услуг; продажа долгов с дисконтом; товаров с рассрочкой платежей; залоговая система гарантий выполн обязательств; оплата поставками товаров лугами; факторинг, лизинг, форфейтинг Использование того или иного способа за от существующих финансовых законода ных актов, индивидуальных интересов хо ствующих субъектов, конкретных ситуаций

Широкое применение современных инфо ционных технологий, осуществление элект ных переводов средств дают возможность акк лировать данные о взаимных расчетах хозя Всесторонний регулярный (ежемесячный квартальный) их анализ, принятие конкре мер позволят улучшить финансовое положе предприятий и экономики в целом.

Полностью ликвидировать дебиторс задолженность затруднительно, но можн нужно сокращать общую сумму дебитор кредиторской. Это одна из самых важны дач для народного хозяйства Узбекиста Национальной холдинговой компании бекнефтегаз» в частности. Эти вопросы р лярно рассматриваются в Кабинете Ми стров, по ним принят ряд Указов Президе Республики и постановлений КМ.

Как показывает мировой опыт и практ развитых стран, проблема предотвращени сокращения просроченной дебиторской за женности может быть решена с помощью работки и реализации комплекса различ мер. В пределах отдельной отрасли можно биться частичного сокращения этого показ ля путем прохождения денежных средств так называемым замкнутым схемам.

Для удобства изложения дадим некото определения. Пусть **A** и **B** — два предприя рассматриваемой отрасли.

Определение 1.1. Считаем, что предприя **A** связано отношением φ с субъектом **B** и о значим $A \xrightarrow{\varphi} B$, если первое имеет задолж ность; отношением ψ и $A \xrightarrow{\psi} B$, если послед имеет задолженность.

Определение 1.2. Считаем, что **k** предпр тий $A_1, A_2, \ldots, A_k$ образуют замкнутую схе

если $A_j \xrightarrow{\varphi} A_{j+1}$, j = 1, 2,...k-1; $A_k \xrightarrow{\varphi} A_1$.

Пусть $\mathbf{A_1}$, $\mathbf{A_2}$..., $\mathbf{A_к}$ представляют собой замкнутую схему, а S_i – сумму задолженности $\mathbf{A_i}$ предприятию $\mathbf{A_{i+1}}$ (I=1, 2,..., k-1), S_k – долг $A_к$ субъекту A_1. Обозначим

$$S=\min \{s_i, i=1, 2,...,k\}.$$

Предположим, что одному из объектов $\mathbf{A_i}$ удалось привлечь временные денежные средства (взять кредит в банке) в количестве **S** сум. Тогда он может сократить свою задолженность предприятию $\mathbf{A_{i+1}}$ на эту величину, а последнее – $\mathbf{A_{i+2}}$ и так далее. Сумма **S**, переходя по данной замкнутой схеме от одного предприятия к другому, наконец попадает в $\mathbf{A_i}$, которое вернет их туда, откуда получило. Таким образом, можно сократить суммарную дебиторскую задолженность по отрасли на **kS** сум.

Очевидно, чем больше обнаружено замкнутых схем прохождения денежных средств, тем на большую сумму можно сократить дебиторскую задолженность по отрасли.

Опишем более подробно постановку такой задачи и требования к результатам ее решения для НХК «Узбекнефтегаз», имеющей несколько акционерных компаний, которые в свою очередь состоят из хозяйствующих субъектов. Например, в состав АК «Узгеонефтегаздобыча» входят более 40 самостоятельных предприятий. Всего насчитывается около 200 хозяйств. В результате их деятельности образовалась дебиторско-кредиторская задолженность между субъектами внутри как НХК «Узбекнефтегаз», так и отдельных АК, входящих в ее систему.

Задача состоит в следующем: необходимо разработать алгоритм и соответствующий программный продукт, позволяющий отыскать замкнутые схемы прохождения денежных средств в случаях, когда рассматриваются предприятия:

1) в отдельной АК, входящей в состав НХК, т.е. в замкнутых схемах должны участвовать предприятия только из одной АК.

2) все предприятия НХК, т.е. в замкнутых схемах могут участвовать все хозяйствующие субъекты, входящие в систему НХК.

3) вместе с предприятиями НХК отдельные внесистемные субъекты хозяйствования (например ГАК «Узбекистон темир йуллари» или «Узбекэнерго» и др.). При этом надо иметь в виду следующее: если **A** и **B** находятся вне НХК, но принадлежат одной системе; **A** имеет задолженность предприятию $\mathbf{C_1}$ системы НХК (т.е. $A \xrightarrow{\varphi} C$), $\mathbf{C_к}$ – субъекту **B** (т.е. $C_к \xrightarrow{\varphi} B$), $\mathbf{C_2}$, $\mathbf{C_3}$,...,$\mathbf{C_{к-1}}$ – такие предприятия, что $C_1 \xrightarrow{\varphi} C_2$, $C_2 \xrightarrow{\varphi} C_3,...,C_{к-1} \xrightarrow{\varphi} C_к$, то цепочку **A**, $\mathbf{C_1}$, $\mathbf{C_2}$,..., $\mathbf{C_к}$B следует считать замкнутой. Отношение $B \xrightarrow{\varphi} A$ обеспечивается посредством головного ведомства системы (министерства), к которому относятся **A** и **B**. То есть, если **D** является таковым (например «Узбекистон темир йуллари»), то оно всегда обеспечивает недостающее звено $B \xrightarrow{\varphi} D$, $D \xrightarrow{\varphi} A$ в цепи **A**, $\mathbf{C_1}$,...,$\mathbf{C_к}$, **B**, **D**, **A**;

4) для конкретного предприятия **A** отыскиваются замкнутые схемы с участием, кроме него, других хозяйств из той же АК;

5) для предприятия **A** выявляются замкнутые схемы с участием, кроме него, других хозяйств из НХК «Узбекнефтегаз».

По результатам разработки алгоритмов и комплекса программ по отысканию замкнутых схем прохождения денежных сумм необходимо ввести в действие практический контроль за этим с целью погашения как дебиторских, так и кредиторских задолженностей, т.е. осуществить внедрение результатов разработки программно-технических средств и самой методики «по схеме».

В Республике имеются примеры реализации предложений по уменьшению дебиторско-кредиторской задолженности путем задействования в схемах-цепочках акционерных компаний как одной организации (НХК «Узбекнефтегаз»), так и межотраслевых: Узбекнефтегаз+Узбекэнерго+Узбекавтотранс+Узбекистон Темирйуллари с привлечением помощи банков.

Для практической реализации данной задачи, кроме программно-технических средств, необходимо решить очень сложные организационно-правовые вопросы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Народное хозяйство Республики Узбекистан в 1992 г. Ташкент, 1993, II том. С. 228.

2. Итоги социально-экономического развития РУз в 1995 г. Ташкент, 1996. С. 7.

ANNOTATION

Analyzed are the reasons of debit-credit debts origins and offered ways of their reduction in ventures of NHC «Uzbekneftegaz».

УДК 553.98:551.243(575

О перспективах нефтегазоносности доюрских образований

Т.Л. Бабаджанов, О.П. Мордвинцев
(ОАО «Узбекгеофизика»)

Промышленные скопления нефти и газа в породах фундамента и промежуточного структурного этажа известны и эксплуатируются уже много десятков лет. Однако заблаговременно и целенаправленно они почти нигде не изучаются, открываются попутно и нередко случайно. Лишь в связи с острой потребностью в углеводородном сырье эти очень специфические комплексы включаются в сферу интересов геологов и нефтяников. Результаты геолого-геофизических исследований последнего времени и успехи нефтегазодобывающей отрасли позволяют пересмотреть и расширить существующие критерии оценки перспектив нефтегазоносности кристаллических пород, решить проблемы их размещения, поисков и разведки.

Ранее считалось, что закономерности размещения скоплений нефти и газа в кристаллических породах и в осадочных образованиях сходны. Детальный анализ геологической обстановки большинства открытых в мире месторождений в указанных комплексах (Пис-Ривер, Орт, Санта-Мария, Амаль-Ауджила, Нафура, Оймаша, Белый тигр, Дракон, Кыулонг, Мара, Пенхендл, Зеит-Бей, Синлуптай и др.) показал существенные отличия, касающиеся в первую очередь типов резервуаров и приуроченности объектов к определенным геолого-тектоническим ситуациям. Подавляющая их часть в той или иной степени связана с погребенными выступами фундамента, как правило, сильно эродированными и перекрытыми толщей осадочных пород. Выступы располагаются чаще всего в тектонически активных зонах с широко развитыми разломами и сопутствующими им участками трещиноватости.

Коллекторы формируются под воздействием различных процессов, причем разрывная тектоника и гипергенные явления способствуют образованию пустотного пространства независимо от вещественного состава фундамента. В случае магматических пород, кроме этого большую роль играют автометасоматоз, контракционная усадка, тектонокессонный эффект; метаморфизованных — перекристаллизация; карбонатных — еще доломитизация и карстообразование. В настоящее время фундамент рассматривается как монолитная непроницаемая среда. Накопленный материал позволяет утверждать, что нефтегазонасыщенными могут быть породы не только коры выветривания, но и более глубоких интервалов (ниже кровли на сотни, иногда тысячи метров). Наличие таких зон разуплотнений и связанных с ними трещиноватых коллекторов установлено по данным бурения многих глубоких и сверхглубоких скважин (Кольской, 20000-Миннибаевской, Белый тигр и др.).

Общим отличительным свойством большинства нетрадиционных резервуаров в кристаллических породах является то, что матрица последних обладает очень малой проницаемостью и пористостью. Современные фильтрационные показатели определяются наличием трещин, связанных с зонами молодых или обновленных разломов. Тектоническому фактору придается

особое значение (это касается и осадочного чехла), так как здесь при наличии других благоприятных условий плотность ресурсов удваивается (Б.П. Кабышев). Большие надежды на расширение круга поисков месторождений углеводородов связываются и с неантиклинальными ловушками, а также смешанного типа.

Среди рассмотренных наиболее распространены литологические и стратиграфические обычно в пределах территорий, примыкающих непосредственно к береговым линиям палеобассейнов, где в результате ритмических чередований трансгрессий и регрессий создаются благоприятные условия для формирования зон выклинивания, фациальных замещений и несогласий.

Прогнозирование указанных залежей так же, как и развиваемых в нетрадиционных резервуарах сопряжено с определенными техническими трудностями и должно основываться на детальном анализе всей геолого-геофизической информации только при достаточно высокой степени изученности региона. Например, на акваториях Вьетнама только за четыре года (1989 - 1993 г.) проведено несколько тысяч километров сейсморазведки 2Д, 3Д, пробурено 42 скважины на 38 объектах, что привело к открытию шести новых месторождений. Геофизические методы позволяют выявить с определенной степенью точности различные структурные формы кристаллических пород (выступы, горсты, блоки), картировать поверхность фундамента, промежуточного структурного этажа, выделять наиболее крупные высокоамплитудные разломы. Гораздо сложнее находить места разуплотнения пород, особенно в гранитных массивах в связи с особенностями распространения зон трещиноватости.

Выполненные нами в 1993-2001 гг. работы по обобщению и комплексной переинтерпретации геолого-геофизических материалов позволили значительно расширить представления о глубинном геологическом строении домезозойских образований нефтегазоперспективных регионов Узбекистана (включая Бухаро-Хивинскую нефтегазоносную область и Средне-Сырдарьинскую депрессию), касающиеся практически всех аспектов рельефа структурной поверхности ПСЭ и фундамента, вещественного состава, внутреннего строения, мощности палеозойских отложений. Полученная информация подтверждает перспективность образований промежуточного структурного этажа на наличие углеводородов.

Потенциальную нефтегазоносность доюрских образований Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области следует оценивать выше аналогичных комплексов Средне-Сырдарьинской депрессии. Вероятные источники углеводородного сырья — в первую очередь обширные площади нормально осадочных пород (особенно на которых прогнозируется развитие карбонатных образований) и зона Бухаро-Гиссарского глубинного разлома (Учбаш-Каршинская флексурно-разрывная). В пределах указанных территорий выделен ряд брахиантиклинальных структур, удовлетворяющих нужным критериям — Северо-Сюзьминская, Чегаринская, Зевардинская, Южно-Култакская, Восточно-Тайкырская, Кокчинская, Чукуркульская, Зекринская, Расылкудукская, Северо-Камашинская и др., где в перекрывающих юрских отложениях выявлены месторождения и скопления нефти и газа.

Несомненный интерес должна представлять область краевого прогиба к востоку от Газли. С аналогичными тектоническими элементами (краевые и передовые прогибы) во многих регионах мира связаны месторождения углеводородов.

К перспективным территориям БХНГО необходимо отнести восточную и юго-восточную части Бухарской ступени, где несмотря на сложнейшие геолого-тектонические условия, которые тем не менее вполне соответствуют рассмотренным выше критериям, установлен ряд нефтегазопроявлений из доюрских образований.

В Средне-Сырдарьинской депрессии первоочередными объектами на поиски углеводородного сырья следует считать области развития карбонатных отложений, связанных с брахиантиклинальными структурами — Курайлинской, Балыклинской,

Коскудукской, Шукыркудукской, Джунайской. Мощность ПСЭ здесь достигает 1-3 км, карбонатных образований – от первых сотен метров до 1,5 км, магматогенные практически отсутствуют.

Определенный интерес должны представлять также Арынская, Козабаларкудукская, Талдыкская брахиантиклинали, характеризующиеся несколько сокращенной мощностью ПСЭ – от 0,5 до 1,0 км, карбонатов – от 100 до 300 м, а также наличием интрузивных тел, прорывающих домезозойские толщи и обнажающихся на доюрской поверхности.

Следующими по значимости следу признать зоны развития эродированны гранитоидных массивов, особенно ес они пересечены сетью разрывных наруш ний. Указанной геологической обстанов в полной мере соответствует северо-запа ный район рассмотренной части.

Таким образом, Бухаро-Хивинскую не тегазоносную область и Средне-Сырдар инскую депрессию следует признать благ приятными на предмет открытия промы ленных скоплений углеводородного сыр и рекомендовать расширять геолого-пои ковые работы в данном направлении.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Абросимова О.О., Белова Е.В.** Резервуары углеводородов в эрозионно-тектонических выступах доюрски пород юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа, 2000, № 3. С. 17-21.*

*2. **Иванников В.И.** Миграция углеводородов и ее движущие силы // Геология, геофизика и разработка нефтя ных месторождений, 2000, № 3. С. 21-27.*

*3. **Шахновский И.М.** Поиски залежей нефти и газа в нетрадиционных ловушках и резервуарах // Геологи геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1996, № 7. С. 2-6.*

*4. **Шнип О.А.** Геологические критерии оценки перспектив пород фундамента на нефть и газ // Геологи нефти и газа, 2000, № 5. С. 21-26.*

*5. **Шустер В.Л., Такаев Ю.Г.** Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента / Разведочная геофизика. Обзор. М, 1997. 71 с.*

ANNOTATION

Problems are considered connected with prospects definition and possible oil and gas content of before to Jurassic formations conformably to separate oil and gas long-range regions of Uzbekistan.

УДК 622.24.541.18

Внедрение термо- и солестойких рецептур буровых растворов

А. Нурмамедов, С.В. Мантрова, С.С. Хамраев
(ИТЕРА Холдинг, г. Москва; Институт общей и неорганической химии АН РУз)

Термо- и солестойкие рецептуры буровых растворов, стабилизированные КМЦ-500 или КМЦ-600, а также КМЦ+крахмал и синергетической смесью ингибиторов термоокислительной деструкции (ароматический амин и сера), применены при бурении высокотемпературных интервалов на шести скважинах Южно-Туркменского управления разведочного бурения (ЮТУРБ) и одной – скв. 2 Южный Унгуз Чарджоуского УРБ (ЧУРБ). Испытания термо- и солестойкой рецептуры начаты при бурении скв. 6 Шоркель (таблица).

Перед переходом на данную рецептуру показатели были следующими: скв. 6 Теджен – B_{30}=40 см³, К=6 мм, ρ=1320 кг/м³, Т=45 с, pH 7,5; скв. 6 Шоркель – 40 см³, 6 мм, 1150 кг/м³, 45 с, 5,0 соответственно. Буровые растворы ранее обработали КМЦ-500 и КМЦ-600 или их сочетанием с крахмалом; водоотдача снизилась до 6-8 см³. Химические обработки проводились через 2-5 сут и водоотдача достигла 40 см³. Порядок введения реагентов на обеих скважинах примерно одинаков: вначале 5-10%-ный водный раствор гидроокиси натрия до pH 9,0-9,5, а затем одновременно порошкообразная сера и анилин. После этого в скв. 6 Теджен добавили 1,8 т КМЦ-600, а в скв. 6 Шоркель на последнем этапе – 1,2 т КМЦ-500 и 5,65 т крахмала в виде 8%-го водно-щелочного раствора, что снизило водоотдачу до 5 см³ по ВМ-6. Повторно защитные реагенты применяли при росте водоотдачи до 19 см³: вначале добавляли гидроокись натрия для повышения pH до 9,0-10,0, затем 0,8-0,9 т КМЦ-500 (скв. 6 Теджен), 0,9 т КМЦ-500 плюс около 2,0 т крахмала (скв. 6 Шоркель; объем циркулирующего бурового раствора 200 м³). При повторных химических обработках ингибиторы термоокислительной деструкции КМЦ не вводили. Скважины пробурены до проектной глубины без осложнений.

Изложенная выше технологическая схема использована при бурении высокотемпературных интервалов (таблица) в скв. 42, 241, 249 и 260 Западный Шатлык. Во всех случаях после перехода на новую рецептуру бурового раствора значительно увеличился период между химическими обработками (с 2-4 до 10-18 сут), сократился расход защитных реагентов, резко замедлился прирост водоотдачи во времени, практически отсутствовали осложнения при бурении, технологические показатели легко регулировались в пределах требований ГТН, коррозия инструмента не наблюдалась.

Наибольший интерес представляет применение термо- и солестойкой рецептуры бурового раствора при бурении скв. 42 Западный Шатлык проектной глубиной 4800 м. По достижению 3000 м проявились трудности при регулировании водоотдачи путем введения КМЦ-500 или КМЦ-600 в сочетании с модифицированным крахмалом. Среднее содержание хлорида натрия в фильтрате бурового раствора составляло 15,0-16,0 г/л, катионов кальция – около 1,5, плотность его 1140 кг/м³. После очередной химической обработки на глубине 3017 м водоотдача за 2-4 дня повысилась с 8-10 до 37-42 см³ по ВМ-6. Исходные показатели буровой жидкости: В=37-38 см³; К=6-7 мм; ρ=1240 кг/м³; Т=45 с; pH 7,5-8,0, объем 200 м³. При введении 1,36 м³ раствора гидроокиси натрия (плотностью 1480 кг/м³) и 800 кг порошкообразной кальцинированной соды pH увеличилась до 9,0-9,5. Затем одновременно вносили 0,35 т ароматического амина и 0,3 т серы без предварительного перемешивания, а также 0,7 т КМЦ-500 и 4,5 т моди-

фицированного крахмала. Показатели бурового раствора стали следующими: В=7 см^3; К=1,5 мм; ρ=1250 кг/м^3; Т=50-55 с; pH 9,5.

В течение 28 дней для поддержания pH добавили 2,1 т кальцинированной соды и 1,5 м^3 гидроокиси натрия. При этом показатель кислотности изменялся в пределах 8,0-9,5. Для достижения водоотдачи менее 10 см^3 дополнительно ввели по 0,3 т КМЦ-600 и модифицированного крахмала. На глубине 3475 м проведена повторная обработка ингибиторами: по 0,2 т ароматического амина и серы.

Затем в течение 65 дней 13 раз добавляли по 0,10-0,40 т щелочных реагентов; 0,06 -0,42 т КМЦ-500 или КМЦ-600 и 0,1 т модифицированного крахмала. Всего израсходовано 8 т кальцинированной соды, 0,45 м^3 гидроокиси натрия, 1,7 т КМЦ-500, 1 т КМЦ-600, 2 т модифицированного крахмала. За этот период достигнута глубина 3712 м и начата подготовка к спуску технической колонны; плотность бурового раствора при обработке баритом постепенно повысилась до 1400-1420 кг/м^3. При бурении интервала 3475-3712 м показатели составили: В=6-10 см^3; pH 10,0-8,0; T_{500}^{700}=46-58 с.

Дальнейшее углубление скв. 42 решено проводить с применением предложенной термо- и солестойкой рецептуры бурового раствора, которая позволяет при минимальных затратах на промывку регулировать все технологические показатели и предотвращать осложнения.

При бурении скв. 2 Южный Унгуз до глубины 3400 м возникли трудности в поддержании технологических показателей бурового раствора в соответствии с требованиями ГТН. Даже при забойных температурах 373 К не представлялось возможным снизить водоотдачу до 4-6 см^3 введением КМЦ-500 или КМЦ-600. При обработке же крахмальным клейстером или модифицированным крахмалом водоотдача в пределах 6-10 см^3 поддерживалась 3-5 сут при менее чем 373 К и 1-2 дня при 408 К.

Через 3 сут после обработки сочетанием крахмала и КМЦ буровой раствор имел показатели: В=30-36 см^3; Т=80-120 с; ρ=1300-1320 кг/м^3; СНС за 1 и 10 мин=80 и 140 мг/см^2; pH 6,0-6,5.

После разбуривания цементного стакана и башмака обсадной колонны в него добавили 3% модифицированного крахмала и 0,5% КМЦ-600. При этом водоотдача снизилась до 8-10 см^3, на бурение интервала 3418-3480 м затрачено 12 сут. Дальнейшее углубление скважины в этих условиях сочли нерациональным и приняли решение о переводе бурового раствора на термо- и солестойкую рецептуру.

Поскольку содержание катионов кальция и магния в фильтрате было значительным (таблица), для повышения pH применили техническое известковое молоко плотностью 1100-1200 кг/м^3.

Номер скважины, площадь	Интервал бурения, м	t, К	Минерализация, г/л		B_{30}, см^3	$T_К$, мм	pH	T, с	ρ, кг/м^3	СНС*10^{-1}, Па		Расход реагента, т		
			NaCl	Ca^{+2} + Mg^{+2}						1 мин	10 мин	сера	аромат. амин	КМЦ-500
6. Шоркель	3490-3850	408-420	145-180	2,30-2,65	5-10	1,0-1,5	8	43-50	1300	20-40	35-70	0,45	0,45	3
б.Теджен	3340-3660	408-417	34-60	4,16-4,4	5-10	1,9-1,5	8,5-9,5	45-55	1300	30-50	45-120	0,32	0,3	3,5
241. Зап. Шатлык	3220-3340	398-408	160-170	3,05-3,15	5-8	1,0-1,5	8,0-9	48-60	1280	30-60	45-90	0,4	0,35	2
249.Зап. Шатлык	3220-3380	398-411	135-160	1,06-2,14	5-8	1,0-1,5	8,5-9,5	56-70	1260	45-60	70-110	0,7	1,05	2,53
260.Зап Шатлык	3295-3356	400-405	110-135	2,00-2,25	4-8	1,0-1,5	9,0-9,5	40-55	1300	50-60	70-95	0,75	2,5	—
42.Зап. Шатлык	3017-3712	393-422	ISO-220	1,05-2,3	5-10	1,0-1,5	9,5-10,5	45-70	1270	29-43	41-57	0,5	0,55	3
2. Южный Унгуз	3480-3900	4084-21	Насыщен	11,4-20,6	3-8	0,5-1	9,5-10,5	35-70	1360	25-40	35-70	0,8	3	4,7

При pH 10,0-10,5 ввели 0,5 т КМЦ-600 и одновременно 0,8 т серы в виде порошка, затем 6 т крахмального клейстера и 1,8 т ароматического амина (в течение двух циклов циркуляции). Весь процесс обработки проводили во время бурения и завершили за два долбления (20 ч). В результате значительно повысилось СНС. Последующим введением всего 0,32 т КМЦ (за цикл) оно снизилось и показатели бурового раствора стали следующими: В=3,5-4,0 см^3; Т=60-70 с; ρ=1300-1340 кг/м^3; СНС 1/10=7,6/10,3 Па; pH 9,5. В течение последующих 17 сут для поддержания pH в пределах 8,5-10,5 многократно вносили известь. За этот период водоотдача повысилась до 8 см^3. Провели повторные обработки с периодом между ними 13-18 сут. На первую израсходовано 0,6 т извести, 0,5 т ароматического амина, 2,4 т технического крахмала и 0,36 т КМЦ-600 (серу при этом не использовали). Показатели бурового раствора легко регулировались и поддерживались в пределах требований ГТН. При бурении до проектной глубины, а также других работах по завершению строительства скважины никаких осложнений не наблюдалось.

Применение новой рецептуры бурового раствора в процессе бурения в высокотемпературных интервалах позволило значительно снизить расход защитных реагентов, уменьшить осложнения до минимума и в целом повысить технико-экономические показатели.

ANNOTATION

Use of thermo- and salt resistant drilling muds, stabilized CMC and CMC plus starch and inhibitors of thermo-oxidative breakdown (aromatic amine and sulphur) has allowed to reduce considerably reagents depletion as well as minimize complications and improve drilling technical and economic indexes all over wells.

УДК 62

Поиск резервов снижения стоимо углубления скважин

А.И. Булатов, Г.Г. Габузов, В.Г. Гераськин, Р.Р. Магазов, А.А. Рахимов
(Северо-Кавказское отделение Инженерной академии России, НХК «Узбекнефтегаз»)

На современном этапе развития нефтедобывающей промышленности важное значен обретает проблема выявления резервов повышения технико-экономических показате ровых работ без дополнительных материальных затрат. Один из путей ее решения — всего снижение стоимости углубления скважин при стандартном буровом оборудова счет целенаправленного управления регулируемыми параметрами. Основой этого яв результаты познания физической сущности гидромеханических процессов при сложн имодействии породоразрушающего инструмента, бурового раствора и горных поро этом не требуется каких-либо дополнительных капиталовложений, за исключением за научные исследования.

За рубежом прикладному использованию гидромеханических процессов придается особ чение. Например, экономическая эффективность программ оптимизации «Мадхай» и « ролл» исчисляется миллионами долларов. Однако составить представление о методическом печении и путях оптимизации таких программ невозможно из-за отсутствия описания алго так как доступ к ним имеет лишь ограниченный контингент.

В отечественной практике бурения ввиду чрезвычайной сложности явлений, происходящ забое и в стволе скважины в условиях изменяющихся давлений и температур, а также деф объективной промысловой информации, научные основы гидромеханических процессов не точно разработаны, неясны роль и относительная значимость отдельных факторов в улучш технико-экономических показателей буровых работ. Например, не конкретизированы услови лизации гидромониторного эффекта, под которым понимается разрушение горных пород п вместном воздействии на забой вооружения и струй гидромониторных долот; недостаточно з о влиянии режимных параметров бурения и дифференциальных давлений на его механич скорость; крайне несовершенны зависимости для описания износостойкости буровых долот, чивости стенок скважин и т.д. В этой связи традиционное отечественное проектирование и у ление процессом углубления скважин базируются на регламентах, отображающих эмпирич опыт в конкретных условиях бурения и поэтому не обладают обобщающим характером.

Несмотря на многочисленные работы отечественных и зарубежных исследователей проб повышения эффективности буровых работ на основе оптимизации гидромеханических проц до настоящего времени не решена. Однако результаты последних лет свидетельствуют о з тельных реальных резервах для повышения показателей бурения.

В настоящее время известны модели буримости горных пород, предложенные Р.А. Бажл М.Г. Бигхемом, Г.Д. Бревдо, Я.А. Гельфгатом, В.И. Есьманом, А.М. Погорельским, А.А. По ким, Р.Е. Уоккером и др.

В работах [1] и [2] проанализированы существующие уравнения буримости и указаны их статки. Разработана новая обобщенная модель с учетом режима промывки забоя и дифферен альных давлений. В результате ее идентификации и использования оптимизационных мет исследований впервые установлен механизм совместного количественного влияния гидра ческой мощности в насадках долота, режимных параметров бурения и дифференциальных д ний на среднюю механическую скорость и стоимость метра проходки. Доказано, что показа бурения обусловлены дифференциальным давлением, и высокие репрессии на пласт способ ют снижению гидромониторного воздействия при промывке забоя. В этой связи увеличение равлической мощности в насадках долот эффективно при низких дифференциальных давле

на забое. Такое важное положение дало основание для выбора оптимизированных показателей гидравлической программы «Магда» (ВНИИКРнефть).

Модель в дальнейшем трансформирована в уравнение буримости [3], содержащее пять безразмерных определяющих критериев подобия:

$$V_м/nD = f(П_1, П_2, П_3, П_4, П_5), \qquad (1)$$

$$П_1 = G/D^2\sigma_п; \quad П_2 = \rho V_ж D^2/G; \quad П_3 = Q/nD^3;$$

$$П_4 = (P_г - P_гс)/G; \quad П_5 = \bar{d}_н/D,$$

где $V_м$ — средняя механическая скорость; n — частота вращения; D — диаметр долота; G — осевая нагрузка; ρ — плотность бурового раствора; Q — расход жидкости; $V_ж$ — скорость ее истечения из насадок долота; $\bar{d}_н$ — их средневзвешенный диаметр:

$$\bar{d}_н = \sqrt{d_1^2 + d_2^2 + d_3^2},$$

d_1^2, d_2^2, d_3^2 — диаметры разноразмерных насадок; $P_г$ — горное давление; $P_гс$ — гидростатическое давление столба жидкости в скважине; $\sigma_п$ – прочность горных пород в забойных условиях, зависящая от дифференциального давления (ΔP).

Для глинистых пород на основании исследований Ван Лингена можно использовать уравнение

$$\sigma_п = \sigma_0(1+K\Delta P), \qquad (2)$$

где σ_0 — прочность горных пород в забойных условиях при $\Delta P = 0$; K — размерный коэффициент, $Па^{-1}$ ($K = 10^{-7}$).

Критериальное выражение (1) с учетом (2) можно представить в степенном виде:

$$V_м/nD = A(G/(D^2\sigma_0(1+10^{-7}\Delta P)))^{a_1} П_2^{a_2} П_3^{a_3} П_4^{a_4} П_5^{a_5} \qquad (3)$$

где a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 — показатели степени; A — постоянный безразмерный коэффициент.

Принципиально критериальная обобщенная модель буримости (3) от уже известных отличается возможностью адекватного описания подобных процессов, а также учетом в явном виде дифференциальных давлений, прочностных свойств глинистых пород и показателей, характеризующих режим промывки забоя.

Уравнение (3) может быть применено для решения ряда прикладных задач, например, корректировки плотности буровых растворов, совершенствования метода d-экспоненты и т.д. Величина $A/\sigma_0^{a_1}$ (a_1=2) характеризует буримость горных пород. Поскольку коэффициент А постоянный, можно найти условную прочность глинистых пород: $\sigma_y = \sigma_0/\sqrt{A}$, а затем дифференциальное или поровое давление.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Булатов А.И., Габузов Г.Г., Гераськин В.Г., Гевзадзе Н.Р., Каретко О.Н.*** *Гидромеханические процессы на забое бурящихся скважин. М.: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. Серия «Строительство скважин», 1989.*

2. ***Габузов Г.Г.*** *Зависимость средней механической скорости от гидравлической мощности, реализуемой на забое. М.: Нефть и газ, 1989, №6.*

ANNOTATION

A new generalized model of rock drilliability is elaborated taking into account an irrigation of a drill hole and differential pressures.

УДК 622.248.3:551.247

Бурение скважин в условиях рапопроявления в соленосных отложениях

А.К. Рахимов, А.А. Рахимов, Б.Н. Белов
(НХК «Узбекнефтегаз», ОАО «Бухоронефтгаз» ПИ)

На разведочных площадях и месторождениях нефти и газа при бурении скважин нередко встречаются рапоносные зоны. Мощные проявления при прохождении ангидрито-солевых отложений отмечены на площадях Денгизкуль (скв. 19), Уртабулак (20), Нишан (1 и 3), Култак (1 П), Аляуды (3) и др., где они приурочены к породам верхней пачки солей юрского возраста.

Рапосодержащая емкость, по нашему мнению, имеет линзовидный характер и образуется в солевых отложениях в результате седиментационного процесса. Линзы состоят из краснова-тых глинисто-песчаных образований. В одной из скважин Бешкентского прогиба извлечен керн с обильным включением крупных частиц красных глин.

Как правило, рапосодержащие линзы имеют аномально высокое давление с коэффициентом больше 2. При вскрытии интервалов без надежной технической колонны в скважине вынужденно выпускали рапу наружу в течение нескольких недель, иногда месяцев (скв. 19 Денгизкуль, 1П Кутлак и др.). В процессе самоизлива она кристаллизовалась, образуя солевые пробки.

Рапоносную зону проходят, используя сильноутяжеленный солестойкий буровой раствор, как в случае высоконапорных водоносных пластов.

Встречаются и другие виды осложнений, например на Кокдумалакском месторождении (202, 203, 209, 272, 275 и др.), в результате чего ликвидированы или приостановлено бурение отдельных скважин.

В ОАО «УзЛИТИнефтгаз» разработана конструкция скважин в рапоносной зоне указанного месторождения, которая предусматривает спуск 244,5 мм обсадной колонны на верхние ангидрито-гипсовые слои для перекрытия меловых отложений. Бурение осуществляют с утяжеленным буровым раствором плотностью 2,22-2,26 г/см^3, затем ствол закрепляют 193,7 мм хвостовиком. После этого вскрывают продуктивные карбонатные образования раствором 1,14 г/см^3.

В этой технологии не учтена возможность ухода бурового раствора в ангидритовые слои в результате гидроразрыва пород. Вследствие этого пробурить скважину в таких условиях пока не удается.

Скв. 275 Кокдумалак была обсажена только кондуктором 299 мм х 362 м и вскрыла четвертичные, неогеновые, палеогеновые и частично верхнеюрские отложения. Верхний ангидритовый слой встречен на глубине 2225 и 2260 м, произошло мощное рапопроявление с дебитом 50-55 л/с, плотностью 1,31 г/см^3. Использовался буровой раствор удельным весом 1,25-1,26 г/см^3. Во время осложнения в результате раскристаллизации солей бурильная колонна была прихвачена. После установки цементного моста скважина ликвидирована.

Скв. 203 Кокдумалак пробурена до 2365 м и обсажена 244,5 мм колонной. Дальнейшие работы производились с применением раствора удельным весом 2,20 г/см^3. На глубине 2435 м произошло катастрофическое поглощение бурового раствора и через 3 ч начался перелив его

из затрубного пространства. При герметизации устья давление выросло до 55 ат. Установка цементных мостов (8 раз) не дала результатов.

По предложению ООО «Техбур» (Россия) в этой скважине проведена массированная закачка в пласт 180 м³ бурового раствора (ρ = 2,15 г/см³) и 120 м³ цементного интенсивностью 40-50 л/с. После разбуривания цементного моста указанные явления повторились. Скважина была законсервирована. Идентичные условия встречены на скв. 202, 132 и др. Имеются случаи, когда в рапоносной зоне при бурении (208, 211) применяли утяжеленный раствор плотностью 2,10-2,15 г/см³. Поглощение его и проявление рапы не отмечены. По всей видимости, скважины находятся в зоне, где она отсутствует.

Геофизиками составлена карта по прогнозированию рапоносных зон на Кокдумалакском месторождении, однако практика показала, что эффективность ее низка. Из 25 прогнозированных скважин в 9 встречено рапопроявление (подтверждаемость 36%). В то же время на нерапоносной территории при прохождении соленосных отложений в шести скважинах (111, 125, 143, 144, 249, 275) наблюдаются рапоносные интервалы.

Рапоносная зона, блок	Всего скважин	С рапой	Без рапы	Процент подтверждаемости
Южный	13	5	8	38
Западный	2	1	1	50
Средний	1	—	1	0
Северный	7	2	5	28
Восточный	2	1	1	50
Всего	25	9	16	36

В связи со сказанным бурение соленосных отложений предлагается производить после спуска 9" обсадной колонны на соленасыщенном растворе плотностью 1,20-1,30 г/см³. В случае рапоносной линзы ее разгружают с периодическим замером дебита и давления на устье. Через некоторое время (неделя, месяц) эти показатели должны снизиться. Далее скважину можно «задавить» и продолжить бурение с раствором, удельный вес которого подбирается в соответствии с давлением рапоносной линзы, что позволит избежать поглощения раствора. Другой путь решения указанной проблемы — бурение наклонного или горизонтального ствола ниже верхней пачки солей.

ANNOTATION
Reviewed are well drilling possibilities under conditions of natural brine shows in salt deposits.

УДК 622.24

Влияние некоторых факторов на износостойкость опор шарошечных долот

А.А. Рахимов, Р.Р. Магазов, А.И. Булатов, Г.Г. Габузов, В.Г. Гераськин
(НХК «Узбекнефтегаз», Северо-Кавказское отделение Инженерной академии России)

Задача выявления резервов эффективного применения стандартного бурового оборудования особенно актуальна для серийных трехшарошечных долот, которые повсеместно используются для разбуривания глинистых отложений, составляющих 70-80% геологического разреза скважин. При этом, как правило, наблюдается опережающий износ опор долота. Из-за отсутствия четких формализованных представлений об их сработке в различных условиях бурения и возможности оставления шарошек на забое скважин время работы искусственно уменьшают.

Учесть все факторы, влияющие на износ опор шарошечных долот, на современном этапе изученности затруднительно, поскольку отсутствуют даже базовые зависимости, хотя бы приближенно отображающие физическую сущность рассматриваемых процессов в забойных условиях.

Если допустить, что суммарная часовая стойкость опор долота T_0 значимо зависит от осевой нагрузки G, частоты вращения n, диаметра D и прочностных характеристик горной породы $\sigma_п$, то можно записать функциональную зависимость

$$T_0 = f(G, n, D, \sigma_п); \qquad (1)$$

здесь $\sigma_п$ – прочность горных отложений с учетом дифференциального давления, которую для глинистых пород можно выразить так:

$$\sigma_п = \sigma_o (1+K\Delta P), \qquad (2)$$

где σ_o – прочность горных образований в забойных условиях при $\Delta P=0$; K – размерный коэффициент, ($K=10^{-7}$); ΔP – дифференциальное давление ($\Delta P = P_{гс} + P_к - P_{пор}$); $P_{гс}$ – гидростатическое давление столба жидкости в скважине; $P_к$ – потери его в кольцевом пространстве; $P_{пор}$ – поровое.

На основании П-теоремы выражение (1) можно представить в безразмерном виде:

$$T_{оп} = F_1(\sigma_п D^2/G), \qquad (3)$$

$T_{оп}$ – время, характеризующее суммарное количество оборотов долота до полного износа опор шарошек; $\sigma_п D^2/G$ – отношение значений прочности горных пород к удельной осевой нагрузке на забое скважины.

В принципе адекватной зависимости типа (3) быть не может, поскольку с физической точки зрения, например, при увеличении переменных $\sigma_п$ и G/D^2 следует ожидать снижения суммарного количества оборотов долота до полного износа. В этой связи можно предположить существование некоторой критической величины $(\sigma_п D^2/G)_{кр}$, характеризующей равенство значений удельных осевых нагрузок и прочностных показателей горных пород.

При анализе результатов отработки долот в глинистых отложениях по скважинам АК «Узбурнефтегаз», ПО «Краснодарнефтегаз», ОАО «Кубаньнефтегаз» и др. выявлена следующая критическая величина определяющего критерия, имеющего несколько измененный вид:

$$(\sigma_у D^2/G)_{кр} = 20\text{-}25, \qquad (4)$$

где $\sigma_у = \sigma_o/A$ – условная прочность горных пород; A – постоянный безразмерный коэффициент.

При определении $\sigma_у$ для глинистых пород можно воспользоваться следующим регрессионным соотношением:

$$\sigma_у = 0{,}25\ R_ш, \qquad (5)$$

где $R_ш$ – твердость горной породы по штампу.

На основании соотношения (4) выборочная совокупность промысловых данных для анализа часовой стойкости опор долот разбита на две группы. В первую включены результаты бурения

с удельными осевыми нагрузками, условно равными или превышающими прочность горных пород $G/D^2 > \sigma_y$. Как правило, это характерно для процесса бурения до глубин 2000-2500 м (неглубокие скважины). Вторая группа соответствует неравенству $G/D^2 < \sigma_y$ (глубина более 2500 м).

При поиске уравнения регрессии предполагается существование взаимосвязи между переменными уравнения (1) в виде полного дифференциала (при условии замены $\sigma_п$ на σ_y):

$$\alpha(T_{on})=\partial(T_{on})/\partial(G/D^2)\alpha(G/D^2)+\partial(T_{on})\alpha\sigma_y/\partial\sigma_y. \quad (6)$$

При допущении постоянных значений частные производные уравнения (6) в интервале изменения факторов должны иметь отрицательный знак. Тогда результат решения будет иметь вид

$$T_{ojn}=a_{oj}-a_{1j}G/D^2-a_{2j}\sigma_y, \quad (7)$$

где a_{oj}, a_{1j}, a_{2j} – коэффициенты; 0,1,2, ... – номер группы выборочной совокупности данных.

Коэффициент a_{oj} представляет собой постоянную интегрирования уравнения (6). По физическому смыслу – это суммарное количество оборотов долота до полного износа опор при отсутствии осевого нагружения и влияния прочностных свойств разбуриваемых горных пород (холостое вращение шарошек вне скважинных условий).

Выражение (7) использовано в качестве аппроксимирующей функции выборочной совокупности данных до износа долот. В результате идентификации коэффициента получены уравнения регрессии, позволяющие для каждой группы адекватно отобразить изменение суммарного количества оборотов долота в зависимости от удельной осевой нагрузки и прочностных характеристик пород. Коэффициент множественной корреляции между переменными уравнений регрессии составляет –0,83.

Так, при бурении неглубоких скважин (до 2500 м) определяющее влияние на суммарную часовую стойкость опор долота оказывают удельная осевая нагрузка, прочностные характеристики горных пород и частота вращения. По мере увеличения глубины это воздействие несущественно, что связано, по-видимому, со стабилизацией значения σ_y на глубинах, превышающих 2500 м.

ANNOTATION
A problem of reserves revealing for effective use of the standart drilling equipment is expecially actual for serial tricone bits used for clay rock drilling-out.

УДК 622.323:553.98.041(575.192

К проблеме стабилизации добычи нефти на месторождении Кокдумалак

А.А. Абидов, П.К. Азимов, А.К. Кадиров, Э.К. Ирматов, А.Х. Агзамов, Р.К. Сидикходжаев
(НХК «Узбекнефтегаз», АК «Узгеонефтегаздобыча», ОАО «УзЛИТИнефтгаз», ТашГТУ)

В известных нефтегазоносных областях и провинциях мира открыто около 30 тыс. нефтяных месторождений, процент крупных из них составляет 0,18, при этом извлекаемые запасы – более 80% от общего объема. Следовательно, они являются сырьевой базой и определяют уровень добычи нефти. Например, основная доля ее в Саудовской Аравии приходится на месторождения Гавар, Сафания-Хафджи, Абкаин; в Кувейте – Большой Бурган; Ираке – Румейла, Киркук; Норвегии – Экофиск; США – Восточный Техас, Прадхо-Бей и др. Большая часть этих объектов уже находится в стадии падающей добычи и по ним накоплен огромный опыт разработки, использование которого позволяет наиболее рационально эксплуатировать отечественные месторождения и в частности Кокдумалак.

Данное месторождение было введено в разработку в годы независимости страны благодаря усилию специалистов отрасли при всесторонней поддержке государства. За короткий срок оно стало основным объектом добычи УВ, и особенно нефти и газового конденсата. К настоящему времени достигнутый коэффициент нефтеотдачи составляет 0,30, а использования промышленных запасов – 0,54. Всего на месторождении пробурено 213 скважин, в том числе нефтедобывающих – 108, газодобывающих – 33, водонагнетательных – 20, газонагнетательных – 16.

Впервые в практике разработки месторождений УВ нашей страны здесь применен в промышленном масштабе одновременный «сайклинг-процесс» с подконтактным заводнением, что наряду с другими геолого-техническими мероприятиями обусловило высокие темпы отбора флюидов.

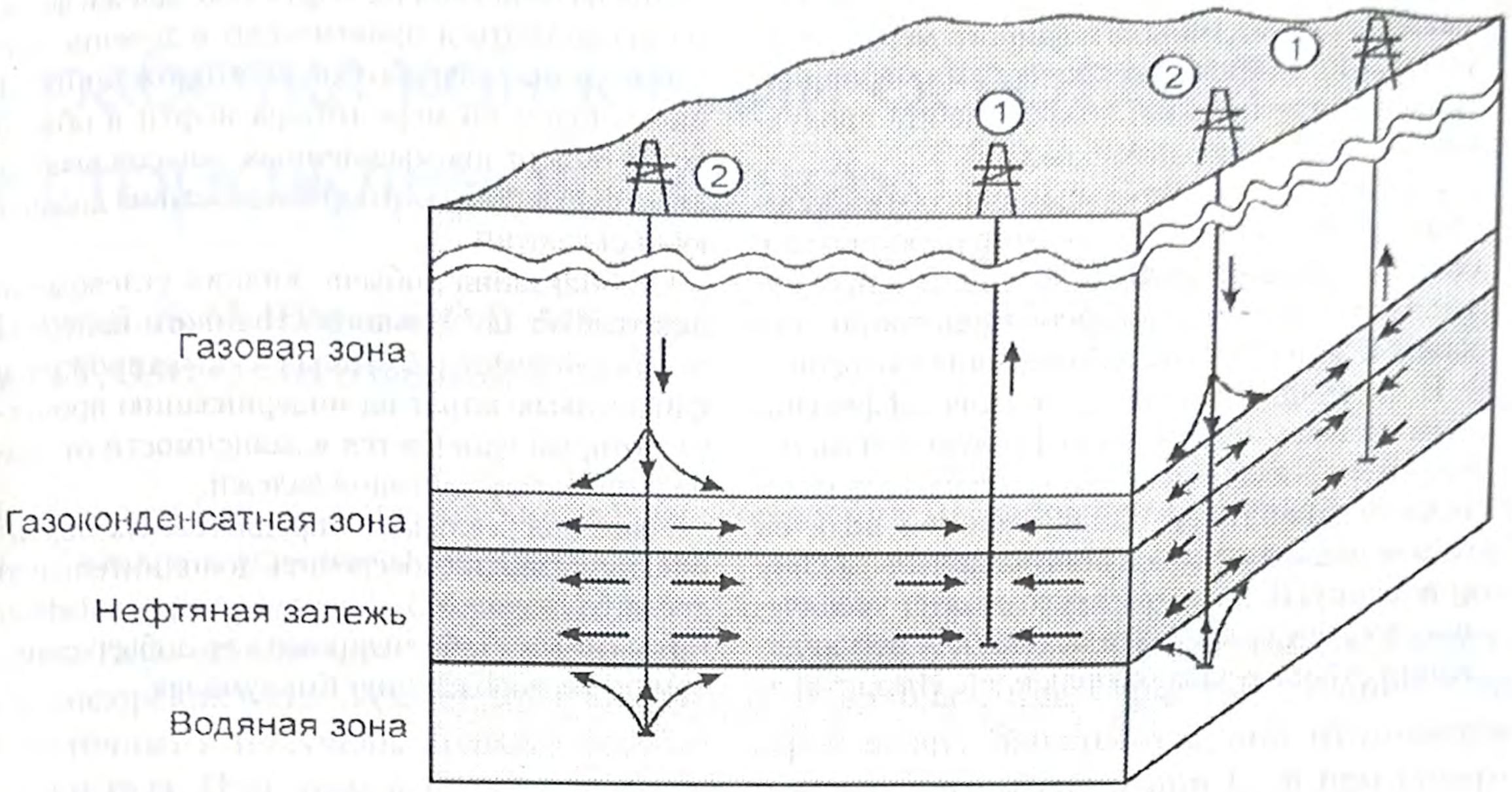
Можно констатировать, что в результате разработки нефтяной залежи в пределах Кокдумалака образовались две различные по степени дренирования зоны: активная и пассивная (залежь нефти под рапоносной линзой).

Данный факт предопределил некоторое снижение эффективности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин несмотря на закачку в продуктивный пласт воды и сухого газа. Вследствие этого удельный объем добычи нефти на единицу падения пластового давления уменьшился.

Известно, что рациональной системой разработки нефтяного месторождения в первую очередь принято считать обеспечение равномерного дренирования нефти по всей залежи т.е. как по площади, так и по разрезу (толщине) продуктивного горизонта к забоям нефтедобывающих скважин, что обеспечивает максимальную нефтеотдачу.

Высокую эффективность по стабилизации добычи нефти показал метод уплотнения сетки эксплуатационных скважин, расположения их в основном в зонах, слабо охваченных дренированием. Например, в Российской Федерации в 2000 г. добыто 280 млн. 599 тыс.т нефти, из них на долю новых месторождений пришлось всего 546 тыс.т (0,2%), а так называемых «старых», т.е. находящихся в разработке не меньше 5 лет – 99,8 % [1]. При этом пройдено 761,6 тыс. п. м (75,1%) глубокого разведочного бурения и 541,5 (66,9%) эксплуатационного, из введенных в эксплуатацию 340 скважин на их долю приходится 2287 (67,2 %

Небезынтересны аналогичные показатели по ОАО «Татнефть». В 2000 г. добыто 23 млн 116 тыс. т нефти, введена в эксплуатацию 381 но



Принципиальная схема поддержания пластового давления нефтяной залежи месторождения Кокдумалак (закачка воды и газа):

① - добывающая скважина; ② - нагнетательная; ⟶ направление движения флюидов

вая добывающая скважина [2], в 2001 г. планируется 24 млн. 64 тыс. т (+6,6%) новые 482 нефтедобывающие и 346 водонагнетательные скважины.

В нашей стране получен положительный результат уплотнения сетки добывающих скважин для стабилизации добычи нефти, например, на месторождениях Северный Уртабулак [3], Западный Палванташ и др. (по сравнению с проектной она увеличена в 1,3-1,6 раза). Так, на объекте Северный Уртабулак эксплуатационный фонд должен был состоять из 14 добывающих скважин, фактически эксплуатируется 66 (т.е. в 4,7 раза больше). При этом продолжается уплотнение сетки с ежегодным вводом двух новых.

В связи со сложностью бурения из-за рапопроявлений основное количество дополнительных нефтедобывающих скважин здесь следует размещать в зоне отсутствия таких процессов, а также в предполагаемой переходной. На рапоносном участке, видимо, целесообразно бурить нагнетательные, численность которых должна быть на порядок меньше добывающих.

В качестве первоочередных зон для бурения дополнительных добывающих скважин предлагается центральная часть нефтяной залежи, где они практически отсутствуют (район водо- и газонагнетательных – 127, 137, 185, 257, 267, контрольных – 76, 172). Перспективны также запад-северо-западные участки, восточная , юго-восточная части, которые, как известно, характеризуются более сложным строением продуктивного горизонта. Для дренирования нефти к зонам нефтедобывающих скважин здесь требуются более высокие значения депрессии на пласт, чем при хороших емкостно-фильтрационных свойствах. Чрезмерное увеличение давления чревато негативными последствиями, и в первую очередь – преждевременным обводнением нефтедобывающих скважин. В этом случае их плотность должна быть больше. Однако заложение их требует обоснования соответствующими гидродинамическими и иными инженерными расчетами. В целях недопущения резкого падения пластового давления необходимо обеспечить баланс объемов отобранных флюидов и закачиваемой в пласт воды.

Известно, что значительные безвозвратные потери нефти происходят, когда допускается продвижение ее в газовую залежь, тогда как при поступлении воды в нефтяные пласты возможно извлечение остаточного продукта

путем форсированного отбора жидкости. Повышение эффективности данного метода прямо связано с геолого-техническими мероприятиями по увеличению коэффициента продуктивности добывающих скважин.

Следующим обязательным способом стабилизации добычи нефти является обеспечение баланса отбора и закачки флюидов в продуктивный горизонт дифференцированно для каждой зоны и групп добывающих скважин.

В настоящее время к наиболее эффективным по воздействию на нефтяную залежь относится площадной метод поддержания пластового давления с одновременной подачей газа и воды в одну нагнетательную скважину (рисунок). В этом случае возможно увеличение добычи конденсата вследствие регулирования отбора и закачки флюидов. Интенсификация воздействия на нефтяную залежь должна продолжаться практически в течение третьего этапа разработки месторождения. В дальнейшем по мере отбора нефти в объеме более 80% от промышленных запасов необходимо форсировать отбор жидкости из добывающих скважин.

Стабилизация добычи жидких углеводородов требует не только постоянного контроля за каждой нефтедобывающей скважиной, но и финансовых затрат на модернизацию процесса, который изменяется в зависимости от этапа разработки нефтяной залежи.

Успешная реализация предлагаемых мероприятий позволит обеспечить дополнительную добычу жидких УВ, в первую очередь нефти, и тем самым стабилизировать ее добычу в целом по месторождению Кокдумалак.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Абдулмазитов Р.Д.** и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Т. 1. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998.*

*2. **Тахаутдинов Ш.Ф.** Концепция развития ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство, 2000, №8. С. 8-12.*

*3. **Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Соколов В.И., Хайдаров П.М.** К вопросу о более полном извлечении запасов нефти месторождения Северный Уртабулак // Узбекский журнал нефти и газа, 2001, №1. С. 15-16.*

*4. **Щелкачев В.Н.** Анализ приростов запасов нефти и перспектив разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 1988, №2. С. 70-73.*

ANNOTATION

Sealing method of producing well pattern is studied to stabilize oil production at Kokdumalak field.

УДК 672.323

Выработка концепции освоения месторождения Бердах

Д.В. Люгай, Ж.М. Шарапов, О.И. Мейлиев
(ТашГТУ, ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

На площади Бердах нижнеюрские отложения так же, как и верхнеюрские, несмотря на получение из них в скв. 1-п промышленного притока газа, остались неопоискованными; из среднеюрских в скв. 3 (западный купол) и 4 (восточный) получены промышленные притоки газа. При этом в разрезе средней юры выделены пять пачек коллекторов, представленных песчаниками с редкими прослоями гравелитов. Коллекторские свойства их изменяются в широких пределах: пористость от 2-8 до 15-25%, проницаемость от 0,01 до 100 мД, остаточная водонасыщенность от 0,3-0,5 до 0,6-0,8.

Основная цель продолжающихся разведочных работ — уточнение геометрии залежей в терригенных отложениях среднеюрского возраста района восточного купола и окончательная промышленная оценка запасов газа и конденсата. Предварительный анализ показал, что месторождение относится к категории мелких, по геологическому строению — сложное. Пластовый газ по углеводородному составу бессернистый и легкий.

Прямые замеры пластового давления в разведочных скважинах западного купола (скв. 1,3) не проводились, а при оперативном подсчете запасов были взяты значения, свойственные месторождениям Урга и Акчалак. Глубинные замеры осуществлялись лишь в скв. 4 (западный купол) при испытании интервалов 2705-2720 и 2540-2552 м и составили 280 и 276 кг/см^2 соответственно.

Основной особенностью геологического строения месторождения Бердах является то, что выявленные и оперативно подсчитанные запасы газа сосредоточены в нескольких объектах — в западном и восточном куполах, при этом в последнем они втрое выше. Западный купол отличается тем, что запасы категории C_1 в нем содержатся в нижне- (45,7% от суммарных) и среднеюрских (54,3%) отложениях, в восточном куполе — лишь в одной из выделенных пяти продуктивных пачек (J_2^4).

В 2001 г. НХК «Узбекнефтегаз» приняла решение о совмещении разведочных работ с экплуатацией месторождения Бердах и необходимости составления проекта его пробного пуска. В связи с этим необходимо было решить вопрос о выработке концепции его освоения. Рассматривались следующие задачи:

- анализ и обобщение имеющихся материалов разведки месторождения с целью возможного уточнения представлений о его геологической модели, в частности, выяснения наличия гидродинамической связи между продуктивными пачками западного и восточного куполов;
- обоснование этапности пробной эксплуатации;
- уточнение газодинамической характеристики работы пластов и скважин (системы «пласт — скважина»);
- выбор способа эксплуатации скважин (раздельная, одновременно-совместная или одновременно-раздельная) и их конструкции;

- установление технологического режима работы скважин;

- определение возможных темпов отбора газа при освоении месторождения;

- распределение отборов газа по отдельным эксплуатационным объектам;

- выявление продолжительности периода пробной эксплуатации месторождения и максимального количества скважин;

- расположение скважин по площади залежи и очередность их ввода в эксплуатацию.

При выработке основных положений концепции освоения месторождения Бердах приняты во внимание следующие факторы:

- большая часть суммарных запасов газа (76,0%) сосредоточена здесь в восточном куполе;

- наличие гидродинамической связи между пачками западного (скв. 3) и восточного (скв. 4) куполов не доказано;

- при повторном опробовании в скв. 3 предполагаемых объектов эксплуатации в среднеюрских отложениях (2001 г.) получены притоки пластовой воды, в связи с чем скважина была ликвидирована.

С учетом изложенного выработана концепция освоения месторождения Бердах, предусматривающая два этапа его пробной эксплуатации:

первый связан с освоением **восточного купола** — наиболее крупного по запасам разведуемого объекта и охваченного, хоть и незначительно, газодинамическими и газоконденсатными исследованиями;

второй, предусматривающий освоение **западного купола**, напрямую зависит от успешного проведения первого и результатов продолжающейся в настоящее время разведки восточного купола, так как до сих пор не установлено наличие гидродинамической связи между пачками.

Газодинамические исследования в разведочных скважинах месторождения Бердах имели единичный характер (лишь в скв. 4 восточного купола), тем не менее из-за отсутствия других данных они использованы в качестве основы для проектирования его пробной эксплуатации. Сложившаяся ситуация является дополнительным доводом правомерности указанной этапности.

В целях опережающего освоения восточного купола вначале предусматривается беспакерная эксплуатация скважин только пачки J_2^4. При завершении разведки месторождения в случае перевода запасов газа и конденсата остальных четырех пачек средней юры (J_2^1, J_2^2, J_2^3 и J_2^5) из категории C_2 в C_1 необходимо будет пересмотреть способ эксплуатации скважин и их конструкции, поскольку освоение продуктивных пачек отдельными сетками потребует бурения большого фонда скважин. Поэтому в целях сокращения их общего количества рекомендуется совмещение в одной скважине двух продуктивных пачек с использованием одновременно-раздельного способа эксплуатации при пакерном оборудовании. Нижняя должна эксплуатироваться по трубному пространству, вышележащая — по затрубному. Вводимое ограничение количества совмещаемых продуктивных пачек в скважине не обусловлено необходимостью обеспечения надежного контроля за выработкой запасов каждой разрабатываемой залежи. При несоблюдении этого становится невозможным следить за отборами газа, изменением пластового давления, продуктивной характеристикой пласта и т.д. В качестве примера низкой достоверности контроля можно привести месторождения Шахпахты и Урга, в скважинах которых реализован способ совместной эксплуатации более двух объектов без пакерного оборудования. При установлении технологического режима работы скважин необходим учет особенностей эксплуатации продуктивных залежей, сложенных терригенными образованиями (песчаниками) и склонных к разрушению при перепадах давлений.

Отметим следующие моменты. Ввод залежи в пробную эксплуатацию преследует основную цель — ускорение разведки и освоения месторождения, подсчета запасов газа конденсата и других компонентов, а также получения необходимых данных для проектирования разработки и обустройства про

мысла. Нормативными документами регламентирован срок 3 года. В этот период в качестве эксплуатационных будут использованы разведочные скважины.

Для вновь вводимых месторождений уровень годового отбора газа обычно устанавливается исходя из потребности в нем региона. В нашем же случае необходимо ориентироваться на среднестатистические данные действующих объектов, согласно которым годовые темпы отбора газа изменяются, как правило, в пределах 3,0-10,0% от начальных запасов.

С учетом изложенной концепции освоения месторождения Бердах подготовлена исходная информация, проведены технологические и технико-экономические расчеты показателей вариантов пробной эксплуатации, из них выбран наиболее экономически выгодный.

ANNOTATION
Considered are questions of conception's elaboration for Berdakh gascondensate field development.

Установление технологического режима работы скважин на месторождении Бердах

Д.В. Люгай, О.И. Мейлиев, А.Ж. Саманов
(ТашГТУ, ОАО «УзЛИТИнефтгаз», УДП «Устюртгаз»)

Газоконденсатное месторождение Бердах расположено в Муйнакском районе Каракалпакстана в пределах северо-восточного борта Судочьего прогиба Северо-Устюртской впадины и имеет двухкупольное строение (восточный и западный). Поисково-разведочные работы на площади начаты в декабре 1989 г., временно приостановлены в 1991 г. из-за интенсивного затопления территорий вокруг буровых, вновь возобновлены лишь в 1999 г. и продолжаются по настоящее время.

В 2001 г. НХК «Узбекнефтегаз» приняла решение о совмещении разведочных работ на месторождении Бердах с его эксплуатацией. В связи с этим встал вопрос об установлении технологического режима функционир имеющихся скважин.

Напомним, что под технологическим мом понимается поддержание на забое (скважин заданных условий изменения д или (и) давления в результате их регули ния, обеспечивающих соблюдение прави раны недр, окружающей среды и безавари эксплуатацию [1].

Технологический режим устанавлив на основании данных, накопленных при ке, разведке и эксплуатации месторожд путем изучения его геологического стро проведения газогидродинамических, геоф ческих и лабораторных исследований св

Изменение допустимой депрессии на пласты в зависимости от глубины и пластового давления

Коэффициент аномальности $P_{пл}$, $к_а=P_{пл}/P_{гст}$	Допустимая депрессия на пласты $\Delta P=0,1(P_{гор}-P_{пл})$ МПа, залегающие на глубинах, м								
	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4
0,25	0,7	1,4	2,2	3,1	4	5,2	6,5	8	
0,50	0,57	1,2	1,8	2,6	3,4	4,4	5,7	7,1	
1,0	0,33	0,7	1Д	1,6	2,2	2,9	4	5,1	
1,5	0,08	0,2	0,4	0,6	1	1,5	2,2	3,1	
2,0	—	—	—	—	—	0,01	0,5	1,2	
Средняя плотность массива горных пород, Мпа	1670	1700	1750	1820	1900	2000	2150	2300	2
Горное давление, МПа	8,2	16,7	25,8	35,7	46,6	58,9	73,8	90,3	1

зоносных коллекторов и содержащихся в их газов, воды и конденсата. Перечень факров, влияющих на технологический режим, астолько велик, что их полный учет при рактических расчетах затрудняется, причем екоторые не поддаются регулированию или оретически недостаточно разработаны для пользования.

Выбор рационального технологического ежима работы скважин является, с одной стоны, принципиальным вопросом, так как он ределяет число скважин, а с другой — важейшим технологическим параметром, обеспечивающим регулирование процесса разработки и надежность добычи газа.

В условиях продолжающейся разведки месторождения Бердах количество накопленной информации, к сожалению, ничтожно мало. Тем не менее анализ и обобщение имеющихся материалов однозначно указывают на необходимость выбора основного технологического ограничения по депрессии на пласт из-за предрасположенности продуктивных терригенных пород к разрушению. На сегодняшний день ни в одной из разведочных скважин не проведены промысловые исследования по их прочностным характеристикам. Необходимость этого обусловлена свойством объектов разработки при определенных условиях эксплуатации разрушаться с возможным образованием в скважинах песчаных пробок. Вынос песка повышает износ подземного и наземного оборудования, что заметно снижает надежность эксплуатации.

Исходя из изложенного величину допустимой депрессии на пласт оценивали, используя литературные данные [2] (таблица), по формуле [3]:

$$\Delta P_{max} = 0{,}1\ (P_{гор} - P_{пл}),$$

где ΔP_{max} — допустимая (максимальная) депрессия; $P_{гор} = \rho_{гп}\ g\ н_{пл}^{кр}$ — горное давление; $P_{пл}$ — пластовое; $\rho_{гп}$ — средняя плотность массива вышележащих горных пород.

Приняв за среднюю глубину залегания в среднеюрских отложениях продуктивной 4-ой пачки (J_2^4) 2546 м и пластовое давление 269,7 кг/см^2, установим, что горное давление составляет 486,5 кг/см^2, тогда допустимая депрессия на пласт в скважинах месторождения Бердах может быть равна 21,7 кг/см^2.

Для сопоставления полученного результата обратимся к опыту разработки газовых месторождений Устюртского региона (Шахпахты и Урга) в условиях сложнопостроенных песчано-глинистых отложений верхней юры. Здесь величина депрессии на пласт не превышают 30,0 кг/см^2.

На объектах Урга и Акчалак в качестве основы для определения технологического режима работы скважин взято ограничение по депрессии на пласт, допустимая (максимальная) величина которой равна 30,0 кг/см^2. Поэтому и для скважин месторождения Бердах принята та же цифра.

С учетом сказанного необходимо вычислить проектный дебит «средней» скважины, для чего используем результаты расчета ее параметров (по данным для скв. 4, в которой были проведены ГДИ). Найденная величина допустимого дебита эксплуатационной скважины составляет 414 тыс. м^3/сут.

ИТЕРАТУРА

Закиров С.Н. *Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: едра, 1989.*

Нифантов В.И., Рудницкий А.В., Нифантова Е.П. *Обоснование депрессии и репрессии на пласт // ТС: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: РЦ Газпром, 1972. С. 7-18.*

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности / РД 08-200-98. М., 1998. 101 с.

ANNOTATION

A problem of exploration wells operation is considered at Berdakh field, productive seams of which are timed to terrigenous sediments of middle Jurrasic.

УДК 66.071; 620.197.3

Разработка и изучение свойств новых ингибиторов отложения минеральных солей

Д. Юсупов, С.М. Турабджанов, Х.И. Кадиров, Р.С. Тапилов
(ТашГТУ)

Добыча нефти часто сопровождается отложением твердых веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании, наземных коммуникациях системы сбора и подготовки сырья. В составе осадков преобладают соли: сульфаты и карбонаты кальция, сульфаты бария и стронция, хлориды натрия и др. [1].

Такое явление осложняет процесс, приводит к порче дорогостоящего оборудования, а в итоге – к значительному недобору и потерям нефти.

В связи с этим предупреждение солеотложений при добыче и переработке нефти – одна из актуальных проблем. В последнее время разработаны и внедрены в промышленность реагентные методы предотвращения солеотложения. В качестве ингибиторов рекомендованы многочисленные соединения, в основном фосфорсодержащие комплексоны [2-3], такие как ИОМС-1, ОЭДФК, НТФ и др. В настоящее время в системах коммунального обслуживания и энергоналадки Республики используется ИОМС-1, ввозимый из РФ за валюту.

Нами целенаправленно исследован синтез комплексонов с заданными свойствами на базе местного сырья и промышленных отходов. Изучена реакция конденсации мочевины и тиомочевины с монохлоруксусной кислотой. В щелочной среде (pH 8-10) образуются карбоксиметильные производные мочевины и тиомочевины по схеме [4] :

$$H_2N\text{-}C(=X)\text{-}NH_2 + ClCH_2COOH \xrightarrow[pH=8\text{-}10,\ NaOH\ X\ HO]{120\text{-}130\ ^\circ C,\ 12ч}$$

$$HOOC\text{-}CH_2\text{-}N(CH_2COOH)\text{-}C(=X)\text{-}N(CH_2COOH)\text{-}CH_2\text{-}COOH + 4NaCl + 4H_2O$$

где X= O; S.

Тиомочевина может вступать в реакцию в виде сульфидной формы:

$$H_2N\text{-}C(=S)\text{-}NH_2 \rightleftharpoons H_2N\text{-}C(SH)=NH + 4ClCH_2COOH \xrightarrow{NaOH}$$

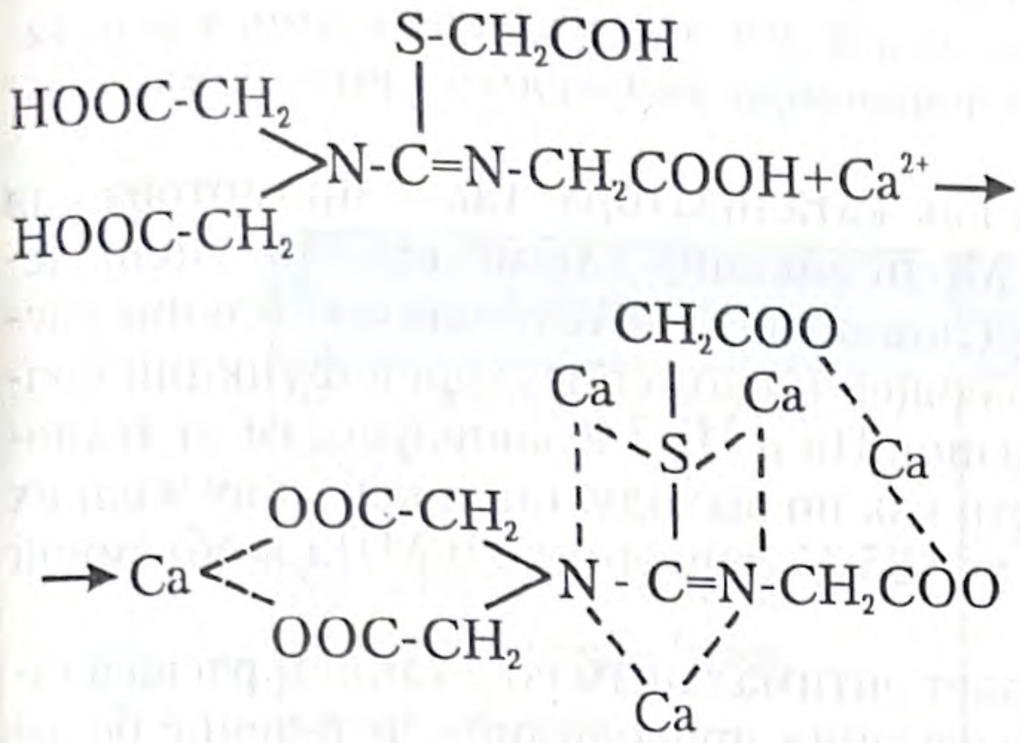
$$HOOC\text{-}CH_2\text{-}N=CH\text{-}C(S\text{-}CH_2COOH)\text{-}CH_2\text{-}COOH + 4NaCl + 4H_2O$$

В этом случае выход целевого продукта достигает 90-92%. Состав и строение карбоксиметильных производных тиомочевины найдены методом ИК-спектроскопии.

Продукт конденсации тиомочевины с монохлоруксусной кислотой был испытан в качестве ингибитора отложений минеральных солей. Установлено, что тетракарбоксиметилтио-

мочевина (ТКМТМ) эффективно ингибирует образование накипи при концентрации 3,0-3,5 мг/л (табл. 1).

Высокие ингибиторные свойства ТКМТМ объясняются тем, что она является полидентатным комплексоном и образует прочные связи с ионами кальция по схеме



Изучено влияние температуры на защитный эффект ТКМТМ при концентрации 3 мг/л (табл. 2). Как видим, она активно ингибирует образование накипи до температуры 160°С.

Известно, что препараты серии «Унифлок», «К-4», «К-9» и др., получающиеся частичным гидролизом нитрила акриловой кислоты и отходов волокна «нитрон», являются полифункциональными полимерами и широко используются в качестве флокулянта, коагулянта при приготовлении буровых растворов и др.

Нами модифицированы «Унифлок» и «К-9» обработкой их оксиметилсульфонатом и формальдегидом [5]. В случае формальдегида происходит конденсация амидных групп с образованием плохорастворимых полимеров. Оксиметилсульфонат вступает в реакцию за счет водорода - NH-группы. При этом дентатность получаемого продукта увеличивается. Установлено, что в виде 10%-го водного раствора он

Таблица 1

Концентрация ингибитора, мг/л	Эффективность защиты, %	
	по карбонату кальция	по сульфату кальция
0,5	45,0	47,0
1,0	56,0	58,0
1,5	72,0	73,0
2,0	80,0	82,0
3,0	99,23	96,9
3,5	97,5	98,0
4,0	98,0	98,5

Таблица 2

Температура, °С	Эффективность защиты, %	
	по карбонату кальция	по сульфату кальция
80	95,0	97,0
90	95,0	96,0
100	96,0	97,0
110	96,5	96,0
120	95,5	94,8
130	94,0	93,0
140	92,0	92,0
150	90,0	91,0
160	85,0	87,0

эффективно защищает от образования накипи при 2-4 мг/л (в пересчете на 100%-ое вещество): по карбонату и сульфату кальция 96,0 и 97,0 % соответственно. Разработана технология и выпущена опытная партия ингибитора отложения минеральных солей на базе препаратов «Унифлок», «К-4» и «К-9».

Таким образом, нами синтезированы и исследованы свойства новых ингибиторов отложения минеральных солей на базе местного сырья, которые могут быть использованы при защите нефтедобывающего оборудования и теплообменных установок от образования накипи.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф.*** *Предупреждение солеобразования при добыче нефти. М.: Недра, 1985. 215 с.*
2. *Заявка 2227997 (Великобритания). Способ предотвращения отложений /Greaves B., Grace W.K. Опубл. 15.08.90.*
3. ***Пономарева Л.В., Пучина Л.А. и др.*** *// Химия и технология воды. 1987, №4. С. 311-313.*
4. ***Рахматуллаева Г.Д.*** *Дис. канд. техн. наук / Ташкент, 2000. 112 с.*
5. ***Юсупова Г. Д., Кадиров Х. И., Исмоилов Н. П., Юнусов М. П.*** *Синтез и исследование свойств новых ионообменных смол // Труды научно-технической конференции «Проблемы развития химии и технологии органических соединений в Узбекистане». Ташкент. 1998. С. 174-176.*

ANNOTATION

Salt deposits prevention in oil production and refining is one of the actual problems. Reviewed is chelates synthesis under specified conditions on the base of the local raw material and waste.

УДК 665.654.2

Определение срока службы модифицированного катализатора легкого гидрокрекинга

Ш.А. Искандаров, А.А. Курбанов, М.Ф. Абидова
(УзКФИТИ, ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Ранее были проведены работы по подбору основы как катализатора, так и промотора для легкого гидрокрекинга нефтяного дистиллята [1, 2]. Модификация алюмо-кобальт-молибденового оксидом элемента побочной IIв подгруппы обусловливает значительное усиление расщепляющей способности, улучшение гидрообессеривающей и изомеризующей функций контакта. Катализатор был приготовлен в виде двух образцов IIв и IIв-I в зависимости от технологии получения и испытан с целью оценки активности как по выходу, так и качеству жидких продуктов. Результаты сопоставления при температуре 425^{0}C, давлении 5,0 МПа и объемной скорости 1,0 ч$^{-1}$ представлены в табл. I.

Как видим, катализатор IIв-I высоко активен и обладает оптимальным сочетанием расщепляющих, гидрирующих и изомеризующих функций. Испытания проводились в течение более 4000 ч для выявления его стабильной работы в процессе частичного гидрокрекинга высокосернистого дистиллятного нефтяного сырья с содержанием 2,2% масс. серы, выкипающего при 333-506^{0}C (табл. 2).

Таблица 1

Показатель	Катализатор	
	II в	IIв-1
Выход катализата, % масс.	96,7	96,3
фракции НК-180°С	7,8	8,8
фракции 180-350°С	47,2	49,5
Катализат		
Плотность, кг/м^3	800	792
Содержание серы, % масс.	0,14	0,10
Сульфирующиеся вещества, % об.	33,6 0,01	24,6 0,013
Коксуемость, % масс.	3,5	2,6
Вязкость при 50°С, сСт		
Фракция НК-180°С	Следы	0,08
содержание серы, % масс.	2,6	2,1
йодное число, г/ 100 г		
Фракция 180-350°С	0,10	0,10
содержание серы, % масс.	2,9	2,0
йодное число, г/ 100 г	-31	-40
Температура застывания, °С		
Фракция выше 350°С	0,17	0,12
содержание серы, % масс.		

Полученные данные подтверждают стабильную гидрокрекирующую способность катализатора. Глубина гидрирования ароматических углеводородов во времени заметно не снижалась.

Таким образом, модифицированный оксидом металла IIв подгруппы периодической системы (кадмий) катализатор на алюмо-кобальт-молибденовой основе эффективен и по активности, и по стабильности в процессе легкого гидрокрекинга. В связи с тем что в течение опыта активность его практически не изменилась, образец подвергли искусственному старению, т.е. дезактивации. Для осуществления экспресс-метода была создана лабораторная установка проточного типа, представляющая собой реактор из нержавеющей стали с внутренним диаметром 26 мм, внешним диаметром кармана термопары 6 мм, вертикально устанавливаемый в электропечь. Температура в зоне катализатора измерялась термопарой с градуированным милливольтметром.

Таблица 2

Показатель	Время работы, ч					
	100	500	1000	2000	3000	4000
Выход жидких продуктов, %						
НК-180°С	8,8	8,6	8,9	8,5	8,3	8,4
180-350°С	49,5	49,9	50	50	49	49,6
Характеристика катализата						
содержание серы, % вес.	0,1	0,1	0,09	0,08	0,11	0,1
плотность, кг/м^3	792	790	785	788	790	795
Коэффициент рефракции	1,4802	1,4801	1,4810	1,4808	1,48	1,461

Искусственное закоксовывание (дезактивацию) катализатора проводили на монтированной установке проточного типа с загрузкой 120 мл при 400-425^{0}С, атмосферном давлении, объемной скорости подачи сырья 1,0 ч$^{-1}$ (120 мл/ч). Вначале процесс длился 10 ч при 400^{0}С, после чего дезактивированный образец подвергали гидрокрекингу в оптимальных условиях и отбирали пробы гидрогенизата для оценки качества. Анализ показал, что катализатор теряет свою активность на 60%.

Образец подвергался дезактивации еще 10 ч при 425^{0}С. Полученные результаты показали, что катализатор после 20 ч опыта полностью теряет свою активность, содержание кокса составляет 35,7% вес. Далее проводилась окислительная реактивация – кокс выжигался в атмосфере воздуха в муфельной печи при 580^{0}С в течение 24 ч. Катализатор практически полностью восстановил свою активность; при оптимальных условиях гидрокрекинга на нем получено до 58% топливных фракций с содержанием серы до 0,1% масс.

Таким образом, модифицированный алюмо-кобальт-молибденовый катализатор работает стабильно во времени. Определены режимные параметры как дезактивации, так и реактивации предложенного контакта для процесса легкого гидрокрекинга высокосернистого нефтяного вакуум-газойля.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Курбанов А.А., Шахмедова М., Абидова М.Ф., Бахрамов Ш.Ш.*** *Процесс легкого гидрокрекинга дистиллятного сырья // Узбекский журнал нефти и газа, 2001, №3. С. 28.*
2. ***Бахрамов Ш.Ш., Курбанов А.А., Абидова М.Ф.*** *Промотированные катализаторы для легкого гидрокрекинга нефтяного сырья // Узбекский журнал нефти и газа, 2001, №4. С. 31.*

ANNOTATION
Stable activity of catalyst is studied, operation parameters are elaborated both of it`s reactivations and deactivations.

УДК 66.5

Подбор эффективного углеводородного растворителя для экстракции хлопкового масла

Н.Э. Авезов, С.А. Абдурахимов, З.С. Салимов, С.Б. Бахтиеров
(Институт общей и неорганической химии АН РУз)

Интенсивность процесса экстракции хлопкового масла и его качество, т.е. содержание в нем красящих веществ, серы и др., связаны с составом применяемого растворителя [1]. В настоящее время Ферганский НПЗ поставляет на все масло-экстракционные заводы Узбекистана углеводородный растворитель, соответствующий ТУ 38.101703-90 (нефрас СЗ-70/95) [2]. Однако высокая температура кипения отдельных фракций затрудняет их отгонку из мисцеллы и шрота, что отрицательно сказывается на показателях продукта. Состав растворителя, получаемого методом прямой гонки углеводородов, зависит от качества сырья, т.е. нефти и газоконденсата (содержания парафина, серы, ароматических углеводородов).

В связи со сказанным подбор эффективного углеводородного растворителя для экстракции хлопкового масла является актуальной задачей. Производство масло-экстракционных растворителей на Ферганском НПЗ в настоящее время осуществляется путем смешивания высоковязких нефтей с газоконденсатами различного качества. При этом их оптимальное соотношение подбирается в каждом конкретном случае экспериментально.

На основе данного газоконденсата и высоковязкой нефти (при соотношении 1:1) нами синтезирован масло-экстракционный углеводородный растворитель (табл. 1), по физико-химическому составу значительно отличающийся от традиционного, получаемого из нефти, количеством легкокипящих и тяжелых фракций.

Таблица 1

Физико-химический состав углеводородного растворителя, получаемого из смеси нефти и газоконденсата

Показатель	Значение
Плотность при 20 °С, г.см^3	0,675
Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С - температура перегонки 98% образца, °С - остаток в колбе, %	 61 72 0,75
Массовая доля ароматических углеводородов, %	2,0
Массовая доля серы, %	0,14
Содержание водорастворимых кислот и щелочей, %	Отс.
Содержание механических примесей и воды, %	Отс.

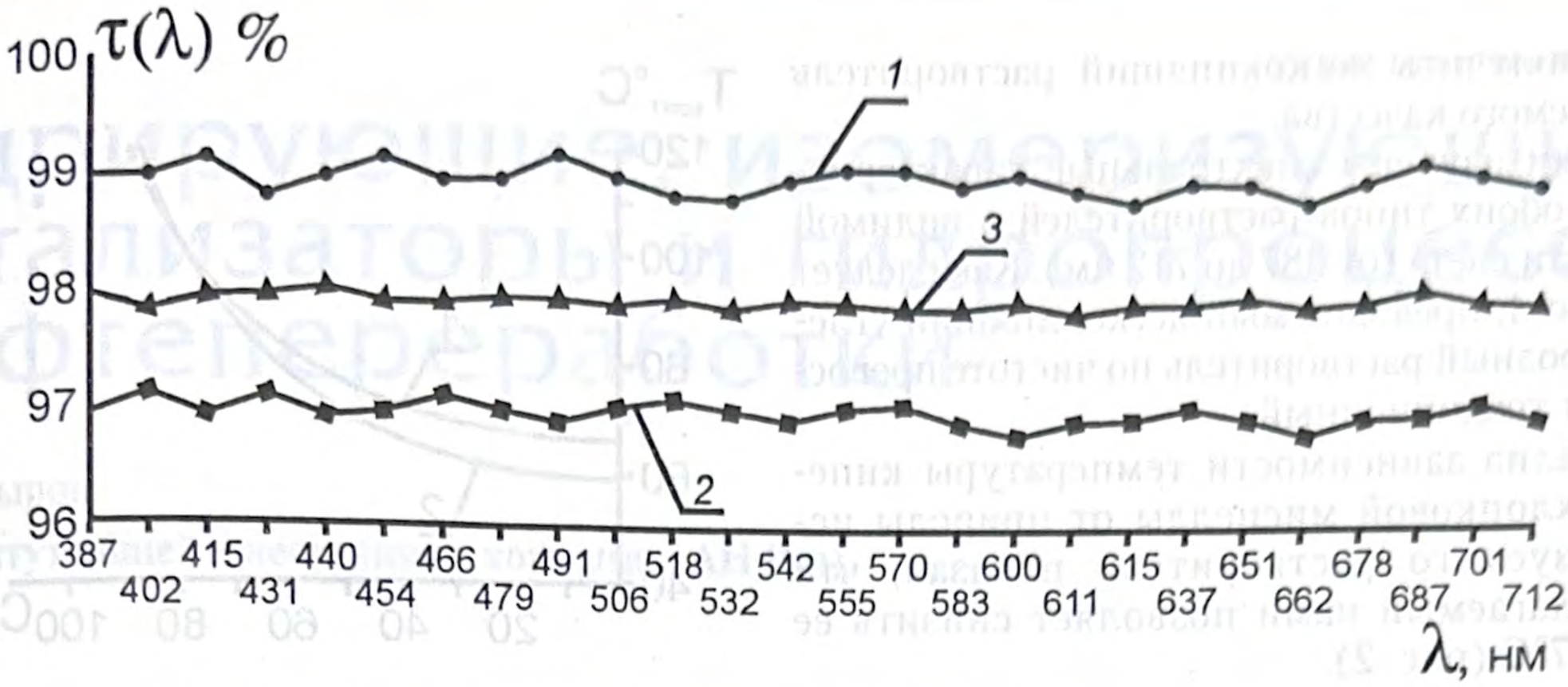


Рис.1. Зависимость коэффициента пропускания света (τ) от длины световой волны (λ):
1- для чистой кюветы толщиной 10мм; 2- традиционного и 3- предлагаемого растворителей

Аналогичная картина наблюдается в отношении колбового нелетучего остатка. Если в традиционном растворителе он составляет 0,9-1,0% от общей массы, то в предлагаемом – 0,6-0,8 (табл. 2).

Видно, что в легкокипящем растворителе содержание н-гексана увеличивается до 42,1%, тогда как в известном – лишь 37,7%.

По физико-химическим показателям первый значительно превосходит традиционный.

Применение газоконденсата на Ферганском НПЗ связано с переработкой парафинистых и сернистых нефтей Узбекистана. Однако только научно обоснованный выбор соотношения высоковязкой нефти и газоконденсата позво-

Таблица 2

Фракционный состав углеводородов известного и предлагаемого масло-экстракционного растворителей

Фракционный состав углеводородов	Содержание углеводородов, %			
	традиционный экстракционный бензин*		предлагаемый растворитель	
	летучая фракция	нелетучий остаток	летучая фракция	нелетучий остаток
2,3-диметилбутан+2 метилпентан	16,8	4,0	18,6	3,1
3 -метилпентан	23,1	7,8	25,5	6,2
н-гексан	37,7	33,3	42,1	30,4
2,2-диметилпентан+2,4-диметилпентан	5,6	9,6	4,2	10,4
Метилциклопентан+2-метилгексан	13,6	21,4	8,1	29,9
3,3-диметилпентан+2,3-диметилпентан	1,6	7,3	0,9	6,3
Циклогексан	1,0	9,4	0,5	8,2
3 - метилгексан	0,6	1,6	0,1	1,1
н - гептан	Следы	5,6	Следы	4,4

* Данные показатели традиционного растворителя использованы для сравнения с контролем.

лит получить легкокипящий растворитель требуемого качества.

Нами изучены спектральные характеристики обоих типов растворителей в видимой области света (от 387 до 712 нм). Как следует из рис. 1, предлагаемый легкокипящий углеводородный растворитель по чистоте превосходит традиционный.

Анализ зависимости температуры кипения хлопковой мисцеллы от природы используемого растворителя показал, что предлагаемый нами позволяет снизить ее на 5-7^{0}С (рис. 2).

Таким образом, по физико-химическим фракционным и спектральным характеристикам разработанный растворитель эффективнее традиционного. Применение его позволит повысить качество масла и снизить топливо-энергетические расходы при его дистилляции.

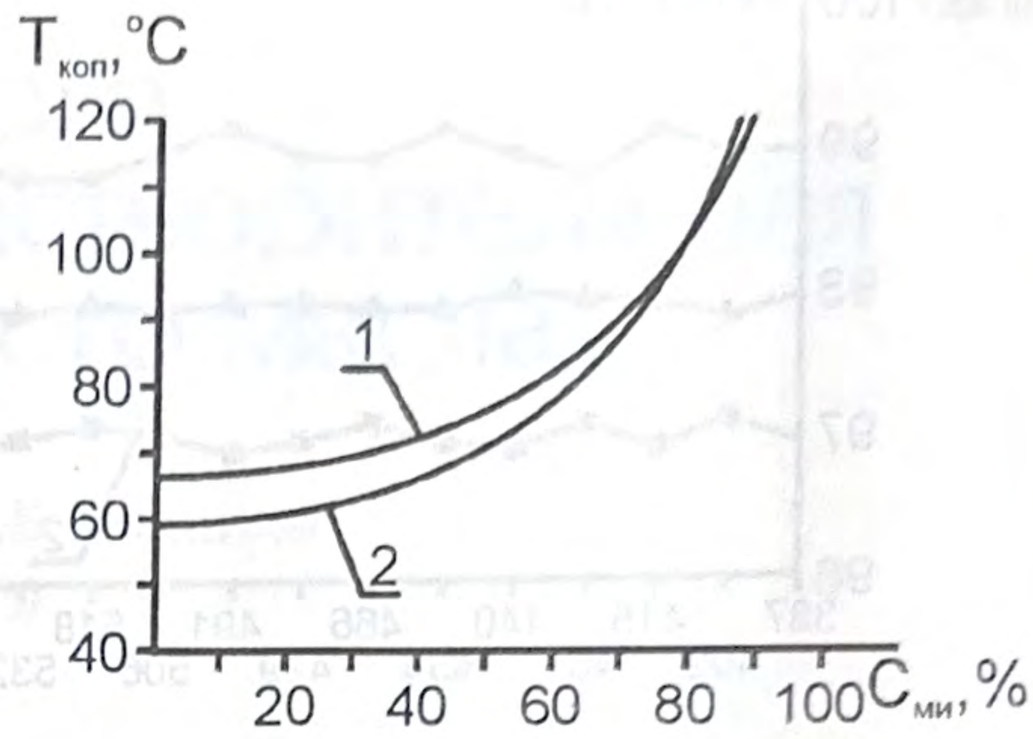


Рис.2. Зависимость температуры кипения хлопковой мисцеллы от ее концентрации при атмосферном давлении:
1- традиционный растворитель; 2- предлагаемый углеводородный

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Абдурахимов С.А.** Научно-технические основы развития технологических систем процессов получения и переработки хлопкового масла // Автореф. дисс. доктора технических наук. Краснодар, 1993. 47 с.*
2. ТУ 38 101703-90. Технические условия. Нефрас С3-70/95. М.: Стандарт, 1990. 5 с.

ANNOTATION
On the base of gascondensate and high-viscous oil an easyboiling solvent is received by improved physico-chemical composition.

УДК 66.099.1734+66.095.21

Гидрирующие, изомеризующие катализаторы и гидропроцессы нефтепереработки

И. Кадыров
(Институт общей и неорганической химии АН Руз)

Производство моторных топлив, смазочных масел, сырья для нефтехимии из побочных и отработанных продуктов нефтепереработки, особенно нефтяных остатков, его смолистых веществ и гетероатомных органических компонентов является перспективным и высокорентабельным [1]. Осуществить его можно при наличии активного гидрирующего, изомеризующего катализатора и гидрогенизационной установки, рассчитанной на давление водорода 3-15 МПа и температуру 350-450^{0}С. В этих условиях указанным процессам сопутствует ряд параллельных и последовательных реакций. Благодаря чрезвычайно сложной структуре как углеводородные, так и неуглеводородные компоненты остаточного сырья [2] гидрогенизуются при повышенных давлениях водорода и температурах, преобразуются в более упрощенные по строению молекулы и низкие по значению кипения углеводородные дистилляты.

Аналогичным гидропревращениям подвергаются смолистые вещества и гетероатомные органические соединения (последние отщепляют при этом гетероатомы – H_2S, NH_3, H_2O). В виде низкокипящих углеводородов они переходят в состав конечного продукта как целевые, в результате чего увеличивается их выход и повышаются эксплуатационно-экологические параметры. Используемые катализаторы обладают одновременно гидрирующими и изомеризующими свойствами, поэтому продукт обогащен изопарафино-нафтеновыми углеводородами, т.е. самыми желательными компонентами моторных топлив и смазочных масел [3]. Такие катализаторы и гидрогенизационные процессы крайне необходимы для глубокой переработки нефтей, особенно новых месторождений Узбекистана.

Нами на основе соединений никеля и молибдена разработаны полифункциональные катализаторы, которые испытаны в Узбекистане, а также на опытных базах ведущих НИИ бывшего Союза (Москва, Баку, Уфа и др.) при гидрировании и изомеризации с одновременной глубокой гидроочисткой как прямогонных, так и остаточных нефтепродуктов. Во всех случаях получены следующие результаты:

1) катализаторы обеспечивают 95-99%-ую степень гидрообессеривания высокосернистой (2%) прямогонной тяжелой дизельной фракции при давлении водорода 3,5-5,0 МПа; в конечном продукте содержится 10-20% ароматических углеводородов; одновременно облегчается его фракционный состав, снижается температура конца кипения и застывания, он получается чистым и по качеству отвечает мировым стандартам [4];

2) при деструктивном гидрировании и гидроизомеризации высокосернистого тяжелого вакуумного дистиллята (350-550^{0}С) в условиях давления водорода 10-15,0 МПа выход базовых моторных топлив (фракций, выкипающих при 50-360^{0}С) в виде смеси (авто-, авиа- и дизельных топлив) составляет 98-100% в пересчете на гидрогенизат; степень гидрообессеривания продукта – 95-99%, глубина гидрирования ароматических углеводородов (сульфирующихся веществ) – 90-95% [4]. Гидрогенизат – исходное сырье для производства экологически чистых мотор-

ных топлив, дистиллятных минеральных масел с изопарафино-нафтеновой основой и растворителей, к которым предъявляются жесткие требования по содержанию серы, ароматических углеводородов и смолистых веществ [3, 4];

3) при гидрорегенерации отработанных нефтепродуктов в условиях давления 4,5-5,0 МПа выход базовых топливно-смазочных веществ равен 96,0-100% (в расчете на пропущенное сырье); с повышением давления продукт деароматизирован, бесцветно-прозрачный, без запаха и вкуса, а при высоких температурах может быть количественно превращен в эффективные моторные топлива и растворители [4];

4) при деструктивном гидрировании и гидроизомеризации с одновременным гидрообессериванием непосредственно нефти (деасфальтизированной) выход топливных фракций, выкипающих при температуре 30-360°С, увеличивается минимум на 10-12% масс, а масляных до 360°С — на 8-10 против значений для исходной нефти. При этом степень гидрообессеривания составляет 90-95%.

Сказанное свидетельствует о том, что при гидроконверсии непосредственно деасфальтизированной нефти в присутствии нового катализатора дополнительно может быть получено не менее 200-220 тыс. т экологически чистых базовых топливно-смазочных дистиллятов из каждого миллиона тонн перерабатываемой нефти. По новой технологии фракционирование ее на соответствующие дистилляты осуществляется после предварительного гидрооблагораживания с использованием новых полифункциональных катализаторов [5].

Такие катализаторы и технология гидропроцессов на их основе обеспечивают рост сырьевой базы для производства топливно-смазочных материалов, сбережение ресурсов нефти, упрощение и интенсификацию нефтепереработки, увеличение выхода целевых нефтепродуктов, улучшение эксплуатационно-экологических качеств, расширение области их использования.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Суворов Ю.П., Ходжиев С.Н., Криченко А.А.*** *// Нефтехимия, 2000, т. 40, №3. С. 195-197.*
2. ***Кажаев Р.О.*** *// Нефтехимия, 2000, т.40, №4. С. 266-270.*
3. ***Чертков Я.Б.*** *Современные и перспективные углеводородные реактивные и дизельные топлива. М.:Химия, 1968. 356 с.*
4. ***Салимов З.С., Кадыров И., Сайдахмедов Ш.М.*** *Полифункциональные катализаторы и гидрогенизационные процессы нефтепереработки. Ташкент: Фан, 2000. 109 с.*
5. *Пат. 885. РУз. Способ переработки сырой нефти / Кадыров И., Агзамходжаев А.А., Лебедев О.В, Беглова И.И. Заявлено 17.11.89.*

ANNOTATION

Problems of increasing oil refining degree and hydrocarbons production are investigated as well as an enlargement of raw material base to receive final products.

УДК 547

Перспективные направления переработки этилена и побочных продуктов его производства

Д. Юсупов, А.У. Каримов
(Ташкентский химико-технологический институт)

Шуртанский газо-химический комплекс обеспечивает химическую промышленность республики ценным сырьем — этиленом и полиэтиленом различных марок на его основе. Наряду с этим образуются многотоннажные побочные вещества, эффективная переработка которых существенно влияет на себестоимость целевого продукта: ацетилена, пропилена, бутиленов, пропан-бутановой, бутан-бутиленовой фракций, смолы, ароматических углеводородов и др. Созданы малотоннажные установки по выработке импортозамещающих, ориентированных на экспорт продуктов, таких как бутиндиол-1,4, винилацетат, ацетон и др.

Бутиндиол-1,4 — весьма ценное сырье для получения бутандиола-1,4, тетрагидрофурана, гамма-бутиролактона, пирролидона, метил-, винил-пирролидонов, искусственной кровяной плазмы гемодеза и перистона на его основе. В настоящее время бутиндиол-1,4 синтезируется в основном из ацетилена и формальдегида при высоком давлении (5-8 атм) в присутствии ацетиленида меди в качестве катализатора. При этом приходится пользоваться дорогостоящим оборудованием, рассчитанным на 60-100 атм во избежание несчастных случаев. Нами совместно с НО «Навоиазот» разработан новый метод получения бутиндиола-1,4 из ацетилена и формальдегида при атмосферном давлении, разработаны высоко эффективные катализаторы производительностью 0,8-1,0 кг/кг. кат. ч, т.е. в среднем в 2,0-2,5 раза выше известных аналогов, позволяющие повысить выход продукта более чем на 90%. Предложена новая технология, выпущены опытные партии бутиндиола-1,4, подготовлены и утверждены нормативно-технические документы, технологический регламент, исходные данные для проектирования опытно-промышленной установки.

Сотрудники Института растительных веществ под руководством профессоров А. Умарова и Н.А. Алиева на базе бутиндиола-1,4 разработали ряд препаративных форм дефолианта для хлопчатника, которые были испытаны при норме расхода 3,0-5,0 кг/га в полевых условиях в АО «Дустлик» Юкори-Чирчикского района Ташкентской области. В качестве эталона служили сихат и хлорат магния в дозах 14,0 и 10 кг/га соответственно. Результаты показали, что новый дефолиант обладает «мягким» действием с активностью 82-89% против 80,3 и 68,0 известных.

Синтез бутиндиола-1,4 из ацетилена и формальдегида осуществляется при атмосферном давлении и температуре 90-95^{0}C. Производство формальдегида налажено в ПО «Навоиазот», что позволяет обеспечить потребность республики в дефолианте хлопчатника, растворителях, новых видах полимеров (полиамид-4), лекарственных препаратах и др. Предварительные расчеты показали, что при мощности установки 100 т/год ожидаемый экономический эффект составит более 40 млн. сум. в год.

Другим не менее важным направлением является получение ацетона прямой гидратацией ацетилена и винилацетата, конденсацией ацетилена с уксусной кислотой в паровой фазе. Нами совместно с сотрудниками ПО «Навоиазот» разработана технология, которая внедрена на существующих установках [5].

Полимер винилацетата – поливинилацетат благодаря высоким адгезионным свойствам и эластичности используется в производстве водоразбавляемых латексных красок, клеев, для аппретирования тканей и т.д. Существенное значение имеют его сополимеры с этиленом, эфирами акриловой кислоты, а также поливиниловый спирт и поливинилацетали.

В настоящее время винилацетат получают винилированием уксусной кислоты в присутствии катализатора ацетата цинка на активированном угле, который приходится покупать за рубежом, что существенно затрудняет данный способ. Катализатор при этом имеет ряд недостатков.

Нами совместно с ПО «Навоиазот» разработаны новые высоко эффективные стабильные катализаторы без использования активированного угля, позволяющие повысить выход винилацетата [6]. Метод апробирован на пилотной установке. Организация производства ацетона и винилацетата на Шуртанском газохимическом комплексе полностью удовлетворит потребности республики.

При переработке пропилена получают изопропиловый спирт. В республике в основном производятся метанол и этанол, и для нужд лакокрасочной, мебельной и химической промышленности завозится большое количество высших спиртов, в том числе изопропилового и бутилового за валюту.

В ближайшее время в ПО «Навоиазот» начнется производство каустической соды мощностью 25 тыс. т в год, при этом в качестве побочного продукта образуется хлор – более 20 тыс. т. Одним из перспективных направлений переработки этилена является получение винилхлорида через дихлорэтан, что возможно либо в ПО «Навоиазот», либо Шуртанском газохимическом комплексе.

В настоящее время пропан-бутановая фракция на газо- и нефтеперерабатывающих предприятиях используется как топливо или сжигается (на Бухарском НПЗ – ежемесячно около 2 тыс. т). В ПО «Навоиазот» имеется все необходимое для ее переработки в ацетилен, пропилен, бутилен, бутадиен и др. Выработка ацетилена снижает себестоимость природного газа, при этом выход целевого продукта намного повышается.

Таким образом, создание безотходной ресурсосберегающей технологии переработки этилена и побочной продукции его производства с целью получения импортозамещающих, ориентированных на экспорт продуктов, принесет определенную экономическую выгоду для народного хозяйства республики.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Юсупов Д., Каримов А.У., Тиркашев И., Коротаев А.В.** // Химическая промышленность, 1998, № 7. С. 3-5.*

*2. **Кадирова Н.Т., Ширинов Х.Ш., Юсупов Д.** и др. // Химическая промышленность, 2000, № 6. С. 15-17.*

*3. **Кадирова Н.Т, Ширинов Х.Ш., Юсупов Д., Каримов А.У.** и др. // Ученые записки МИТХТ, 2000, вып. 2. С. 83-85.*

*4. **Каримов А.У.** Дисс. канд. тех. наук. Ташкент, ИХРВ АН РУз, 1997. 115 с.*

*5. **Юсупов Д., Турабджанов С.М., Коротаев А.В.** и др. // Химическая промышленность, 1998, №2. С. 62 -63.*

*6. **Юсупов Д., Каримов А.У., Абдугаффарова Ш.** Проблема развития химии и технологии органических соединений в Узбекистане // Труды международной конференции, 1998. С. 128 -131.*

ANNOTATION
Problem's of ethylene processing and it's by-products were examined.

УДК 66.045.53/54

Совершенствование системы охлаждения оборотного водоснабжения в градирнях на предприятиях нефтегазовой промышленности

И.Х. Вагапов, У.Т. Умаров, А.С. Ковалев, Р.Д. Сафаров, Л.Л. Цымляков
(ГАО «Узнефтегаздобыча», Мубарекский ГПЗ, ОАО «Бухарагазпромстрой», ОАО «УзЛИТИнефтгаз», Частное предприятие)

На производствах добычи и переработки нефти, газа и конденсата большое значение имеет эффективность охлаждения технологического оборудования с помощью оборотного водоснабжения. Эксплуатация замкнутых систем водяного хозяйства промышленных предприятий, входящих в НХК «Узбекнефтегаз», сопряжена с трудоемкими процессами.

Существуют методы охлаждения водооборотных циклов в типовых вентиляторных градирнях, в которых традиционно используются тангенциальные сопла совместно с деревянными капельными блоками или капельно-оросительными гофрированными полиэтиленовыми трубами российского производства. Изучая направления охлаждения водяных оборотных систем, мы пришли к выводу, что наиболее эффективен способ с применением раструбного сопла [1], которое создает мелкодисперсное (3-5 мм), равномерное капельное разбрызгивание жидкости в воздушном пространстве градирни. Оно позволяет увеличить поверхность и время контакта воды с воздухом без различных насадок-оросителей в совмещенном брызгально-капельном режиме.

В типовых вентиляторных градирнях удельная гидравлическая нагрузка при тангенциальных соплах с деревянными, полиэтиленовыми или другими насадками-оросителями составляет для режимов ($м^3/м^2$): пленочного – 8-12, капельного – 6-10, брызгального – 5-6 [1, 3]. При нагревании оборотной воды выше 30^0C возрастает глубина распада карбонатов и бикарбонатов, которые осаждаются в градирне, закупоривая теплообменное оборудование. Образуются сульфатредуцирующие бактерии, которые совместно с водорослями от зелено-синей до коричнево-красной окраски быстро развиваются при температуре 25-50^0C и pH от 5 до 9. Это вызывает интенсивное биообрастание, ухудшая процесс охлаждения, ускоряя химическое, физическое разрушение и сокращая срок службы насадок, особенно при содержании в воде углерода, водорода, сульфатов, фосфатов, железа, азота, аммиака и т.п. [2]. Типовые вентиляторные градирни, разработанные проектными организациями, применяются для эффективного охлаждения воды до 25^0C с перепадом в 8-10^0 [2, 4].

При содержании в оборотной воде различных растворенных солей, взвесей в сочетании с маслами и нефтепродуктами образуется пленка, препятствующая тепломассообмену. В этих условиях создаваемое раструбным соплом без насадок-оросителей охлаждение эффективнее тангенциального при наличии насадок. Причина этого заключается в следующем: диаметр капель в факеле тангенциального сопла при давлении перед ним 0,4 атм (с его ростом качественных дисперсных изменений не происходит) с нижней подачей воды равняется согласно пункту 2.11[1] более 7,2 мм. При понише-

нии давления диаметр увеличивается более чем в 1,5 раза. Экспериментально с применением разработанного и изготовленного ВНИИводГЕО [1] прибора установлено, что при использовании раструбного сопла с аналогичной подачей и давлением перед ним 0,4 атм в факеле дисперсность составляет: менее 3 мм – 3%, от 3 до 5 мм – 89, более 5 мм – 8%. Образующаяся дисперсность при разбрызгивании воды через сопло позволяет обходиться без деревянных или полиэтиленовых насадок-оросителей благодаря небольшой атмосферной влажности, особенно в критические летние дни (создаются условия для интенсивного испарения и, как следствие, охлаждения).

Технологические сопоставительные параметры сопл, направленных выходными отверстиями вниз, при различном давлении перед ними приведены в таблице.

Характеристика раструбного сопла

Наружная резьба оголовка	М 52х2 - 6Н
Диаметр сопла в узкой части	20 мм
То же в широкой	150 мм
Допустимая температура рабочей жидкости	до 60° С
Требуемое количество сопл для одной секции площадью 144 м² с 25% резервом в зависимости от объема охлаждаемой воды	от 150 до 250 шт

Объем и площадь образующихся капель при разбрызгивании на выходе из тангенциального и раструбного сопл при одинаковом давлении жидкости можно сопоставить через фигуру капли, но это займет много места. Для его сокращения расчет производится по формулам шара, так как по своей сущности они очень схожи, а погрешность в расчетах незначительна:

$$\text{площадь } S_ш = \pi d^2, \text{ объем } V_ш = \pi d^3/6.$$

Приняв установленную дисперсность капли в диаметре для тангенциального сопла Ду 32х16 при давлении 0,4 атм равной 7,2 мм, а для раструбного – 4 мм при тех же условиях, получим:

$$S_ш = 162{,}8 \text{ мм}^2; V_ш = 195{,}3 \text{ мм}^3;$$

$$S_ш = 50{,}2 \text{ мм}^2; V_ш = 33{,}5 \text{ мм}^3.$$

Сопоставив объем шаров диаметром 7,2 и 4 мм, обнаружим, что они различаются в 5,8 раза (195,3 : 33,5=5,8). Увеличив площадь шара 4 мм в 5,8 раза и разделив ее на объем шара

Давление перед соплом, атм	Раструбное сопло Ду 45х20					Тангенциальное сопло Ду 32х16				
	процентное содержание капель диаметром, мм			факел, см		процентное содержание капель диаметром , мм			факел, см	
	до 3	3- 5	более 5	высота	диаметр	до 3	более 7,2	более 10	высота	диаметр
0,1	3	82	15	100	120	5	61	34	100	60
0,2	3	86	11	100	140	5	68	17	100	100
0,4	3	89	8	100	160	6	85	9	100	140
0,6	2,5	90	7,5	100	180	6	86	8	100	140

чают, что пары углеводородов в смеси с воздухом ниже и выше этих значений становятся инертными, невоспламеняемыми и взрывобезопасными даже при проявлении любых зажигающих факторов.

Мы считаем, что доля паров углеводородов может быть выше верхнего предела, если исключить кислородное «дыхание» резервуаров и перейти на газы с углеводородной основой. Это могут быть отходы переработки сырья на предприятиях НХК «Узбекнефтегаз», прежде всего технологические газы, направляемые на сжигание в факелах (например, выветривание ДЭГ с установок низкотемпературной сепарации, деэтанизация с установок стабилизации конденсата), экспанзерные и др. [3]. Используются и сопутствующие газы, например в нефтяных резервуарах. Не исключается возможность применения в некоторых случаях сырьевого и товарного природного газа.

Для практической реализации изложенного резервуары должны иметь соответствующую трубную обвязку через дыхательный клапан, с помощью которой на стадии «вдох» (слив) газ от источника поступает в резервуар, а на стадии «выдох» (налив) направляется по первоначальному целевому назначению.

Предложенный метод имеет следующие преимущества:

- решается проблема пожарной безопасности;
- снижаются потери углеводородов от испарений;
- уменьшается загрязнение атмосферного воздуха парами углеводородов;
- появляется возможность обходиться без понтонных устройств;
- сокращаются коррозионные потери металла за счет исключения кислородного фактора, в результате увеличивается срок службы резервуаров.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Рябцев Н.И.*** *Природные и искусственные газы. М., 1967.*
2. ***Жук Н.П.*** *Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976.*
3. ***Курбанов А.А., Сабирзянов Ш.Ю.*** *Экспериментальное определение химического состава, а также объема технологических газов, направляемых на сжигание в факелах низкого и высокого давлений на Мубарекском ГПЗ. ОАО «УзЛИТИнефтгаз», Ташкент, 2000.*

ANNOTATION

Stated is an idea of use of conditioning and hydrocarbons refining technology in oil and gas industry for NHC «Uzbekneftegaz» as a result of which a problem of fire security may be solved in exploitation of field tank farms of gascondensate, oil and petroleum products.

УДК 614.841.3(622.69+622.692.5)

Коррозия в резервуарах с жидкими углеводородами – причина образования пирофорных веществ

К.М. Казаков, А.А. Курбанов, Р.В. Бободжанова, А.А. Арсланов
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

По определению, к пирофорным относятся вещества, которые самовозгораются при обычных температурах [1]. Образуясь в резервуарах, они при доступе воздуха в газовое пространство окисляются кислородом с выделением тепла, в результате чего могут нагреваться до высоких температур и быть причиной пожаров и взрывов. Как правило, такие вещества появляются на внутренних стенках в результате коррозии стали в сероводородсодержащих средах: сернистых нефтях, нефтепродуктах и газовых конденсатах.

В реальных условиях эксплуатации коррозия отличается сложностью как по механизму, так и продуктам. В подкрышном газовом пространстве (зона 1) этот процесс смешанный – с водородной и кислородной деполяризацией. Сероводород привносится с парами сернистых углеводородов, а кислород – из атмосферы большими и малыми «дыханиями» на стадии «вдох».

Молекулы сероводорода в частицах водяных паров и пленке водного конденсата диссоциируют по уравнению

$$H_2S \rightleftarrows H^+ + HS^- \rightleftarrows 2H^+ + S^{2-}.$$

При наличии влаги и в присутствии электролита коррозия протекает по электрохимическому варианту. В случае структурной неоднородности стали на анодных участках происходит окисление атомов железа:

$$Fe \longrightarrow Fe^{2+} + 2e^-;$$

на катодных катионы водорода восстанавливаются:

$$2H^+ + 2e^- \longrightarrow H_2 .$$

Суммарно это можно выразить уравнением

$$Fe + 2H^+ = Fe^{2+} + H_2 .$$

Продуктами сероводородной коррозии являются сульфиды железа. В простейшем случае

$$Fe^{2+} + S^{2-} = FeS.$$

Имеются сообщения [2], что при этом могут образовываться и полисульфиды, например пятисернистое железо Fe_2S_5.

При наличии в паровоздушной среде кислорода возможен и кислородный вариант коррозии с появлением оксидов:

$$4Fe + 3O_2 + nH_2O = 2Fe_2O_3 \cdot nH_2O .$$

Кислород, присутствующий в газовом пространстве резервуаров, увеличивает скорость коррозии на порядок.

Оксиды могут возникать и за счет вторичной реакции окисления сульфидов:

$$4FeS + 7O_2 = 2Fe_2O_3 + 4SO_2 .$$

Следующая по высоте зона – интервал стенки резервуара с попеременным смачиванием жидкостью при наливах и сливах продукта. Здесь наблюдаются и сероводородная, и кислородная коррозии.

Третья возможная зона – это пространство по высоте резервуара, в котором стенка его длительное время контактирует с жидким углеводородом без соприкосновения с паровоздушной средой в случае, когда жидкий продукт сливается неполностью. Здесь скорость преимущественно сероводородной коррозии заторможена и зависит от количества эмульгированной в углеводороде воды.

Четвертая зона – донная часть резервуа-

ра, содержащая пластовые и подтоварные воды, скапливающиеся при отстое жидкости. Коррозионная активность этих сред определяется минерализацией, содержанием в них сероводорода и pH.

На скорость коррозии, как на всякую химическую реакцию, влияет температурный фактор, подчиняющийся правилу Вант-Гоффа, т.е. с его повышением интенсивность увеличивается.

Многие авторы [1, 2, 3] считают, что за проявление пирофорности ответственны сульфиды, образующиеся в сернистых нефтепродуктах, которые при их быстром окислении могут самовозгораться:

$$4FeS + 7O_2 = 2Fe_2O_3 + 4SO_2 + 2448 \text{ кДж}.$$

Это вызывает воспламенение паров углеводородов и, как следствие, пожарные ситуации. Некоторые ученые [4] отмечают проявление пирофорных свойств у оксида железа (II). Нами в лабораторных условиях получены тонкодисперсные моно- и полисульфиды железа для испытания их на пирофорность. В результате показано, что при контакте с воздухом они не самовозгораются. Для обоснования такого предположения принята рабочая гипотеза о возможном образовании на внутренних стенках резервуаров пирофорного железа. В основу положен известный факт, что возникающий в ходе различных реакций водород находится первоначально в атомарном состоянии, проявляет при этом черезвычайно высокую активность и способен восстанавливать железо в пирофорном состоянии из его сульфидов и оксидов [5]. В реальных условиях это может происходить при первичном процессе коррозии с водородной деполяризацией:

$$Fe + 2H^+ = Fe^{2+} + 2H \text{ (атомарный)}.$$

По литературным данным [5], время существования атомарного водорода до образования молекул исчисляется в 1/3 - 1/2 с. Предположим, что этого времени достаточно для реакций

$$FeS + 2H = Fe_{пир.} + H_2S,$$

$$Fe_2O_3 + 6H = 2Fe_{пир.} + 3H_2O.$$

Для экспериментального моделирования процессов водород получали в колбе Вюрца путем реакции цинка с разбавленной серной кислотой.

Молекулярный водород поступал в U-образную трубку и проходил через вольфрамовую нить накаливания, где молекулы диссоциировали на атомы

$$H_2 + 435 \text{кДж} = H + H,$$

которые в свою очередь вступали в реакцию с сульфидами и оксидами железа:

$$FeS + 2H = Fe + H_2S,$$

$$Fe_nS_m + m2H = nFe + mH_2S,$$

$$2Fe_2O_3 \cdot mH_2O + 6H = 2Fe + mH_2O + 3H_2O.$$

Аналитически образование железа подтверждалось проявлением у реакционной смеси магнитных свойств. Как известно, сами сульфиды и оксиды железа (III) ими не обладают. Полученное в результате этих реакций железо во всех случаях показывало пирофорность.

Пирофорное железо может образоваться также за счет вторичной реакции между продуктами коррозии: сульфидами и оксидами в сероводородной среде по уравнению

$$Fe_2S_5 + 2Fe_2O_3 + 6H_2S = 4FeS + 2Fe + 7S + 6H_2O.$$

Вероятность протекания ее подтверждается термодинамическими расчетами на основании энтальпийных, энтропийных факторов и по изобарно-изотермическому потенциалу. Например, тепловой эффект реакции рассчитывался по закону Гесса

$$Q_{реак} = \Delta H_{реак} = \Sigma \Delta H_{кон} - \Sigma \Delta H_{исх}$$

с использованием данных, приведенных ниже:

Вещество	Состояние	ΔH, кДж/моль
FeS_2*	Твердое	-177,73
Fe_2O_3	Твердое	-821,37
H_2S	Газовое	-20,12
S	Твердое	0
FeS	Твердое	-94,97
Fe	Твердое	0
H_2O	Жидкое	-285,58

* Из-за отсутствия справочных данных для пентасульфида взяты показатели для дисульфида.

В нашем случае тепловой эффект равен 139,57 кДж, т.е. прямая реакция экзотермична и может протекать согласно уравнению слева направо.

Теоретические сведения и экспериментальные результаты позволяют сделать следующие выводы. Продукты коррозии стали в сернистых нефтях, нефтепродуктах и газовых конденсатах, а именно сульфиды, не обладают способностью самовозгораться на воздухе.

По нашему мнению, пирофорность присуща тонкодисперсному железу, образующемуся в этих условиях за счет вторичных реакций с участием атомарного водорода и сульфидов, оксидов и сероводорода.

Очевидно, в производственных условиях пирофорное железо инициирует процесс воспламенения и взрыва паров углеводородов, оказавшихся в критических обьемных соотношениях с воздухом.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Глебов В.С., Тазеев Г.С.*** *Пожарная безопасность нефтебаз и объектов магистральных газопроводов. М.: Недра, 1972.*
2. ***Медведев В.Ф.*** *Сбор и подготовка нефти и воды. Справочник. М.: Недра, 1986.*
3. ***Лутошкин Г.С.*** *Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. М.: Недра, 1972.*
4. ***Коттон Ф., Уилкинсон Д.*** *Современная неорганическая химия. Ч. 3. М.: Мир, 1969.*
5. ***Реми Г.*** *Курс неорганической химии. Т.1. М.: ИЛ, 1963.*

ANNOTATION

Reviewed are peculiarities of steel corrosion in tanks with sulphide hydrocarbons. It's shown that finely dispersed iron, formed in the result of secondary reactions with atomic hydrogen or between corrosion products in hydrogen sulphide media, has pyrophorous ability.

Акраму Рустамовичу ХОДЖАЕВУ

75 лет



Акрам Рустамович Ходжаев — ветеран нефтегазовой отрасли, заслуженный геолог, почетный разведчик недр Республики Узбекистан, доктор геолого-минералогических наук. Окончив в 1948 г. Кокандский нефтяной техникум, а позже Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. Губкина, он связал свою жизнь с нефтегазовой отраслью, в которой прошел путь от промыслового геолога до руководителя крупного предприятия и государственного деятеля. Он проявил себя как талантливый, энергичный исследователь, умелый администратор, обладающий чувством научного предвидения, смелостью принятия решений, что позволило ему уже в молодом возрасте стать директором Ферганского нефтяного комбината — многопрофильного предприятия с огромным коллективом. При его активном участии в Ферганском регионе выявлен ряд месторождений нефти и газа. Он —инициатор постановки поисково-разведочных работ на Устюрте, в результате которых открыты газовые месторождения Куаныш и Шахпахты.

Блестящие организаторские способности, высочайшая профессиональная подготовленность пригодились Акраму Рустамовичу, когда в 1965 г. он был назначен на должность заместителя Председателя Совета Министров Узбекистана, где проработал 20 лет. В эти годы получили дальнейшее развитие отрасли топливно-энергетического комплекса, цветной и черной металлургии, машиностроения, электронной и электротехнической, химической, легкой и пищевой промышленности, построены и введены в действие крупнейшие промышленные объекты, составляющие основу нынешней экономики и потенциала Республики. В осуществление этого немалый вклад внес А.Р. Ходжаев.

Несмотря на загруженность административными, производственными и государственными делами, Акрам Рустамович не прерывал связи с нефтегазовой отраслью, был в кур-

се ее проблем, оказывал большую помощь в развитии нефтегазогеологической науки, продолжал исследовательскую деятельность. За научную работу по геологии и перспективам нефтегазоносности северной части Ферганской впадины ему присуждена ученая степень доктора геолого-минералогических наук.

А.Р. Ходжаев — автор более 70 публикаций, в том числе 4 монографий и 9 брошюр. За значительный вклад в нефтегазовую отрасль, нефтегазогеологическую науку ему присвоены почетные звания «Заслуженный геолог Узбекистана» и «Почетный разведчик недр Узбекистана». Многие годы он избирался депутатом Верховного Совета.

Акрам Рустамович обладает удивительной способностью привлекать к себе людей. Простота и доброжелательность, неиссякаемый оптимизм помогают ему легко устанавливать контакты. Он — человек внутренне и внешне благородный, с лирической душой, его сердце открыто всем. И сейчас он продолжает трудиться с завидным энтузиазмом, отдавая все свои знания и опыт на благо Родины.

Сердечно поздравляем юбиляра с 75-летием, желаем доброго здоровья, счастья и долгих лет жизни.

И.М. Сайдахмедов, А.А. Абидов, Х.Б. Жумаев,
Р.Ш. Абдуллаев, Т.Л. Бабаджанов, В.И. Соколов,
Г.С. Абдуллаев, П.М. Усманов, А.В. Киршин



Поздравляем Абдужаббара Гафуровича ИБРАГИМОВА со славным юбилеем!

А.Г. Ибрагимов начал трудовую деятельность в 1956 г. после успешного окончания геологоразведочного факультета Среднеазиатского политехнического института. С этого времени вся его последующая жизнь связана с нефтегазовой отраслью Узбекистана. Он является своеобразным рекордсменом: из 110 открытых в Западном и Южном Узбекистане месторождений — 87 при его непосредственном участии, а 19 — по его рекомендациям. Среди них Кокдумалак, Адамташ, Алтан, Кандым, Шуртан, Уртабулак, Денгизкуль и др.

Успешную производственную деятельность Абдужаббар Гафурович совмещал с научной работой. В 1968 г. совместно с В.Д. Ильиным он установил наличие в юрской карбонатной формации Узбекистана погребенных рифов. В настоящее время рифогенные отложения — основной объект прироста запасов и добычи нефти и газа. В 1972 г. он защитил по этой проблеме кандидатскую, а 1989 — докторскую диссертации. Ему принадлежат 50 публикаций, в том числе две монографии.

С 1991 по 1994 г. он — заместитель директора ИГИРНИГМ по научной работе, с 1994 по 1998 — начальник отряда Опытно-методической экспедиции объединения «Узбекнефтегазгеология», с 1999 г. по сей день — главный научный сотрудник ИГИРНИГМ.

Под руководством А.Г. Ибрагимова подготовлена целая плеяда высококвалифицированных специалистов, которые в настоящее время работают главными геологами и начальниками экспедиций, а также в руководящих органах НХК «Узбекнефтегаз».

Многолетняя научно-производственная деятельность Абдужаббара Гафуровича оценена по достоинству: он награжден Знаком Почета, медалями «За трудовую деятельность», «Ветеран Труда», неоднократно — дипломами и значками «Первооткрыватель месторождения», «Отличник разведки недр», удостоен звания лауреата Государственной премии и Премии Мингео, «Заслуженный нефтяник Узбекистана», «Почетный разведчик недр», занесен в «Книгу Трудовой славы Узбекистана», избран депутатом Мубарекского городского Совета трудящихся.

Абдужаббар Гафурович пользуется уважением всех, кто его знает. Ему присущи принципиальность, скромность, требовательное отношение к себе и окружающим.

Поздравляем юбиляра с 70-летием, желаем ему дальнейших творческих успехов и доброго здоровья на долгие годы.

А.А. Абидов, Х.Б. Жумаев, В.И. Соколов,
Ч.К. Шеров, Г.С. Абдуллаев, А.Р. Ходжаев, Н.В. Салохиддинов,
Ш.А. Ахмедов, П.К. Азимов, З.С. Ибрагимов, Б.Б.Ситдиков



Поздравляем с юбилеем

Бахтияра Яхъяевича ХАФИЗОВА

Б.Я. Хафизов начал трудовую деятельность в 1965 г. В системе строительства нефтяной и газовой промышленности работает с 1989 г.: начальником СУ №7, управляющим трестом «Бухарагазпромстрой», председателем правления ОАО «Бухарагазпромстрой». В 1998 г. он назначен генеральным директором ГАО, а затем АК «Узнефтегазстрой».

Под его непосредственным руководством построены и сданы в эксплуатацию такие важные народнохозяйственные объекты, как комплекс месторождения Кокдумалак (УПНГ, УКПГ, КС), газопроводы Газли – Нукус, Мубарек – Галляарал, Ходжаабадское ПХГ, Шуртанский ГХК, завершаются строительство нефтебаз в городах Пап и Ангрен, реконструкция Ферганского НПЗ.

Хафизов Б.Я. – опытный, грамотный инженер, умелый и волевой организатор производства, хозяйственный руководитель современного типа, внимателен и чуток при решении социальных вопросов, касающихся коллектива и отдельных работников.

За долгую и плодотворную работу в системе нефтегазовой промышленности Бахтияр Яхъяевич награжден Почетной грамотой Республики Узбекистан, удостоен звания «Заслуженный строитель Узбекистана». Он – депутат Олий Мажлиса второго созыва.

От души поздравляем юбиляра, желаем доброго здоровья, благополучия в семье и новых производственных успехов.

Друзья, коллеги

Индекс 896

ОТ РЕДАКЦИИ

Уважаемые авторы!

Предлагаем вам некоторые рекомендации, которыми вы будете пользоваться при подготовке статей к опубликованию.

1. Статья (в двух экземплярах) не должна превышать 6 страниц машинописного текста, отпечатанного через два интервала на белой бумаге (можно на дискете в формате Word 97).
2. В статье должно быть не более трех таблиц и трех рисунков, предельно четко вычерченных черной тушью на отдельной странице.
3. Формулы могут быть вписаны от руки, но черной тушью, разборчиво, с четким обозначением больших и малых, греческих и латинских букв, индексов и степеней.
4. Статья должна сопровождаться УДК, указанием места работы и телефона автора (авторов), аннотацией на русском языке, должно прилагаться экспертное заключение. Ссылки на литературу в тексте и в конце даются по номерам (5-6 пунктов).
5. Материал сдается ответственному секретарю журнала (Бахрамов Шухрат Шавкатович, тел. 136-37-43) или в Редакцию (УзЛИТИнефтгаз) ежедневно в течение рабочего дня.
6. Срок представления статьи — не позднее чем за три месяца до начала формирования очередного номера.
   Редакция оставляет за собой право не возвращать автору сданный в журнал материал, не принимать рукописный вариант, а также статьи, оформленные не по правилам, не допускать замены или добавления нового материала в процессе подготовки номера к изданию.

Благодарим за внимание.

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»

O`ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI
УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

*Зав. Редакцией — **Р.Б. Якубович***
*Редактор — **Д.М. Захаровская***
*Художник — **Г.С. Мясников***
*Компьютерный набор — **Е.А. Балукова***

*Адрес Редакции: **700029, Ташкент, ул. Т. Шевченко, 2**. Тел. **566727***

Отпечатано в Художественно-производственном отделе.
Подписано в печать 15.02.2002. Формат 60x90 1/8. Усл. печ. л.— 6,0. Уч.-изд. л.— 6,5. Тираж 1500. Заказ № 7