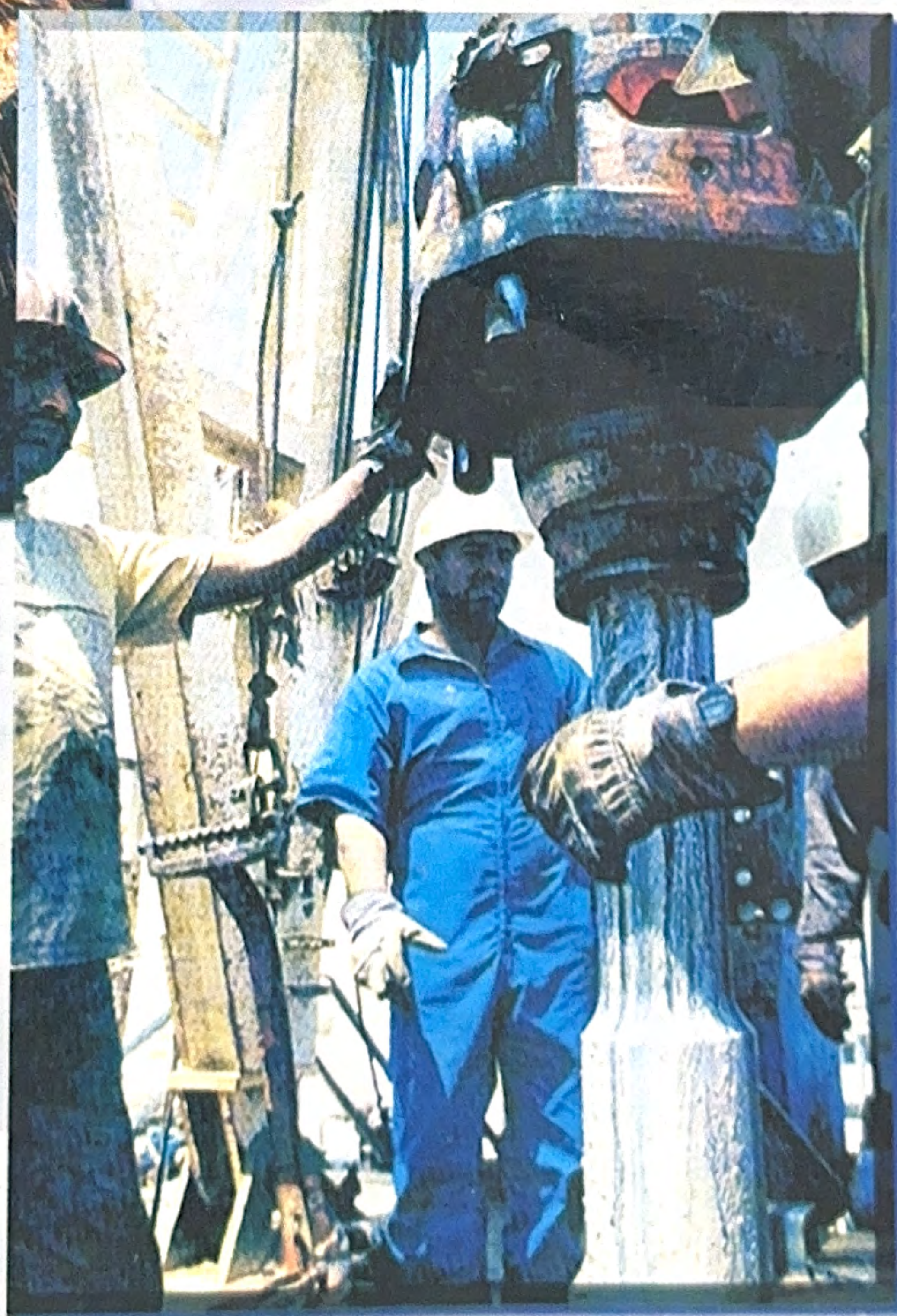


O`ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

2/2003



УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

7-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА "НЕФТЬ И ГАЗ"

OGU
2003
UZBEKISTAN

В соответствии с распоряжением Кабинета Министров Республики Узбекистан в г. Ташкенте в павильоне № 1 РТВЦ «Узэкспоцентр» 6-8 мая 2003 г. прошла 7-я Международная выставка «Нефть и Газ-2003» (OGU).

Организаторы данного международного форума Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз», компания «ITE Group Plc» (Великобритания) и ее эксклюзивный партнер в Узбекистане Фирма «Itesa-Osiyo» при содействии Агентства по внешним экономическим связям Республики Узбекистан.

На торжественном открытии форума с приветственными словами выступили заместитель Председателя агентства по внешним экономическим связям Республики Узбекистан С. Исламходжаев, Председатель Правления компании «Узбекнефтегаз» Ш. Мажитов и Директор компании «ITE Group Plc» по Турции и странам СНГ г-н Э. Строан.

В трехдневной работе выставки «OGU-2003» участвовали представители 13 стран дальнего и ближнего зарубежья и 70 ведущих компаний мира. Выставку посетили более 5000 человек, в том числе в первый день работы более 2000.

В дни работы выставки непосредственно в павильоне «Узэкспоцентр» и Международном бизнес-центре (г. Ташкент) были организованы деловые встречи с представителями различных иностранных компаний и фирм. Реализация достигнутых договоренностей во время этих встреч и итоги проведенной международной выставки в Узбекистане будут способствовать привлечению дополнительных прямых иностранных инвестиций и внедрению современных, включая энергосберегающие, технологий в нефтегазовый сектор экономики Узбекистана.

Ilmiy-texnika

«O'ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

Основан в 1997 г.

Выходит раз в три месяца

2,2003

УЧРЕДИТЕЛЬ:

Национальная холдинговая компания

«Узбекнефтегаз»

Главный редактор А.К. Рахимов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А.А. Абидов (зам. главного редактора)

К.Р. Аллаев

Х.Б. Жумаев

А.А. Закиров

У.Д. Мамаджанов (зам. главного редактора)

У.С. Назаров

Р.Д. Пулатов (ответственный секретарь)

И.Х. Холисматов

© Национальная холдинговая
компания

«Узбекнефтегаз»

Ташкент, 2003 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ЭКОНОМИКА

Зикрияев Р.Э., Ишанходжаев Г.К.

Методы и модели оценки экономической эффективности инвестиций

4

Закиров А.А., Ивонина И.Э.

Проблемы определения несостоятельности предприятий

7

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Акрамов Б.Ш., Дўсмухаммедов Ш.Н., Шомуродов Ф.М.

Катта чуқурликдаги нефт-газ коллекторларининг хусусиятлари ҳақида

10

Меглиев Ф.Э., Гулямова А.К.

Выделение и освоение сложнопостроенных коллекторов в карбонатных породах Бешкентского прогиба

13

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Ирматов Э.К., Хужаёров Б.Х., Махмудов Ж.М., Закиров А.А., Жаманкулова Ф.Э.

Моделирование процессов изменения коллекторских свойств пласта при фильтрации неоднородных жидкостей

16

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Стеклянов Б.Л., Рахимов Р.М., Валиева К.Г., Бариев М.Б.

Теоретические аспекты образования сальников при бурении скважин

20

Стеклянов Б.Л.

К вопросу гидродинамики буровых растворов при бурении скважин

23

Назаров У.С., Алиакберова В.Р., Галлямов Р.М., Курбанов А.Н.

Применение нефтешлама при бурении глубоких скважин

27

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Сыдилов М.М., Курбонов А.А., Шарипов Д.А.

Извлечение серы из природного газа месторождений Узбекистана и пути восполнения ее запасов

29

Набиев О.М., Бахрамов Ш.Ш., Юлдашев Т., Нестеров И.В.

Определение перемещения точек резервуара, приводящего к изменению его объема при заполнении нефтепродуктами

32

Кадыров И., Кузиев О., Салимов З.С., Халмирзаева М.И.

Никель-молибденовый катализатор на терморегенерированном цеолите СаА

39

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Мамаджанов Э.У.

Усовершенствование конструкции прибора оценки водоотдачи буровых растворов

42

СТРАНИЧКА ЮБИЛЯРА

60 лет Арсланову Ахмату Арслановичу

45

К 75-летию Хамдама Умаровича Умарова

46

ИНФОРМАЦИЯ

Защищены диссертации

47

ECONOMY

- Zakriyaev R.E., Ishonhojaev G.K.**
Estimation methods and models of economical investments' efficiency 4
- Zakirov A.A., Ivonina I.E.**
Problems of enterprises' unsolvency definition 7

GEOLOGY AND GEOPHYSICS

- Akramov B.Sh. Dusmuhammedov Sh.N., Shomurodov F.M.**
About properties of oil and gas reservoirs situated at large depths 10
- Megliev F.E., Gulyamova A.K.**
Picking out and development of reservoirs by complex structure of pore space in carbonate rock of Beshkent trough 13

OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

- Irmatov E.K., Huzhaerov B.H., Mahmudov Zh.M., Zakirov A.A., Zhamankulova F.E.**
Modeling of reservoir properties change in filtration of unhomogeneous fluids 16

WELL DRILLING

- Steklyanov B.L., Rakhimov R.M., Valieva K.G., Bariev M.B.**
Theoretical aspects of packing boxes formation in well drilling 20
- Steklyanov B.L.**
To a problem of drilling muds' hydrodynamics in well drilling 23
- Nazarov U.S., Aliakberova V.R., Gallyamov R.M. Kurbanov A.N.**
Use of oil slurry in deep wells drilling 27

- Sadikov M.M., Kurbonov A.A., Sharipov D.A.**
A state of sulphur extraction from natural gas from fields of Uzbekistan and ways of it's stock fill up. 29

- Nabiev O.M., Bahramov Sh.Sh., Yuldashev T., Nesterov I.V.**
Definition of the reservoir points displacement leading to it's volume change in filling by oil products 32

- Kadirov I. Kuziev O., Salimov Z.S., Halmirzaeva M.I.**
Nickel-molibdenum catalyst on thermoregenerated zeolite CaA 39

- Mamajanov E.U.**
Improvement of the device's design for estimation drilling muds' water loss 42

- Arslanov Ahmat Arslanovich is 60 years** 45

- To the seventy fifth anniversary of Hamdam Umarovich Umarov** 46

- Theses are defended** 47

Методы и модели оценки экономической эффективности инвестиций

Р.Э.Зикрияев, Г.К.Ишанходжаев

(НХК «Узбекнефтегаз»)

В Республике Узбекистан нефтегазовая отрасль в инвестиционном плане относится к наиболее активной. Это объясняется в первую очередь тем, что основное сырье всегда является стратегическим и жизненно важным товаром. Денежный оборот, привлекаемые средства и вложения здесь самые высокие. Эффект от инвестиций достигается лишь при хорошо обоснованной схеме их реализации. В последнее время экономические реформы в инвестиционной сфере нефтегазовой промышленности дают позитивный результат.

Предприятия нефтегазовой отрасли, намечающие создание передовой технологии производства, проведение капитальной реконструкции, должны привлекать дополнительные виды финансирования этих работ, заключать договоры о вложениях средств других стран, отраслей и организаций. Их источниками могут быть [1]:

- собственные ресурсы предприятий, формируемые из амортизационных отчислений, части прибыли, направленной в фонд накопления, средств от реализации неиспользуемого оборудования и других материальных запасов;
- заемные средства инвесторов (банковские и бюджетные кредиты, облигационные займы);
- привлеченные финансы, полученные от продажи акций, паевых взносов членов кооперативов товариществ и др.;
- денежные средства ассоциаций предприятий отрасли (объединений, синдикатов и др.);
- иностранные инвестиции;
- бюджетное финансирование из государственного, регионального (областного) или местного бюджетов для развития объектов народнохозяйственного или социального назначения.

В составе собственных средств предприятия основную долю занимают амортизационные отчисления и часть прибыли, направляемая в фонд накопления. При переходе к рыночным отношениям особое внимание должно уделяться самофинансированию инвестиционных затрат. Это прежде всего относится к рациональному формированию собственных вложений в техническое перевооружение и реконструкцию действующих предприятий.

Привлечение финансовых средств от продажи акций наиболее реально для крупных предприятий с высокой рентабельностью, а для малых и средних затруднительно. В отношении других объектов это приемлемо, если они заинтересованы в получении производимой продукции и имеют связи по кооперативным поставкам.

В результате реализации инвестиций будут созданы новые основные фонды расширяемых и реконструированных предприятий, которые обладают более высокой производительностью, обеспечивают снижение затрат на единицу мощности, существенный прирост объема выпускаемой продукции, ее конкурентоспособность на внутреннем и внешнем рынках. Обновление оборудования и вида продукции заметно повышает прибыльность производства. Это позволяет возместить полученные от инвесторов заемные средства с указанной в договоре процентной ставкой за кредит, увеличить ценность основных фондов и рентабельность активов и продукции.

Для применения методов оценки экономической эффективности вложений необходимы исходные данные по доходам и затратам в процессе инвестиционного цикла (этап эксплуатации вновь созданных или реконструированных объектов). Это объем выпуска продукции в рассматриваемые периоды, цены ее реализации, переменные издержки по каждому ее виду, постоянные затраты предприятия, отнесенные на данный вид товара, доход (прибыль), полученный за его продажу, суммы капитальных вложений в создание и расширение производства, обязательных отчислений

и налогов. Для каждого временного отрезка необходимо представить цифру расхода и чистого дохода — выручки за вычетом всех платежей, связанных с ее созданием и получением. В платежи входят все действительные расходы (прямые и косвенные) на оплату труда, сырье, материалы, энергию, топливо и т.п., а также налоги. При начислении расходов амортизация не относится к текущим затратам. Для каждого интервала времени инвестор определяет зависимость между расходом и доходом со знаком минус и плюс соответственно.

Эффективность инвестиций оценивается за период от начала вложений до окончания платежей согласно контракту. Это может быть год, полгода, квартал в зависимости от условий вложения капитала и его возврата. Окончательная оценка должна проводиться по сумме разностей инвестиционных вложений и доходов для всех рассматриваемых периодов. Для этого необходимо привести инвестиционные расходы (вложения) и доходы от капиталовложений к одному моменту времени, выбрав при этом ставку процента, по которой будет осуществляться дисконтирование. Обычно ориентируются на средний уровень ссудного процента, однако его корректируют в зависимости от риска инвестируемого проекта, повышая среднюю величину на резервную надбавку. Время, к которому заканчивается приведение расходов и доходов методом дисконтирования, получило название базового (начало реализации проекта или выпуска продукции).

Подготовка и реализация инвестиционного проекта представляют собой длительный по времени и значительный по затратам процесс и включают три основных этапа: прединвестиционный, инвестирования, эксплуатации вновь созданных или реконструированных объектов. Оценка экономической эффективности инвестиций проводится на каждом из указанных этапов и является обязательной задачей их управления. Особое внимание этому уделяется на прединвестиционном этапе, так как от обоснования зависит принятие (или непринятие) решения о финансировании рассматриваемого проекта. Необоснованность может привести к бесполезной трате больших финансовых и материальных ресурсов. Поэтому вначале проводятся тщательный сбор, анализ и оценка всей имеющейся технико-экономической и финансовой информации, подготовка основных данных [2].

Одна из основных целей предприятия — максимизация выручки от реализации продукции. Приведем основные математические модели, которые должны применяться для оценки экономической эффективности инвестирования производства.

Выручка от реализации i -ой продукции (i - номер) в j -й период:

$$B_j = \sum_{i=1}^I Q_{ji} C_{ji} \rightarrow \max, \quad (1)$$

где Q_{ji} — объем выпуска; C_{ji} — цена единицы; $i=1-I$ — количество видов продукции при следующих ограничениях:

$$C_{ji} = C_{ji}^{yc},$$

где C_{ji}^{yc} — установленная цена i -ой продукции в j -й инвестиционный период;

$$Q_{ji}^n = Q_{ji}^{nl} = Q_{ji},$$

где Q_{ji}^n, Q_{ji}^{nl} — нормативные и плановые объемы.

Затраты Z_j на производство i -ой продукции в j -й инвестиционный период должны быть минимальными:

$$Z_j = \sum_{i=1}^I Z_{ji}^{пер} Q_{ji} + Z_{ji}^{пос} \rightarrow \min; \quad (2)$$

здесь $Z_{ji}^{пер}$ — переменные затраты на производство единицы i -ой продукции в j -й инвестиционный период; $Z_{ji}^{пос}$ — постоянные затраты предприятия в j -й период, отнесенные к производству i -ой продукции при следующих ограничениях:

$$Z_{ji}^{пер} \leq Z_{ji}^{нпер}; Z_{ji}^{пос} \leq Z_{ji}^{нпос}$$

где $Z_{ji}^{нпер}, Z_{ji}^{нпос}$ — нормативные переменные и постоянные затраты на производство единицы i -ой продукции в j -й инвестиционный период.

Прибыль, получаемая за счет внешнего кредита и иностранных инвестиций, определяется по формуле

$$\begin{aligned} \Pi_j^e = & B_j^e - \sum_{q=1}^Q ND_{jq}^e - \sum_{k=1}^K AK_{jk}^e - \sum_{l=1}^L 3_{jl}^e - \sum_{m=1}^M R_{jm}^e + \sum_{n=1}^N DO_{jn}^e + \sum_{d=1}^D DU_{jd}^e + \\ & + \sum_{t=1}^T \Pi\Pi_{jt}^e - \sum_{f=1}^F \Pi\Pi_{jf}^e - \sum_{h=1}^H \Pi\Pi_{jh}^e - KBO_j^e - KBK_j^e. \end{aligned} \quad (3)$$

Прибыль за счет собственных инвестиций рассчитывается так:

$$\begin{aligned} \Pi_j^c = & B_j^c - \sum_{q=1}^Q ND_{jq}^c - \sum_{k=1}^K AK_{jk}^c - \sum_{l=1}^L 3_{jl}^c - \sum_{m=1}^M R_{jm}^c + \sum_{n=1}^N DO_{jn}^c + \sum_{d=1}^D DU_{jd}^c + \\ & + \sum_{t=1}^T \Pi\Pi_{jt}^c - \sum_{f=1}^F \Pi\Pi_{jf}^c - KBO_j^c, \end{aligned} \quad (4)$$

где B_j^e, B_j^c — выручки от реализации продукции за счет внешнего кредита и собственных инвестиций в j -й период; ND_{jq}^e, ND_{jq}^c — налоги на добавленную стоимость, $q=1-Q$ — их виды; AK_{jk}^e, AK_{jk}^c — начисленные акцизы, $k=1-K$ — их виды; $3_{jl}^e, 3_{jl}^c$ — затраты на производство продукции, $l=1-L$ — их виды; R_{jm}^e, R_{jm}^c — расходы периода, в том числе на обязательные отчисления: налог на имущество, земельный, плата за воду, экологический налог, в дорожный и пенсионный фонды, $m=1-M$ — их виды; DO_{jn}^e, DO_{jn}^c — прочие операционные доходы от основной деятельности, $n=1-N$ — количество операций; DU_{jd}^e, DU_{jd}^c — прочие дивиденды, $d=1-D$ — их виды; $\Pi\Pi_{jt}^e, \Pi\Pi_{jt}^c$ — полученные проценты банка, $t=1-T$ — их виды; $\Pi\Pi_{jf}^e, \Pi\Pi_{jf}^c$ — уплаченные проценты банка, $f=1-F$ — их виды; $\Pi\Pi_{jh}^e$ — то же за иностранные кредиты в j -й инвестиционный период, $h=1-H$ — их количество; KBO_j^e, KBO_j^c — курсовая валютная отрицательная разница; KBK_j^e — то же по кредитам в j -й инвестиционный период.

Системный анализ и исследования изложенных выше результатов позволили определить следующие зависимости показателей производственно-экономической деятельности предприятий, которые использовали внешние кредиты и собственные инвестиции:

$$\begin{aligned} B_j^e = B_j^c; ND_{jq}^e = ND_{jq}^c; AK_{jk}^e = AK_{jk}^c; 3_{jl}^e = 3_{jl}^c; R_{jm}^e = R_{jm}^c; DO_{jn}^e = DO_{jn}^c; DU_{jd}^e = DU_{jd}^c; \\ \Pi\Pi_{jt}^e = \Pi\Pi_{jt}^c; \Pi\Pi_{jf}^e = \Pi\Pi_{jf}^c; \Pi\Pi_{jh}^e > 0; KBO_j^e > KBO_j^c; KBK_j^e > 0. \end{aligned} \quad (5)$$

На основании (3), (4) и (5) можно сделать вывод, что $\Pi_j^e < \Pi_j^c$, т.е. прибыль за счет собственных инвестиций больше таковой за счет внешних кредитов.

На практике наблюдаются две разные ситуации с организацией инвестиционных вложений: отдельные для каждого вида продукции и общие для нескольких видов. В первом случае при оценке экономической эффективности инвестиций чистый поток платежей (доходов и расходов) может быть представлен для каждого продукта в отдельности, во втором — по всем без разделения.

Обычно метод оценки экономической эффективности инвестиций применяют совместно с методом окупаемости, что позволяет получать более реальные результаты.

Таким образом, использование собственных средств на предприятиях нефтегазовой отрасли дает большую экономическую эффективность, чем привлечение иностранных инвестиций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булькач И.П., Григорьев Л.И. Системный анализ инвестиционной деятельности // Экономика, организация и управление производством в газовой промышленности, 2001, №3. С. 22-31.
2. Зикрияев Р.Э. Разработка основных методов оценки эффективности инвестиционных процессов и определения источников инвестиций // Вопросы кибернетики, 2002, №164. С. 132-139.

ANNOTATION

Reviewed are methods and estimation models of economical investment's efficiency and models of comparable analysis of foreign and own investments efficiency at enterprises of oil and gas industry of the Republic of Uzbekistan are presented too.

Проблемы определения несостоятельности предприятий

А.А. Закиров, И.Э. Ивонина
(НХК «Узбекнефтегаз»)

Критериями для определения состоятельности предприятий являются показатели, методика расчета которых и их предельные значения утверждены Комитетом по делам об экономической несостоятельности предприятий при Министерстве макроэкономики и статистики Республики Узбекистан (табл. 1).

По НХК «Узбекнефтегаз» объем производства за отчетный период 2002 г. по сравнению с соответствующим прошлого года в сопоставимых ценах возрос на 1,4%. С учетом среднего индекса роста цен (57,3%) балансовая прибыль увеличилась на 6,4%, рентабельность — на 8, при этом дебиторская задолженность снизилась на 13%, а кредиторская — на 7,7.

Несмотря на улучшение многих финансовых

показателей как вся НХК, так и ее отдельные предприятия продолжают оставаться в так называемой зоне экономического риска. Анализ причин такого положения выявил следующее. Методика расчета критериев несостоятельности предприятий едина на всей территории республики и во всех отраслях экономики. Это обуславливает, по нашему мнению, неравные условия при определении их состоятельности.

Так, научно-исследовательские организации относятся к трудоемким производствам, в затратах которых основную долю занимает заработная плата. По существующему положению за последний месяц квартала ее выплачивают после его завершения, что отражается на кредиторской задолженности и приводит соответственно

Таблица 1

Показатель — коэффициент	Форма расчета	Предельно допустимая норма
Платежеспособности	Оборотные активы	Не менее 1,0
	Кредиторская задолженность	
Износа	Износ основных средств (ОС)	Не более 0,5
	Первоначальная стоимость ОС	
Рентабельности активов	Общий финансовый результат	Не ниже 0
	Стоимость имущества	
Обеспеченности оборотными средствами	Источники собственных средств+долгосрочные займы и кредиты+краткосрочные займы и кредиты+всего долгосрочные активы	Не менее 0,1
	Всего оборотные активы	
Соотношения собственных и заемных средств	Источники собственных средств+долгосрочные займы и кредиты+краткосрочные займы и кредиты+всего долгосрочные активы	Не менее 2,0
	Кредиторская задолженность	

к уменьшению уровня коэффициента соотношения собственных и заемных средств. В результате организация попадает в зону экономического риска. В связи с этим считаем правомерным при расчете критериев состоятельности предприятий исключать из кредиторской задолженности заработную плату, причитающуюся к выплате за последний месяц (либо за вторую его половину при двухразовых расчетах) квартала.

Применение единой методики определения коэффициентов приводит к тому, что снабженческо-сбытовые организации, включая нефтебазы, постоянно находятся в зоне экономического риска, так как около 20% всех оборотных средств и более 90% материальных оборотных занимают товары, предназначенные для отпуска отраслям экономики, предприятиям компании по лимитам в строго определенные сроки, а также для приобретения за счет средств потребителей. Если при расчете из кредиторской задолженности исключить суммы, полученные для покупки указанных товаров от организаций-заказчиков, коэффициенты соотношения собственных и заемных средств, а также обеспеченности оборотным капиталом достигнут более высокого уровня, т.е. компании могут выйти из зоны экономического риска.

Исходя из действующей методики при расчете коэффициента соотношения собственных и заемных средств учитываются только собственные, используемые для формирования оборотных (текущих) активов, хотя они соотносятся со всей кредиторской задолженностью. По нашему мнению, для более реального определения указанного коэффициента при расчете собственных средств следует использовать сумму «Собственные источники средств» (строка 400 раздела 1 пассива баланса), «Долгосрочные кредиты и займы» (410+420), «Краткосрочные кредиты и займы» (430+440), а также «Авансы, полученные от покупателей и заказчиков» (450), считающиеся

по существу краткосрочными займами. Кроме того, целесообразно к собственным источникам прибавлять срочную дебиторскую задолженность, так как в условиях развивающейся экономики эти деньги непосредственно влияют на наличие и рост кредиторской задолженности. Это особенно важно, когда финансовые результаты формируются не по фактически поступившим на счета предприятий суммам, а по отгруженной продукции. При стабильной экономике от привлечения в собственные источники дебиторской задолженности можно отказаться.

При определении заемных средств необходимо учитывать все краткосрочные обязательства, т.е. сумму строк 430+440+450+460 раздела 2 пассива баланса «Обязательства». По нашему мнению, значение указанного коэффициента завышено. Уровень 2 обозначает, что собственные источники должны в 2 раза превышать заемные. В мировой практике применяется обратный показатель — соотношение заемных и собственных средств, не превышающий 70%, т.е. принятый нашим законодательством не должен быть ниже 1,4 - 1,5 [1, 2].

О необходимости изменения размера данного коэффициента свидетельствует и тот факт, что предельный уровень остальных критериев состоятельности (платежеспособность, обеспеченность оборотными средствами и рентабельность активов) у всех предприятий завышен. Большинство их попадает в зону экономического риска только за счет названного выше коэффициента.

Применение предлагаемой нами методики снимет, на наш взгляд, проблему мнимой несостоятельности. Для иллюстрации приводим значения рассматриваемых коэффициентов по сводному отчету НХК «Узбекнефтегаз» (табл. 2).

Кроме этого, считаем возможным при оценке состоятельности предприятий заменить отдельные из применяемых ныне коэффициентов на другие (табл. 3).

Таблица 2

Критерий состоятельности — коэффициент	Уровень по утвержденной методике	Уровень по предлагаемой методике
Платежеспособности	1,38	1,06
Соотношения собственных и заемных средств	0,38	1,98
Рентабельности активов	0,14	0,14
Обеспеченности оборотными средствами	0,26	0,28
ИТОГО по сумме коэффициентов (норма - 3,1 по старой методике и 2,5 - по предлагаемой)	2,16	3,46

Таблица 3

Коэффициент	Норма	Методика расчета	Склады- вающийся уровень
Вместо рентабельности активов коэффициент общей рентабельности (прибыльности)	Не менее 0	$\frac{\text{Финансовый результат доуплаты налога}}{\text{Общие затраты}}$	0,35
Состояния оборотных средств	Не менее 1	$\frac{\text{Собственные источникиформирования оборотных средств}}{\text{Норматив оборотных средств}}$	5,75
Устойчивости экономического роста собственного капитала	Не менее 0,1	$\frac{\text{Чистый финансовый результат}}{\text{Источники собственных средств + долгосрочныекредиты и займы}}$	0,1
Соотношения долгов	Не менее 1	$\frac{\text{Дебиторская задолженность}}{\text{Кредиторская задолженность}}$	1,02
Восстановления платежеспособности	Не менее 1	$\frac{\text{Фактическое значение коэффициентаплатежеспособности}}{\text{Нормативное значение коэффициентаплатежеспособности}}$	1,06
Способности к самофинансированию	Не менее 0,3	$\frac{\text{Чистый финансовый результат}}{\text{Финансовый результат до уплаты налогов}}$	0,6
Соотношения собственных и заемных средств для снабженческих, сбытовых и торговых организаций	Не менее 1,4	$\frac{\text{Источники собственных средств + долгосрочныекредиты и займы + краткосрочные кредиты изаймы + авансы, полученные от покупателей, +товары для перепродажи + дебиторы}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$	1,2

Следует отметить, что для сопоставимости данных актива по «Текущим активам» и пассива бухгалтерского баланса по «Обязательствам», а также для более правильного определения показателей состоятельности предприятий целесообразно исключить из дебиторов

авансовые платежи, либо включить в состав кредиторов авансы, полученные от покупателей и заказчиков. Дебиторы и кредиторы должны быть в одинаковом положении в отношении ответственности за расчетную дисциплину.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крылова Т.Б. Выбор партнера: анализ отчетности капиталистического предприятия. М.: Финансы и статистика, 1991.
2. Вакуленко Т.Г., Фомина Л.Ф. Анализ бухгалтерской (финансовой) отчетности. М.: Финансы и статистика, 2000.

ANNOTATION

New approaches are offered for definition of enterprises solvency as well as special calculations of separate criteria taking into account peculiarities of economics' branches.

Катта чуқурликдаги нефт-газ коллекторларининг хусусиятлари ҳақида

Б.Ш. Акрамов, Ш.Н. Дўсмуҳаммедов, Ф.М. Шомуродов
(Тош ДТУ, «Узбекгеофизика» ОАБ)

Илмий башоратлардан маълум бўлишича, ер қобиғининг катта чуқурликларида карбон-водородларнинг катта аҳамиятга эга бўлган захиралари мужассамлашган. Масалан, Ҳамдўстлик давлатларида, барча аниқланган газ захираларининг учдан бир қисми 5000 м дан ортиқ чуқурликларда жойлашган.

Ҳозирги пайтда нефт-газ уюмларини қидириш мақсадида қазилаётган ва чуқурлиги 4000 м дан зиёд бўлган қудуқларнинг сони йилдан-йилга ошиб бормоқда ва бундай ишлар ўзининг ижобий натижаларини бермоқда. Охирги 30-40 йил ичида АҚШда ана шундай қудуқлар сони бир неча мингдан ошиб кетди. Уларнинг қарийб 60%-и дан кўпида саноат аҳамиятига эга бўлган конлар топилди. Жанубий Луизиана (АҚШ) штатида 6262-6279 м чуқурликдан саноат аҳамиятига эга бўлган нефт олинган бўлиб, унинг дебити бир кеча-кундузда 58,2 т. га тенгдир. Геджибай (АҚШ) майдонида 6000 м чуқурликдан олинган газнинг бир кеча-кундузги мутлақ эрқим дебити 48 млн. м³ ни ташкил қилди. Фарбий Техасда қазилган қудуқда 6947 м чуқурликдан бир кеча-кундузда 425 минг м³ га тенг дебит билан газ оқими олинди.

Россиянинг Оренбург вилоятидаги Тошли майдонида 5360 м чуқурликдан бир кеча-кундузги дебити 25 т. га тенг бўлган нефт олинди. 1975 йилда Вуктил майдонидаги 38-сонли қудуқдан 5090 м чуқурликдаги қатламдан бир кеча-кундузги дебити 500 минг м³ га тенг бўлган газ фаввораси қайд қилинди. [3,4].

Ўзбекистонда нефт-газ уюмларини қидириш мақсадида ўта чуқур қудуқлар қозиш ишлари ўтган асрнинг олтинчи йилларида бошланган. Бундай қудуқлар Чуст-Поп, Коссонсой, Терговчи, Гумхона, Қоражийда ва бошқа кўпгина майдонларда қазилди. Чуст-Поп майдонидаги 6 – сонли қудуқда 5676 м чуқурликдан газнинг очиқ фаввораси кузатилиб, унинг бир кундалик дебити 100 минг м³ ни ташкил қилган. Унга қўшни бўлган майдонда эса 5300 м дан ошиқроқ чуқурликдан нефт

фаввораси олинди. Мазкур қудуқларда асосий коллектор бўлиб палеоген ётқизикларидаги оҳактошлар ҳамда неоген ётқизикларига мансуб қумтош ва алевролитлар ҳисобланади. [2, 6, 7].

Ҳар қандай ҳудудда, хусусан Фарғона тоғлараро вилоятида, нефт-газ конларини қидириш ишларини янада ривожлантириш учун уларнинг, бошқа омиллар қаторида, башоратли захираларини чамалаб кўриш тақозо этилади. Мутахассисларнинг фикрича, бутун Фарғона вилоятида аниқланган нефтнинг башоратли геологик ресурсларининг қарийб 80%-и катта чуқурликлар билан боғлиқ бўлиб, бу ҳудудлар асосан Марказий Фарғона мегасинклиналида жойлашган. [2]. Бу ерлар эса барча кўрсаткичлар бўйича янги-янги конлар очилиши учун ўта истиқболли ҳисобланади.

Мантиқан бир савол туғилиши аниқ: хўш, қайси чуқурлик катта ҳисобланади ва у чегара қандай белгиланади? Мазкур чуқурлик чегараси, албатта, ўз-ўзидан ёҳуд қандайдир шартли равишда белгиланмайди. У турли нефтгазли регионлар учун турлича бўлиб, уни белгилашда катта ҳажмда илмий-тадқиқот ва тажриба-услубий ишлар амалга оширилади. Маълумки, чуқурлик ошиши билан тоғ жинсларининг (айниқса терриген чўкинди жинсларнинг) ғоваклик ва ўтказувчанлик коэффициентлари камайиб, ҳажмий зичликлари ошиб боради. Изланишлар шуни кўрсатадики бу жараён, асосан, жинсларнинг бирламчи (диагенетик) параметрларига сезиларли таъсир ўтказар экан. Шу билан бирга у маълум бир чуқурликкача статистик қонуниятга бўйсунган ҳолда давом этиб, ана шу чуқурликдан бошлаб пастга тушган сари бундай “қонуний” ўзгаришлар бузилиб, чуқурлик янада ошганига қарамай, тоғ жинслари катта миқдордаги ғоваклик ва ўтказувчанлик коэффициентларига эга бўлар экан. Мутахассисларнинг фикрича ана шу чегарадан бошлаб жинсларда асосан иккиламчи (катагенетик) параметрлар шакллана бошлайди. Тоғ жинсларининг бутун “умри” давомида катагенезнинг бошланғич, ўрта

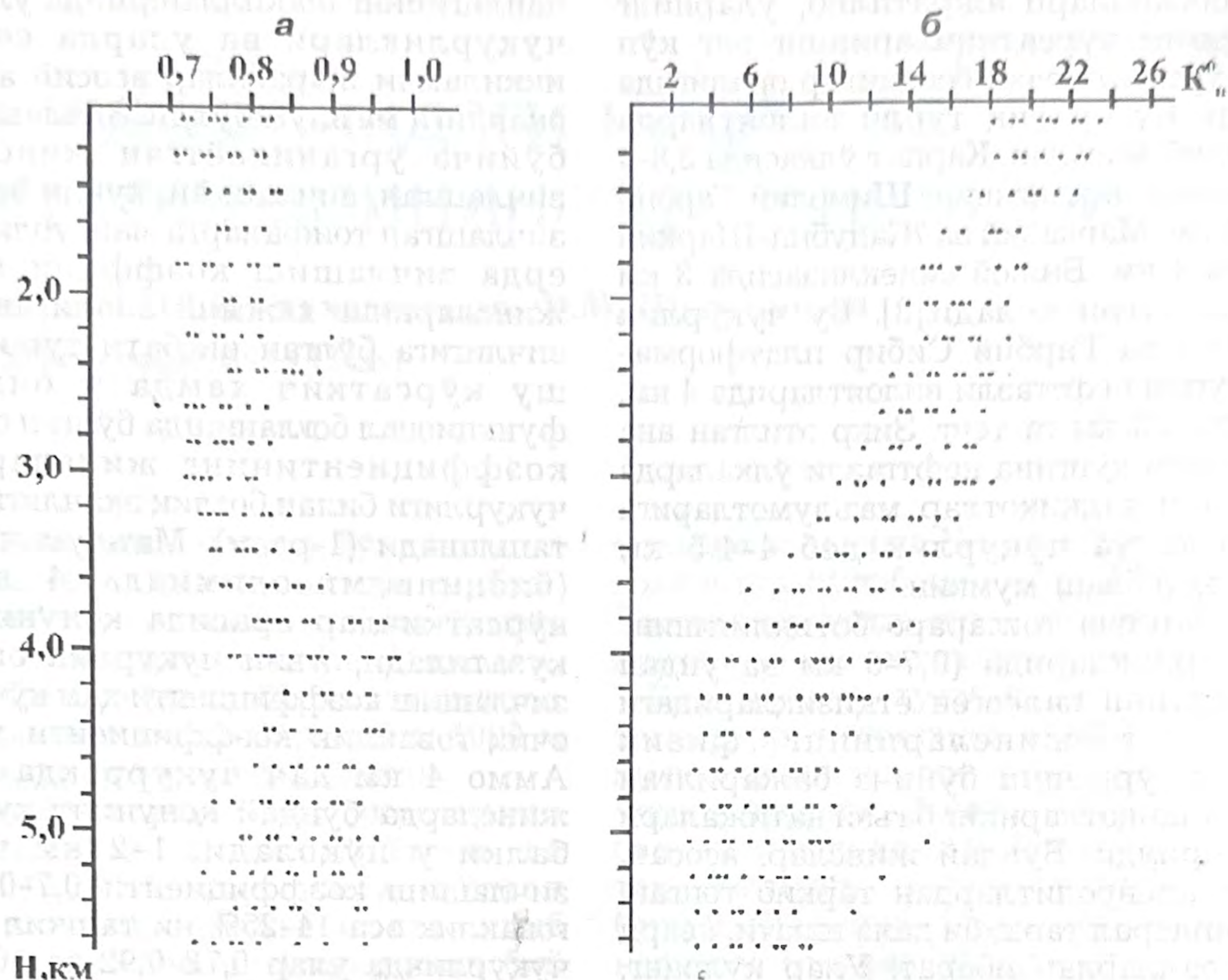
ва кечки босқичлари ажратилиб, уларнинг сизилиш-сигим кўрсаткичларининг энг кўп камайиши ўрта ва кечки босқичлар оралигида кузатилади. Бу оралиқ турли вилоятларда турлича бўлиб, масалан, Карпат ўлкасида 3,8-4 км, Днепр-Дон ботиқлигининг Шимолий-Ғарбий қисмида 3,5 км, Марказий ва Жанубий-Шарқий қисмида эса 4 км, Виллой синеклизасида 3 км чуқурликка тўғри келади.[3]. Бу чуқурлик чегараси Рус ва Ғарбий Сибир платформаларининг турли нефтгазли вилоятларида 4 км, баъзиларида-4,5 км га тенг. Зикр этилган ана шу ва дунёдаги кўпгина нефтгазли ўлкаларда олиб борилган тадқиқотлар маълумотларига асосланиб катта чуқурлик деб 4-4,5 км оралигини ҳисоблаш мумкин.

Қуйида Фарғона тоғлараро ботиқлигининг турли чуқурликларида (0,7-6 км ва ундан ортиқ) тарқалган палеоген ётқизикларидаги терриген тоғ жинсларининг физик хоссаларини ўрганиш бўйича бажарилган комплекс тадқиқотларнинг баъзи натижалари умумлаштирилди. Бундай жинслар, асосан, қумтош ва алевролитлардан таркиб топган, уларнинг минерал таркиби дала шпати, кварц каби минераллардан иборат. Улар кулранг, оч кулранг, қўнғирсимон-жигарранг, баъзи жойларда яшил бўёқларга эга. Турли ўлчамлардаги уларнинг заррачалари карбонатли, гилли, темир-гилли, гил-карбонатли, кальцитли, доломитли ва ангидрит каби моддалар билан семонланган. Бу семонловчи моддаларнинг миқдори 10-12 дан 30-40% гача ўзгаради. Семонланишнинг ғовакли, базалн, чала ғовакли, пардасимон ва регенерацион турлари учрайди. Коллектор жинсларнинг очик ғоваклик коэффициентлари 0,08-0,26 ни, ўтказувчанликлари эса $1-1200 \cdot 10^{-15} \text{ см}^2$ ни ташкил қилади. Ўрганиш учун Чуст-Поп, Хартум, Тузлук, Ғарбий Тузлук, Варух II, Охчи, Ачису, Терговчи, Ниёзбек, Гумхона, Наманган, Шимолий Қароқчиқум ва бошқа конларда қазилган қудуқлардан олинган керн намуналари танлаб олинди. Уларнинг сигим-ўтказувчанлик хусусиятларига таъсир этувчи турли омилларни аниқлаш учун асосий коллекторлик хоссалари бўлмиш ўтказувчанлик, очик ғоваклик, ҳамда зичлашиш (ҳажмий зичликларининг минерал зичликларга бўлган нисбати) коэффициентларининг ва улар жойлашган чуқурликларнинг орасидаги қиёсий боғланишлар ўрганилди. Бунда улардаги семон миқдори, зарраларнинг сараланиш коэффициенти, медиана диаметри албатта назарда тутилди. Қайд этилган кўрсаткичлар орасидаги қиёсий боғланишларни таҳлил этилганда бу тоғ жинсларининг ғоваклиги ҳамда ўтказув-

чанлигининг шаклланишида уларнинг ётган чуқурликлари ва уларда содир бўлган иккиламчи жараёнлар асосий аҳамиятта эга эканлиги маълум бўлди. Зичланиш даражаси бўйича ўрганилаётган жинслар кучсиз зичлашган, зичлашган, кучли ва жуда кучли зичлашган тоифаларга мансубдирлар.[1,5]. Бу ерда зичлашиш коэффициенти деганда жинсларнинг ҳажмий зичлигининг минерал зичлигига бўлган нисбати тушунилади. Ана шу кўрсаткич ҳамда у билан деярли функционал боғланишда бўлган очик ғоваклик коэффициенти жинсларнинг ётиш чуқурлиги билан боғлиқ эканлиги яққол кўзга ташланади (1-расм). Маълум чуқурликкача (бизнинг мисолимизда 4 км) мазкур кўрсаткичлар орасида қонуний боғланиш кузатилади, яъни чуқурлик ошиши билан зичлашиш коэффициенти ҳам кўпайиб боради, очик ғоваклик коэффициенти эса камаяди. Аммо 4 км дан чуқурроқда жойлашган жинсларда бундай қонуният кузатилмайди, балки у йўқолади. 1-2 км чуқурликда зичлашиш коэффициенти 0,7-0,85 ни, очик ғоваклик эса 14-25% ни ташкил этса, 2-3 км чуқурликда улар 0,78-0,92 ва 10-17% га, 3-4 км чуқурликда 0,82-0,97 ва 4-18% га тенгдир. 4-5,6 км чуқурликда бундай қонуният кузатилмайди, аммо очик ғоваклик коэффициенти жинсларнинг энг кичик чегаравий миқдори (2%) деярли ўзгармайди.

Шундай қилиб, ўтказилган тадқиқотлар натижасида жинсларнинг чуқурлик бўйлаб зичлашиши, бир томондан, улар устидаги қатламлар оғирлигининг таъсирида рўй бериши, иккинчидан, уларнинг бўшлиқларида ҳосил бўлган иккиламчи минералларнинг таъсирида намоён бўлиши аниқланди. Катта чуқурликларда қумтош ва алевролитларда микродарзликларнинг ҳосил бўлиш жараёни кучаяр экан. Кейинчалик улардан турли таркибдаги маъдан сувлари сизиб ўтиши натижасида ҳар хил коваклар ҳосил бўлиб, жинсларнинг сигим хусусиятини ошириши маълум бўлди. Бундай ҳол эса ўз навбатида чуқурлик ошиши билан жинслар ғоваклигининг пасайиши, зичлигининг ошиши борасидаги қонуниятларнинг бузилишига сабаб бўлар экан. Масалан Уч Қўрғон, Ғарбий Бурдалик, Ворух, Терговчи майдонларида 4-5 км чуқурликдаги жинсларнинг очик ғоваклиги 12-19% ни ташкил этади.

Хулоса ўрнида шуларни қайд этиш керакки, Фарғона ботиқлигида 1-6 км чуқурликлардаги палеоген ётқизиклари жинсларининг зичлиги, ғовакликлари ва чуқурликлари орасида кузатилган боғланишлар икки турда намоёнланиб, биринчиси 4 км гача бўлган,



Фарғона ботиклигидаги палеоген ётқизиклари жинсларининг зичлашиш (а) ва очиговаклик (б) коэффициентларининг чуқурлик бўйлаб ўзгариши

иккинчиси 4 – 6 км чуқурликда жойлашган. Биринчи зонада чуқурлик бўйлаб жинсларнинг зичлашиш даражаси ошиб, ғоваклиги камайиб борса, иккинчи зонада бундай қонуният бузилади. Биринчи зонада ҳар 1000 м чуқурлик учун очиговакликнинг ўзгариш градиенти 6% ни, зичлашиш коэффициентиники эса 0,1 ни ташкил этса,

иккинчи зонада бу кўрсаткичларнинг ўзгариши тартибсиздир.

Ўтказилган тадқиқотлар натижаси шундан кўрсатадики, Фарғона тоғлараро ботиклигининг катта чуқурликларида (4-8 км) ҳаёт ва газ уюмлари тўпланиши мумкин бўлган коллектор қатламлари мавжуддир.

АДАБИЁТЛАР

1. Антонишин Г.И., Шеремета О.В. Влияние уплотнения терригенных пород коллекторов Днепровско-Донецкой впадины на структуру их порового пространства и фильтрационные свойства // Материалы II Всесоюз. конф. М., МинхигП, 1980, С. 228-232.
2. Каломазов Р.У., Сыдиқов М.М., Юсупходжаев С.С. Эффективность нефтегазопроисводческих работ на больших глубинах в Ферганском регионе // Нефть и газ журналы, №3, 2002 г. С.32-34.
3. Доленко Г.Н., Киселев А.Е. Зоны вторичной пористости на больших глубинах – перспективный объект поисков залежей нефти и газа. М.: Наука, 1985. С. 26-31.
4. Прошляков Б.К., Добрынин В.М., Урупов А.К. Очередные задачи в области познания коллекторов нефти и газа на больших глубинах. М.: Наука, 1985. С. 4-13.
5. Прошляков Б.К. – Вторичные изменения терригенных пород коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1974. 232 с.
6. Дусмухамедов Ш.Н. и др. Результаты петрофизического изучения образцов палеогеновых пород Ферганской впадины, залегающих на больших глубинах // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. Тезисы докладов IV Всес. конф. М.: 1987, С. 110-111.
7. Дусмухамедов Ш.Н. и др. Изменение свойств терригенных коллекторов палеогена Ферганской впадины с глубиной // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985, С. 184-186.

ANNOTATION

Results of physical properties investigations for paleogene deposits of Fergana intermontane hollow situated at different depths (0,7-6 km) are generalized.

Выделение и освоение сложнопостроенных коллекторов в карбонатных породах Бешкентского прогиба

Ф.Э. Меглиев, А.К. Гулямова
(ОАО «ИГИРНИГМ»)

Неоднородность карбонатного разреза по вертикали и латерали, полиминеральный состав породобразующих и цементирующих веществ, разная структура порового пространства, многофазный характер насыщения (нефть, газ, вода), малая толщина единичных коллекторов, чередующихся с плотными породами, дополнительно осложняются техногенными факторами. К ним относятся наличие глубоких и неоднородных зон проникновения фильтрата и самой промывочной жидкости, кольматация прискважинных частей пластов глинистыми материалами, утяжелителями и в определенных условиях — гидратами [1, 2, 3, 4].

При исследовании с применением высокоминерализованных промывочных жидкостей, увеличением промежутка времени от момента вскрытия пластов бурением до проведения ГИС, репрессии на пласт и др. вероятность обнаружения других прямых качественных признаков в подобных разрезах уменьшается.

В сложнопостроенных коллекторах нередко искажаются результаты определения (K_p) по керну и испытания пластов вследствие неполного его выхода, так как в первую очередь разрушаются прослой с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

В карбонатных коллекторах трещинного и каверно-трещинного типов отсутствует линейная зависимость между пористостью и скоростью звука, а скоростные параметры влияют на развитие каверн и трещин [1]. Широкий диапазон изменения скорости (от 1,5 до 5,0 тыс. м/с) наблюдается у пород с практически одинаковой незначительной пористостью, чаще составляющей доли и единицы процента, реже 2-3.

Результаты испытаний без соответствующих условий для методик вскрытия и интенсификации часто не содержат достоверной информации о наличии или отсутствии в разрезе коллекторов и характере их насыщения.

Нами проанализированы данные исследования 170 объектов на площадях Кокдумалак, Под-

рифовый Кокдумалак, Эрназар, Акназар, Сев. Нишан, Изганча, Киркинчак, Первомайское, Южн. Тандырча, Бузахур, Джаркудук, Зафар со сложным строением порового пространства. Из них 68 (40%) оказались бесприточными (14 вскрыты перфораторами типа ПНК-89 по 6 отв/м, 54 - ПКО-89 по 30-40 отв/м), в 21 проведены соляно-кислотные обработки (СКО) и только в двух получен положительный результат.

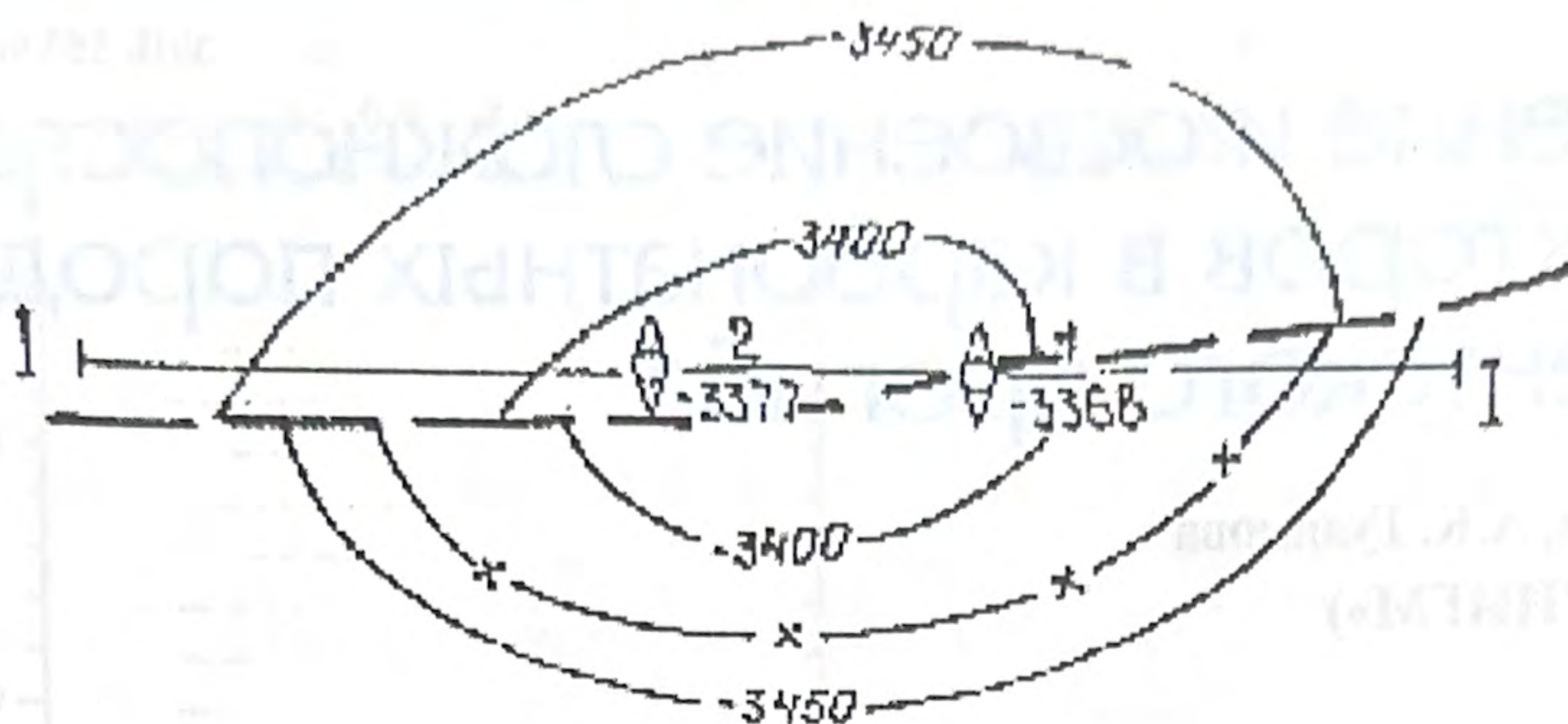
Примененные для интенсификации 202 заряда порохового генератора давления - ПГДБК-150 и 100 С оказались малоэффективными. Объекты вскрывались бурением с превышением на 10-30% гидростатического давления над пластовым, продолжительность от 34 до 58 сут.

Наличие большого количества бесприточных объектов, по нашему мнению, связано с использованием методов перфорации и интенсификации, не соответствующих условиям.

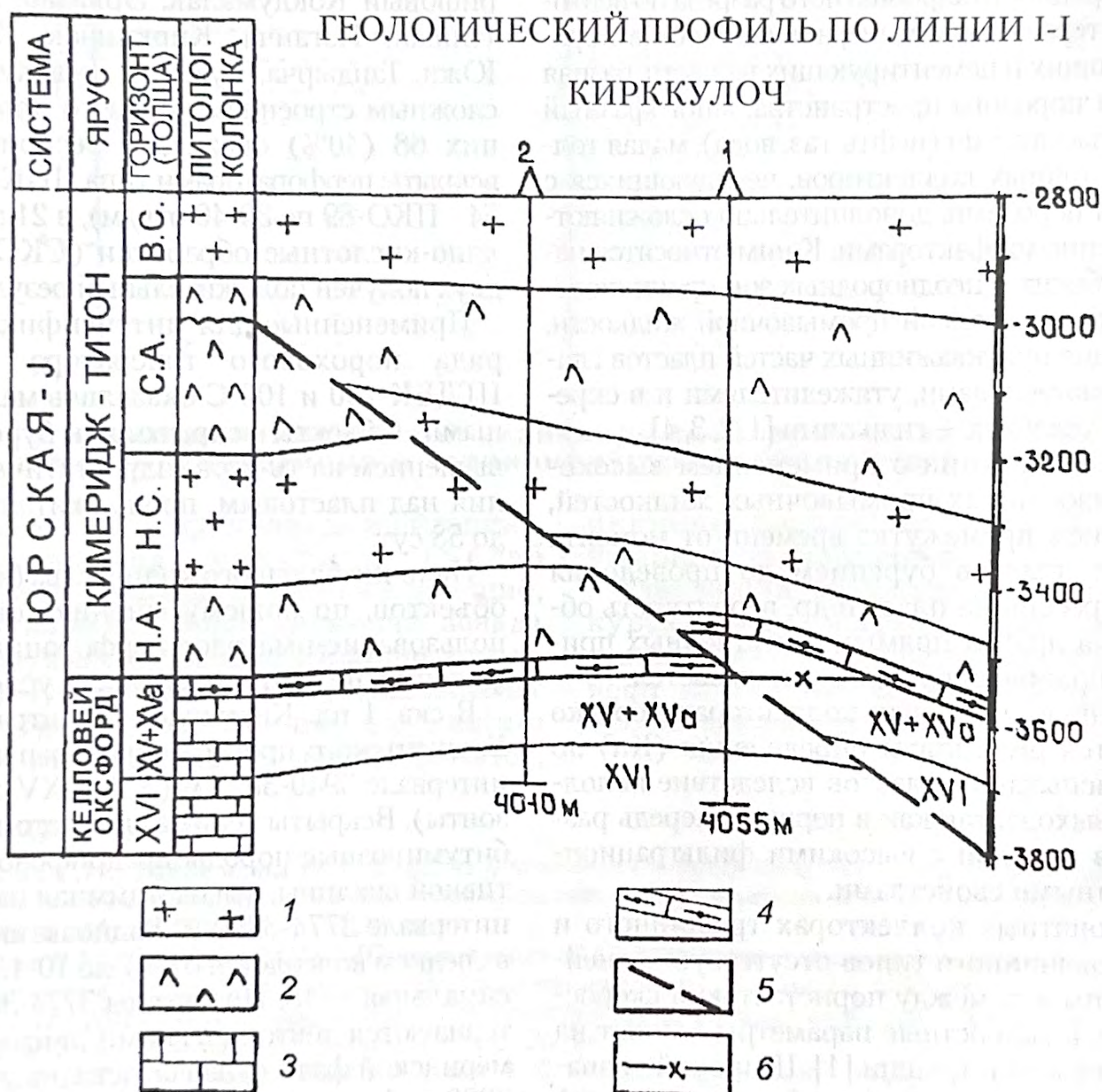
В скв. 1 пл. Кирккулоч в центральной части Бешкентского прогиба опробованы 4 объекта в интервале 3940-3823 м (XV-1, XV-а и XV горизонты). Вскрыты черные глинисто-карбонатные битуминозные породы предрифовой аккумулятивной впадины, высокоаммная пачка (ВГП) в интервале 3774-3890 м. Радиоактивность пород в среднем колеблется от 5-7 до 10-13 мкр/ч, максимальная — 18. Интервалы 3774-3824 м характеризуются тектоническими движениями киммерийской фазы складчатости, на участке 3841-3890 м фиксируется нарушение с амплитудой 67 м типа надвига-взброса (рисунок).

Горизонт XV вскрыт на глубине 3774-3890 м, XV-а - 3890-3942, XV-1 - 3942-4041, терригенная юра - 4041-4055 м. Коллекторы со сложным строением порового пространства.

В интервале 4040-3823 м опробованы 4 объекта. Первые два (3940-3930 м - XV-1, 3913-3903 м - XV-а) вскрыты перфораторами ПКО-89 по 12 отв/м. В обоих случаях приток отсутствовал, метод интенсификации не применялся. Третий



ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ I-I
КИРККУЛОЧ



Месторождение Кирккулоч. Структурная карта по кровле нижних ангидритов кимеридж-титона (составили Ф.Э. Меглиев, А.К. Гулямова):

1- соли; 2- ангидриты; 3- известняки; 4- черные сланцы; 5- разлом; 6- ГВК

объект (3876-3860 м - XV) вскрыт ПНК-89 по 6 отв/м, приток также не наблюдался, четвертый (3841-3823 м - XV) — пескоструйной перфорацией в интервале 3841-3837 м с относительно повышенной пористостью: получен газ с деби-

том 154,2 тыс. м³/с через 10 мм штуцер. По результатам интерпретации материалов ГИС все объекты характеризуются как продуктивные. Отсутствие притока в трех из них, несомненно, связано с большой зоной кольтмации и недо-

статочной силой применяемых перфораторных зарядов для вскрытия на нужную глубину.

Для получения более достоверной информации нами проведена детальная интерпретация материалов ГИС в интервалах залегания опробуемых горизонтов, вскрытых бурением в течение 48-67 сут с репрессией, составляющей 15% от пластового давления.

В интервале залегания первого объекта (3940-3930 м) выделены и обработаны 5 пластов толщиной от 1 до 3,8 м, удельное сопротивление по БК в пределах 15-400 Ом, средневзвешенный коэффициент нефтегазонасыщенности — 66%, пористость — 7,5, общая толщина — 19,6 м, эффективная — 8, глинистость — менее 5%.

Во втором коллекторе (3913-3903 м) выделены и обработаны 4 пласта толщиной от 1 до 2,2 м, удельное сопротивление БК — 80-360 Ом, средневзвешенный коэффициент нефтегазонасыщенности — 75%, пористость — 8,8, общая толщина — 10 м, эффективная — 5,3, глинистость — около 5%.

В интервале залегания 3876-3860 м выделены и обработаны 7 пластов толщиной от 0,6 до 1,2 м, удельное сопротивление по БК — 30-150 Ом, средневзвешенный коэффициент нефтегазонасыщенности — 75%, пористость — 10,0, общая толщина — 18,8 м, эффективная — 6,7, глинистость — 18-33%.

В четвертом объекте (3826-3841,2 м) выделены и обработаны 15 пропластков толщиной от 0,4 до 1 м, удельное сопротивление по БК — 400 Ом, средневзвешенный коэффициент нефтегазонасыщенности — 85%, пористость — 8, общая толщина — 19,6 м, эффективная — 8, в четырех пластах глинистость — 5-10%, в остальных — менее 5%.

Как видно, все опробованные коллекторы по ГИС примерно в одинаковой степени ха-

рактеризуются как продуктивные, приток получен только в одном, где применена более эффективная перфорация. Отсутствие его в остальных трех связано с недостаточной глубиной вскрытия.

Отсюда можно сделать вывод, что в коллекторах, подвергшихся значительной и длительной репрессии в процессе бурения, практически не удастся избежать сложного строения порового пространства, поэтому объекты должны быть вскрыты для опробования через обсадные колонны только пескоструйной перфорацией. Следует исключить малоэффективные в этих условиях перфораторы ПКО, ПНК.

Необходимо отметить, что коллекторы выделяются и на участках с повышенной глинистостью. Например, в интервале 3854-3860 м при одинаковой повышенной глинистости пласты 3857-3857,8, 3838,2-3859,4, в интервале 3874-3885 м пласты 3873,8-3875, 3879-3880, 3881-3881,6, 3882-3883, 3884-3885 м характеризуются более высокой открытой пористостью (7-12%) при большом удельном сопротивлении (30-100 Ом) и нефтегазонасыщенности (66-83%). В дальнейшем эти объекты также необходимо опробовать.

Промышленные притоки из пород высокогазонасыщенной пачки указывают на большие перспективы для открытия крупных газоконденсатных месторождений в Бешкентском прогибе.

Таким образом, для получения притоков нефти и газа объекты со сложной структурой порового пространства эффективнее вскрывать пескоструйной перфорацией. При повышенной глинистости разреза приток можно получить при нефтенасыщенности пород более 65%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Багрянцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 256 с.
2. Степанянц А.К. Вскрытие продуктивных пластов. М.: Недра, 1983. 285 с.
3. Рахимов А.К. Вскрытие пластов и крепление скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений. Ташкент: Фан, 1980.
4. Абдазимов У., Юсупов Р.Р., Мадазов А.Ш., Миракбарова В.Н. Некоторые результаты определения коэффициента вытеснения нефти из сложных коллекторов // Узбекский журнал нефти и газа, 1997, №3. С. 29.

ANNOTATION

On test results of studying area a detail materials interpretation has been performed and reliable recommendation on product reception from seams has been given by performing salt-acid treatment of the perforation object where a repression on seam was allowed in hole deepening.

Моделирование изменения коллекторских свойств пласта при фильтрации неоднородных жидкостей

Э.К. Ирматов, Б.Х. Хужайров, Ж.М. Махмудов, А.А. Закиров, Ф.Э. Жаманкулова
(ОАО «УзЛИТНефтегаз», КНИИРП Сам. отд. АН РУз, АК «Узгеонефтвазказибичикариш»)

Вода из поверхностных источников, используемая для заводнения нефтяных пластов, может содержать большое количество механических примесей (взвешенные твердые частицы, органические вещества и др.). При фильтрации таких суспензий через пористую среду возможно отделение взвешенных частиц как внутри нее, так и на наружной поверхности в виде корки. Обычно по размеру они меньше пор, поэтому часто осаждаются в них (кольматация), что приводит к выключению последних из процесса. В этом случае приемистость нагнетательных скважин снижается, вытеснение нефти из пласта и охват заводнением, а следовательно и эффективность уменьшаются [1]. С увеличением давления при закачке воды поры иногда освобождаются от твердых частиц (суффозия) и приемистость в некоторой степени восстанавливается.

При добыче нефтей повышенной вязкости содержащиеся в них высокомолекулярные компоненты (асфальтены, смолы, парафины и др.) могут осаждаться в призабойной зоне скважин [2], забивать поры, что увеличивает гидравлическое сопротивление и уменьшает дебит жидкости.

При бурении скважин и освоении пласта под действием гидростатического и гидродинамического давлений в него поступает буровой раствор или его фильтрат. Фильтрация происходит как при циркуляции, так и при ее прекращении, во время цементирования, спуско-подъемных операций, т.е. в статическом и динамическом режимах [3]. В таких условиях в пристволенной части скважины возможна кольматация пор, существенно влияющая на коллекторские, диффузионно-адсорбционные свойства пласта, а также различные технологические процессы бурения. Роль ее этих двух случаев может быть различной: при освоении скважин она отрицательная, при бурении — положительная (уменьшает вероятность возникновения прихватов колонны).

Для оценки технологических показателей заводнения при изменении коллекторских свойств пласта в результате кольматации и суффозии, закупорки пор и инфильтрации бурового раствора пласт необходимо создать эффективные модели. Для задач очистки воды такая модель предложена в [4, 5, 6], затем она обобщена с учетом диффузионных эффектов [7]. Уточненная модель кольматационно-суффозионной фильтрации дисперсных частиц описана в [8]. Нами на ее основе рассматривается задача движения воды, содержащей взвешенные твердые частицы, с учетом кольматации и суффозии пор. Система уравнений в одномерном случае при наличии предельно-суффозионного градиента давления ∇p_c имеет вид

$$\frac{\partial \delta}{\partial x} = -B \frac{\partial \zeta}{\partial t} - B_1 \frac{\partial \delta}{\partial t} (1 - \zeta) + B_1 \delta \frac{\partial \zeta}{\partial t},$$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} = \begin{cases} \frac{\omega_0}{1 + \gamma |\nabla p|} \delta - \omega_1 (|\nabla p| - |\nabla p_c|) \zeta, & \text{если } |\nabla p| \geq |\nabla p_c| \\ \frac{\omega_0}{1 + \gamma |\nabla p|} \delta, & \text{если } |\nabla p| \leq |\nabla p_c| \end{cases} \quad (1)$$

$$v = K(m) (|\nabla p| - |\nabla p_c|),$$

где $K(m) = k_0 m = k_0 m_0 (1 - \zeta(1 - \varepsilon))$; $B = \frac{m_0(1 - \varepsilon)}{q(t)}$; $B_1 = \frac{m_0}{q(t)}$; ζ — насыщенность осевшими частицами

рыхлом теле; δ - объемная концентрация твердого взвешенного вещества в движущейся смеси; ω_0, m - первоначальная и текущая пористости; ω_0, ω_1 - интенсивность коагуляции и суффозии; p - градиент давления; $q(t)$ - суммарный расход жидкой и твердой фаз через единичную площадь поперечного сечения пористой среды; γ - интенсивность влияния ∇p на коагуляцию; v - скорость фильтрации.

Первое уравнение системы (1) описывает баланс твердых частиц в потоке жидкости, второе - кинетику изменения активной пористости с учетом коагуляции и суффозии пор, третье - обобщенный закон Дарси.

Здесь рассматривается задача фильтрации в конечной области с граничным режимом по давлению. В однородный пласт длиной l , пористостью m_0 , насыщенный чистой (без частиц) жидкостью, некоторого момента $t > 0$ начинает поступать суспензия с концентрацией взвешенных твердых частиц δ_0 . Течение происходит под действием градиента давления, создаваемого постоянными граничными p_n и p_k . Исходя из этого начальные и граничные условия записываются так:

$$\zeta(0, x) = 0, \quad \delta(0, x) = 0, \quad \delta(t, 0) = \delta_0, \quad p(t, 0) = p_n, \quad p(t, l) = p_k. \quad (2)$$

Воспользуемся уравнением неразрывности

$$\frac{\partial m p}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{v}) = 0. \quad (3)$$

Считая $\rho = \text{const}$ и что пористость изменяется слабо, можно принять $\frac{\partial m p}{\partial t} = 0$. Тогда

$$\operatorname{div} \vec{v} = 0. \quad (4)$$

Подставив третье уравнение системы (1) в (4), для одномерного случая имеем:

$$\frac{\partial}{\partial x} [K(m)(|\nabla p| - |\nabla p_0|)] = 0,$$

откуда

$$K'_m(m) \frac{\partial m}{\partial x} \left(\frac{\partial p}{\partial x} - \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_0 \right) + K(m) \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0, \quad (5)$$

где $K'_m(m)$ - производная $K(m)$ по m .

Система уравнений (1) при условиях (2) решена методом конечных разностей. Используем невязную разностную схему с точностью аппроксимации $O(\tau + h)$, где τ, h - шаги сетки по времени и длине пласта соответственно.

На $(j+1)$ -ом слое сетки $\omega_{it} = \{(x_i, t_j), i=0, I, j=0, J, x_i = ih, t_j = j\tau, h=l/I, \tau=T/J\}$, где T - максимальное время, в течение которого исследуется процесс; I и J - количество точек деления сетки; аппроксимируется уравнение (5), предварительно записанное в виде

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{(1-\varepsilon)}{1-\zeta(1-\varepsilon)} \frac{\partial \zeta}{\partial x} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{(1-\varepsilon)}{1-\zeta(1-\varepsilon)} \cdot \frac{\partial \zeta}{\partial x} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_0 = 0. \quad (6)$$

Обозначим сеточное решение, определенное в точках (x_i, t_j) для давления p , через p_i^j . В результате получается следующая разностная схема:

$$\frac{p_{i-1}^{j+1} - 2p_i^{j+1} + p_{i+1}^{j+1}}{h^2} + g_i \frac{p_{i+1}^{j+1} - p_{i-1}^{j+1}}{2h} = \varphi_i, \quad i = 1, n-1, \quad (7)$$

$$g_i = \frac{\varepsilon - 1}{1 - \zeta_i^j(1 - \varepsilon)} \frac{\partial \zeta}{\partial x} \Big|_i, \quad \varphi_i = \frac{\varepsilon - 1}{1 - \zeta_i^j(1 - \varepsilon)} \frac{\partial \zeta}{\partial x} \Big|_i \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_0.$$

Условия (2) для давления принимают вид

$$p_0^{j+1} = p, \quad p_n^{j+1} = p_k. \quad (8)$$

Систему (7) с учетом (8) запишем

$$\begin{cases} p_0^{j+1} = p, \\ \alpha_i p_{i-1}^{j+1} - \beta_i p_i^{j+1} + \gamma_i p_{i+1}^{j+1} = \varphi_i, \\ p_n^{j+1} = p_k, \end{cases} \quad (9)$$

где $\alpha_i = \frac{1}{h^2} - \frac{g_i}{2h}$, $\beta_i = \frac{2}{h^2}$, $\gamma_i = \frac{1}{h^2} + \frac{g_i}{2h}$.

Из разностных уравнений баланса и кинетики соответственно получим

$$\delta_i^{j+1} = \delta_{i-1}^{j+1} - h \left(B \frac{\zeta_i^{j+1} - \zeta_i^j}{\tau} + B_1 \frac{\delta_i^{j+1} - \delta_i^j}{\tau} (1 - \zeta_i^{j+1}) - B_2 \delta_i^j \frac{\zeta_i^{j+1} - \zeta_i^j}{\tau} \right), \quad (10)$$

$$\frac{\zeta_i^{j+1} - \zeta_i^j}{\tau} = \begin{cases} \frac{\omega_0}{1 + \gamma |\nabla p|_i^{j+1}} \delta_i^j - \omega_1 (\nabla p|_i^j - |\nabla p_c|) \zeta_i^j, & \text{если } |\nabla p|_i^{j+1} > |\nabla p_c| \\ \frac{\omega_0}{1 + \gamma |\nabla p|_i^{j+1}} \delta_i^j, & \text{если } |\nabla p|_i^{j+1} \leq |\nabla p_c| \end{cases} \quad (11)$$

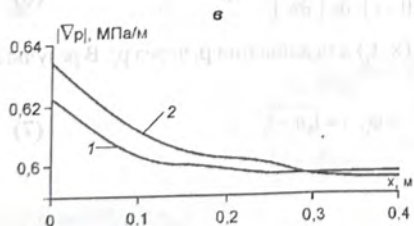
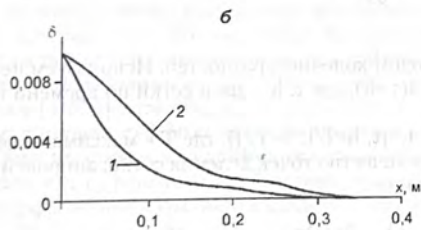
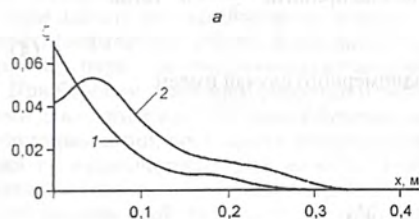


Рис.1. Профили ζ (а), δ (б), $|\nabla p|$ (в) при $\omega_0=0,1 \text{ с}^{-1}$, $\omega_1=0,1 \text{ м/МПа·с}$, $\gamma=10 \text{ м/МПа}$, $t=2000 \text{ с}$ (1) и 4000 с (2)

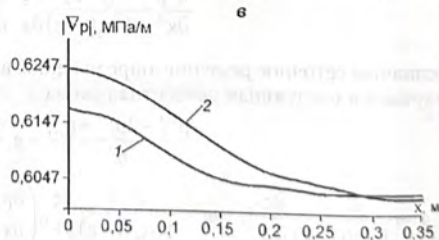
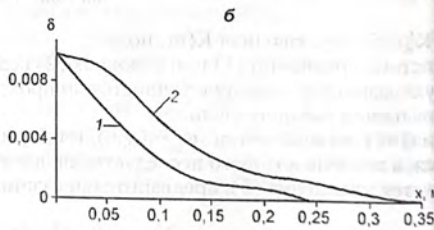
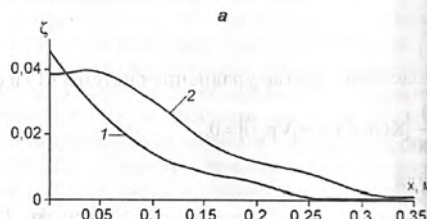


Рис.2. Профили ζ (а), δ (б), $|\nabla p|$ (в) при $\omega_0=0,5 \text{ с}^{-1}$, $\omega_1=0,1 \text{ м/МПа·с}$, $\gamma=100 \text{ м/МПа}$, $t=2000 \text{ с}$ (1) и 4000 с (2)

Условия (2) после аппроксимации имеют вид

$$\zeta_i^0 = 0, \quad \delta_i^0 = 0, \quad \delta_{i+1}^0 = \delta_0. \quad (12)$$

Решая систему уравнений (9) методом прогонки, определим давление на $(j+1)$ -ом слое, а в соответствующих точках — градиент давления по формуле

$$|\nabla p|_i^{j+1} = \frac{|p_{i+1}^{j+1} - p_i^{j+1}|}{h}. \quad (13)$$

Затем по (10), (11) и условиям (12) обычным рекуррентным расчетом находим δ_i^{j+1} и ζ_i^{j+1} . Скорость фильтрации, согласно закону Дарси, определяется как

$$v_i^{j+1} = K(m_i^{j+1})(|\nabla p|_i^{j+1} - |\nabla p_0|) = k_0 m_0 (1 - \zeta_i^{j+1}(1 - \epsilon))(|\nabla p|_i^{j+1} - |\nabla p_0|) \quad (14)$$

По разностным уравнениям (9)-(14) произведены расчеты при следующих исходных данных: $\delta_0 = 0,01$, $m_0 = 0,2$, $k_0 = 5 \cdot 10^{-1} \text{ м}^2/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, $\nabla p_0 = 0,6 \text{ МПа/м}$, $l = 7,5 \text{ м}$, $p_c = 4,5 \text{ МПа}$, $p_w = 0 \text{ МПа}$, $\epsilon = 0,01$, $\omega_0 = 0,1 \text{ с}^{-1}$, $\omega_1 = 0,1 \text{ м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, $\gamma = 0,1; 1; 10; 100 \text{ м/МПа}$, $h = 0,05 \text{ м}$, $\tau = 0,5 \text{ с}$. По полученным решениям определены профили давления, концентрация твердых взвешенных частиц, насыщенность осевших в различные моменты (рис. 1, 2).

Видно, что введение параметра ∇p_c существенно меняет картину фильтрационных показателей. В пористой среде образуются две зоны: с $|\nabla p| > |\nabla p_c|$ и $|\nabla p| \leq |\nabla p_c|$ и характеристики здесь имеют разные темпы изменения. Влияние параметров γ , ω_0 , ω_1 такое же, как и в задаче с заданной скоростью фильтрации. Однако для насыщенности осевшей массы ζ вблизи точки $x=0$ наблюдается область с пониженными значениями. Зависимость при этом может иметь немонотонный характер, что с течением времени постепенно ликвидируется. В отличие от задачи с $v_0 = \text{const}$, в точке $x=0$ уменьшение ζ и увеличение $|\nabla p|$ прогрессируют. Для различных режимов колебания γ , ω_0 , ω_1 темпы изменения δ , ζ , $|\nabla p|$ разные.

Таким образом, меняя параметры модели [8], получаем соответствующую динамику кольтационно-суффозионного процесса. Эта модель может быть использована для оценки технологических показателей заводнения пластов, добычи высоковязких нефтей, осложненной ухудшением коллекторских свойств призабойной зоны добывающих скважин в результате осаждения тяжелых компонентов, фильтрации буровых растворов, их фильтра и др.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А. Добыча нефти и газа. М.: Недра, 1981. 384 с.
2. Аметов И.М. и др. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. М.: Недра, 1985. 205 с.
3. Яримейчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. М.: Недра, 1982. 259 с.
4. Минц Г.Д. Теоретические основы технологии очистки воды. М.: Изд-во лит. по стр-ву, 1964. 156 с.
5. Шехтман Ю.М. Фильтрация малокоцентрированных суспензий. М.: Изд-во АН, 1961. 212 с.
6. Хужаёров Б.Х. Модель фильтрации суспензии с учетом кольтации и суффозии // ИФЖ, 1992, т. 63, №1. С. 72-79. Модель фильтрации дисперсных систем с учетом кольтации и суффозии // Проблемы механики, 1995, №3-4. С. 62-65.
7. Khuzhayorov B.Kh. A model of colmatation-suffosion filtration // Journal of Porous Media, 1999, vol.2, №2. P. 163-172.
8. Хужаёров Б.Х. Модель многокомпонентной кольтационно-суффозионной фильтрации // ИФЖ, 1994, т. 66, №4. С. 427-433. О модели кольтационно-суффозионной фильтрации дисперсных систем в пористой среде // ИФЖ, 2000, т. 73, №4. С. 680-685.

ANNOTATION

On the base of model a problem of water flow containing weighted solid parts is examined taking into account colmatation and pore suffosion.

Теоретические аспекты образования сальников при бурении скважин

Б.Л. Стеклянов, Р.М. Рахимов, К.Г. Валиева, М.Б. Бариев
(ОАО «УзЛитНефтегаз», ТашГТУ)

Теоретически интересным и практически важным в бурении является вопрос о чрезмерной затрате энергии в процессе очистки забоя скважины от выбуренной породы и выноса ее на дневную поверхность [1]. Решение его невозможно без объяснения физики вторичных эффектов (Томса, «ранней» и «поздней» турбулизации, Сегре-Зильберберга, пристенный) на основе открытой закономерности затрат мощности динамических систем.

Здесь приведены результаты исследования динамики шламовых частиц в круговом потоке промывочной жидкости затрубного пространства в наддольной области, проведенного с целью выяснения природы сальникообразования, подведения объективной научной основы, построения строгой теории энергозатрат в этом процессе.

Представив реальную картину в плане, т.е. в поперечном сечении скважины, получим (рис. 1):

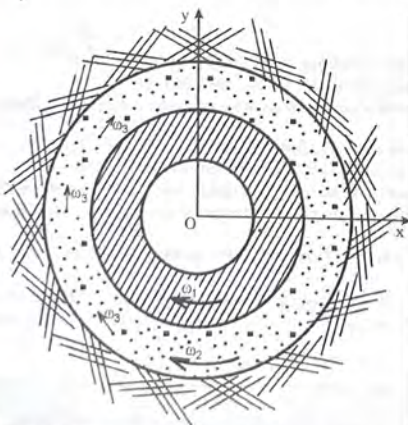


Рис.1. Схема динамики шламовых частиц в поперечном сечении скважины

1) неподвижный относительно центра контур скважины;

2) вращающуюся относительно его утяжеленную бурильную трубу (УБТ) с угловой скоростью ω_1 ;

3) вращающуюся массу промывочной жидкости с включением в нее частиц шлама со скоростью ω_2 , меньшей чем ω_1 ;

4) взвешенные частицы шлама, вынужденные совершать вращательное движение в направлении потока промывочной жидкости со скоростью ω_3 , меньшей чем ω_2 .

Таким образом, имеем соотношение обозначенных выше угловых скоростей, направленных по часовой стрелке:

$$\omega_1 > \omega_2 > \omega_3$$

Соотношения угловых скоростей против часовой стрелки будут следующими:

а) $(\omega_1 - \omega_2)$ — угловая скорость потока промывочной жидкости относительно бурильной трубы;

б) $(\omega_2 - \omega_3)$ — то же шламовых частиц относительно потока промывочной жидкости;

в) $(\omega_1 - \omega_3)$ — то же относительно бурильной трубы.

Данные соотношения объективно существуют, хотя и при каких обстоятельствах не могут считаться постоянными величинами.

Рассматривая картину динамики в плоскости поперечного сечения скважины, мы, естественно, не учитываем функциональное распределение угловых скоростей вдоль радиусов в затрубном кольцевом пространстве. Не имеет также значения, с какими угловыми и линейными скоростями шламовые частицы движутся относительно друг друга. Для нас важно наличие соотношений в форме а, б, в, дающих нам право анализировать динамику в затрубном пространстве с позиций известной закономерности затрат мощности и принципа Мопертью (см. рис. 1).

Для того чтобы разобраться в деталях процесса сальникообразования, обратимся к рис. 2.

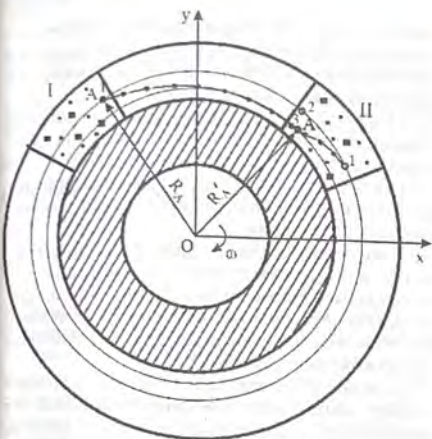


Рис. 2. Схема перемещения шламовой частицы в затрубном пространстве

Допустим, что в затрубном пространстве промывочная жидкость, увлекаемая вращением буровой трубы и гидромониторными насадками вокруг единой оси, имеет также вращательное движение по часовой стрелке. Зафиксируем в некотором секторе точку A , которая в неподвижной системе координат будет совершать такое же движение. Через некоторое время подвижный сектор промывочной жидкости в затрубном пространстве переместится из I во II неподвижной системы координат XOY .

При равновесности с удельным весом промывочной жидкости частица A должна быть в положении 1 сектора II. При невыполнении этого условия логично предположить, что она окажется в положении 2, т.е. на том же расстоянии от центра O . Но согласно закономерности затрат мощности и принципу Мопертюи, это расстояние уменьшится и точка A окажется в положении 3, где $R'_A < R_A$. Значит, в неподвижной системе координат точка A переходит из положения 1 в 3, двигаясь по часовой стрелке, а в подвижной — против нее (см. рис. 2).

Таким образом, движение частицы A в неподвижной системе координат по закручивающейся спирали обусловлено закономерностью затрат мощности и принципом Мопертюи. Эта кинематическая схема очевидна, поскольку базируется на объективных законах природы при функционировании динамических систем.

В этом плане представляет интерес распределение сил, действующих на выбранную нами

шламовую частицу в момент соприкосновения ее с поверхностью буровой трубы. Естественно, двигаясь по спиралевидной кривой (см. рис. 2), шлам рано или поздно достигнет поверхности буровой трубы. При этом движение материальной точки A ускорится. Здесь сила $\vec{F}_1$ есть результат этого движения согласно закономерности затрат мощности, а $\vec{F}_2$ — соприкосновения этой точки с поверхностью буровой трубы.

Очевидно, суммарная сила в плане $\vec{F}_1 + \vec{F}_2$ всегда направлена под некоторым углом α внутрь тела буровой трубы и, следовательно, будет присутствовать сила «прилипания» шламовых частиц к поверхности вращающейся трубы. Здесь сила обусловлена восходящим потоком промывочной жидкости (рис. 3, б). Вероятно, и в

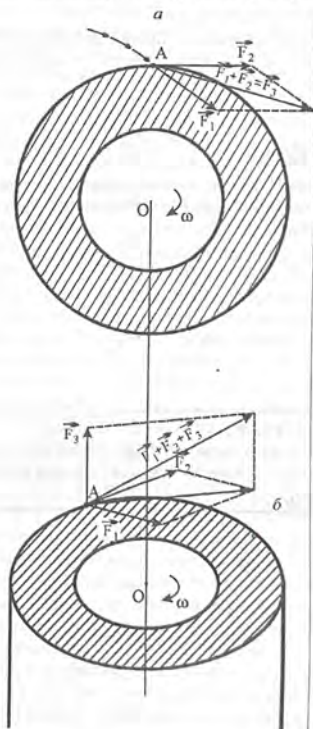


Рис. 3. Схема действующих на шламовую частицу сил: а - в плане; б - в пространстве

этом случае общая сила, определяющаяся суммой векторов $\vec{F}_1 + \vec{F}_2 + \vec{F}_3$, также направлена внутрь тела бурильной трубы.

Приведенные здесь результаты исследования природы сальникообразования позволяют сделать следующие выводы:

1) данный процесс следует рассматривать как следствие объективной закономерности вращения в кольцевом пространстве жидкости с взвешенными в ней разноразмерными шламовыми частицами;

2) сальникообразование не зависит от форм взвешенных частиц во вращающемся потоке жидкости;

3) явное проявление процесса следует ожидать при больших давлениях и скоростях жидкости на забое скважины и меньших по величине шламовых частицах;

4) движущийся поток промывочной жидкости формирует саморегулируемую динамическую

систему в затрубном пространстве с мигрирующими взвешенными шламовыми частицами по траекториям к оси вращения в плоскостях, пересекающих восходящий поток;

5) чем больше частиц пересекает поток, тем больше энергии необходимо затратить на изменение траектории их миграции;

6) сальник в явном виде образуется при недостаточном количестве энергии для изменения этой траектории;

7) высокооборотный турбинный способ бурения и гидромониторные насадки, симметрично размещенные по периферии долота, максимально способствуют сальникообразованию и в области буровых долот, и в наддолотном кольцевом пространстве;

8) процессу в значительной степени способствуют такие физико-механические свойства промывочной жидкости, как вязкость, плотность и др., влияющие на силы сопротивления движению шламовых частиц в восходящем потоке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маковей Н. Гидравлика бурения. М.: Наука, 1986. 536 с.

2. Стеглянов Б.Л. От как? ... к Почему?. Аспекты динамики буровых долот и других физических моделей // ГФНТИ, 2001. 66 с.

ANNOTATION

Investigation results of slurry parts dynamics in upstream flow of drilling fluid of drill string-borehole annulus in over bit area are presented performed with the aim to explain the nature of packing.

К вопросу гидродинамики буровых растворов при бурении скважин

Л. Стеглянов

ОАО «УзЛитИнефтьгаз»

Совокупность параметров режима бурения ограничивается тремя управляющими: осевым усилием (P), числом оборотов долота (n), количеством промывочной жидкости (Q) и представляет в общем плане динамическую систему буровое долото. Многочисленные попытки построить оптимизационную математическую модель в форме [1]

$$V = V(P, n, Q) \quad (1)$$

увенчались успехом. Причина неэффективности такого подхода очевидна: динамика бурового долота намного сложнее, чем это представляется на первый взгляд.

Для детерминированного метода построения оптимизационных схем необходимо:

1) найти критерии оценки вооружения буровых долот, зависящие от их геометрических параметров и непосредственно являющиеся характеристиками классической формулы стоимости метра проходки;

2) определить, как накладывается многофункциональный параметр Q формулы (1) на общую эффективность процесса бурения: разрушение горной породы и вынос бурового шлама области забоя скважины.

Первая задача уже решена: найдены объективные критерии оценки работоспособности буровых долот в виде экстремальных величин относительных удельных контактных A' и объемных A'' затрат разрушения, являющихся аналогами обобщенной величины абразивной стойкости вооружения на забое скважины и механической скорости бурения соответственно, т.е. [2]

$$A'_{\max} \propto \frac{1}{T}, \quad (2)$$

$$A''_{\min} \propto V_m, \quad (3)$$

T — время механического бурения, ч; V_m — механическая скорость, м/ч.

Очевидно, что T и V_m — это те недостающие параметры формулы стоимости метра проходки, которые позволяют использовать ее при решении оптимизационных задач на детерминированной основе.

В этом плане вторая задача при прочих равных условиях аналитически не связана с первой. Следовательно, обе они являются задачами наложения и разрешимы локально, а их результаты суммируются при оценке общей эффективности бурения скважин. Именно в этом контексте мы рассматриваем некоторые вопросы по динамике промывочной жидкости в процессе бурения.

С целью оптимизации очистки забоя скважины от шлама и удаления его из рабочего пространства породоразрушающего инструмента разработана достаточно масштабная классификация по природе, составу и свойствам буровых растворов. Поскольку практика бурения сталкивается с новыми условиями на забое скважины, эта работа продолжается.

Детерминированная основа аналитических критериев оценки эффективности промывочной жидкости при бурении скважин пока не найдена в связи с тем, что неизвестны затратные механизмы динамических составляющих потоков. Об этом свидетельствует тот факт, что 70-80% из всей энергии, затрачиваемой на бурение, приходится на очистку забоя скважины от выбуренной породы и вынос ее на дневную поверхность. Естественно, минимизировать столь большие затраты невозможно без решения вопросов, где и каким образом затрачивается столь большое количество энергии и каковы пути определения менее энергозатратных механизмов при транспортировке взвешенных шламовых частиц.

Один из затратных механизмов наблюдается в природе турбулентного движения жидкости [3], увеличивающего сопротивление потоку, прокачиваемому по трубе. Но ламинарное течение в описываемой нами схеме как динамическая система весьма неустойчиво. Следовательно, в таких условиях при ограниченных скоростях потоков и раз-

мерах труб мы не в состоянии выйти за пределы управляющего параметра в форме числа Рейнольдса $2000 < Re < 2300$. В этом случае движение взвешенных пылевых частиц следует рассматривать как хаотическое, т.е. с изменяющимися во времени скоростями и направлениями.

С другой стороны, так называемые вторичные эффекты — Томса, «ранней» и «поздней» турбулентностей, пристенный, Сегре-Зильберберга вносят существенные коррективы в представляемую нами физическую модель транспортировки взвешенных частиц, разнохарактерность устойчивости потоков промывочной жидкости при бурении скважин [4].

Естественно полагать, что так называемое «наматывание сальников» является следствием упорядоченной миграции взвешенных частиц. Здесь

рассматривается только процесс сальникообразования в свете эффекта Сегре-Зильберберга.

Установлено, что взвешенные частицы, плотность которых выше плотности раствора, при восходящем потоке перемещаются к оси трубы, а нисходящем — к ее стенкам, и наоборот, с меньшей плотностью мигрируют к оси трубы в нисходящем потоке и к ее стенкам — в восходящем. Частицы с нулевой плавучестью стремятся к положению устойчивого равновесия в кольцевой зоне, находящейся на расстоянии $(0,5-0,6)R$ относительно оси, где R — радиус трубы.

При анализе геометрического представления эффекта Сегре-Зильберберга (рис.1) следует обратить внимание на разностороннее положение центров притяжения тяжелых и легких частиц. Для объяснения такой упорядоченной и

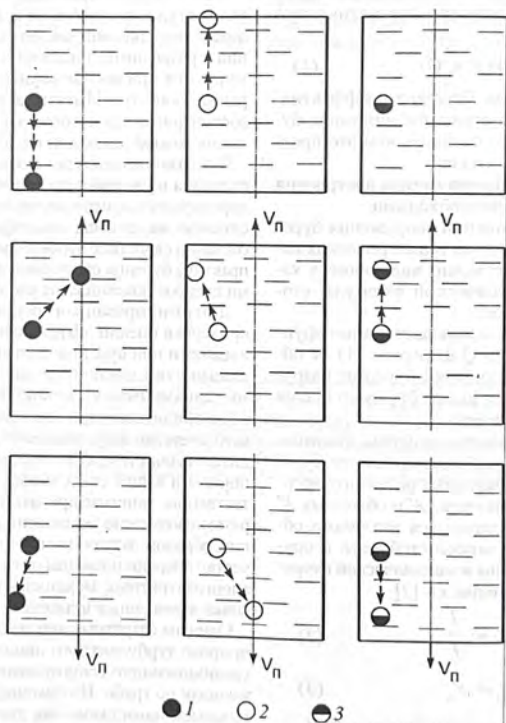


Рис. 1. Геометрическая интерпретация эффекта Сегре-Зильберберга:

1- частицы с большей плотностью, чем жидкость; 2- то же с меньшей; 3- равной плотности

разнонаправленной миграции разновесных взвешенных частиц в ламинарном потоке необходимо обратиться к открытой нами закономерности затрат мощности динамических систем [5]. Из нее следует:

1) частица произвольной формы, движущаяся в среде сопротивления по криволинейной траектории, имеет меньшие затраты энергии на силы сопротивления при одновременном вращении вокруг второй оси, параллельной первой и в обратном направлении с радиусом кривизны, не большим описанной окружности данной частицы в плоскости, перпендикулярной параллельным осям вращения;

2) затраты энергии от двойного вращения частиц в среде сопротивления будут тем меньше, чем меньше в абсолютных величинах разнонаправленные угловые скорости и их разности, а также межосевой эксцентриситет.

Если учесть принцип наименьшей затраты мощности Мопертюи, то легко геометрически смоделировать миграцию разновесных частиц в разнонаправленных потоках (рис. 2).

Силы тяжести ($\vec{F}_g$), потока ($\vec{F}_n$), закономерности затрат мощности динамических систем ($\vec{F}_j$) в совокупности с разносторонними центрами притяжения и разнонаправленными угловыми скоростями ω_1 и ω_2 дают вполне определенные направления векторов равнодействующих сил ($\vec{F}_r$).

Таким образом, эффект Сегре-Зильберберга вполне объясняется закономерностью затрат мощности динамических систем и принципом Мопертюи.

Следовательно, взвешенные частицы в восходящем потоке в поисках меньшей затраты энергии мигрируют под углом к направлению потока и создают тем самым препятствия для него, образуя как бы сетку в форме траекторий частиц в плане. При повышенных давлениях на забое скважины это связано со значительными дополнительными затратами энергии. К ним прибавляются инерционные силы, обусловленные тем, что взвешенные в среде сопротивления

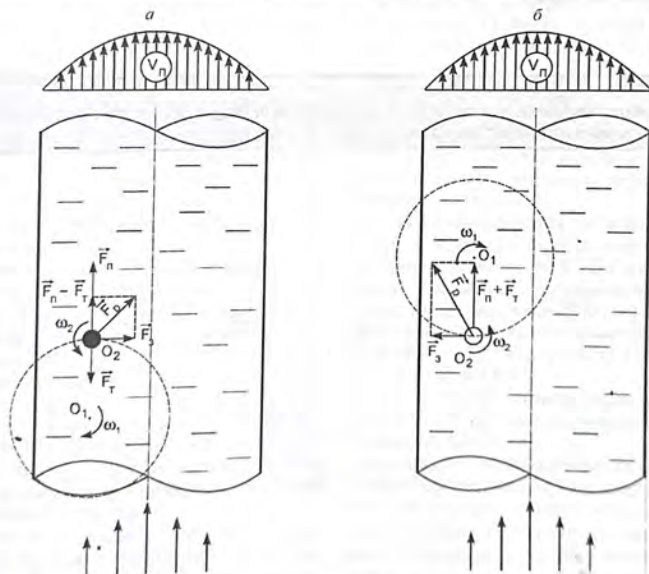


Рис. 2. Динамические схемы миграции взвешенных частиц (а - тяжелых, б - легких) в восходящих потоках

частицы устремляются по траекториям миграции с соответствующими ускорениями. При этом важную роль играют факторы, обеспечивающие вращение промывочной жидкости в затрубном пространстве.

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- миграция разноразмерных частиц под углом к направлению несущего их потока объективна и сопровождается значительными затратами энергии на преодоление сопротивления потоку;
- энергозатратный механизм сальникообразования является следствием миграции взве-

шенных частиц шлама, поэтому «наматываемые» сальники часто наблюдаются в явной форме и вызывают прихват буровых инструментов;

- чем больше плотность и динамика сеток траекторий от мигрирующих взвешенных частиц, тем большее сопротивление оказывается восходящему потоку и тем большая вероятность возникновения реальных сальников;

- правильное использование полученных результатов значительно уменьшит энергозатраты в процессе бурения и обеспечит большую вероятность безаварийной работы буровых инструментов на забое скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воляков В.А., Колесников Л.А. и др. Диспетчерское управление буровыми работами. М.: Недра, 1974. 216 с.
2. Стеглянов Б.Л. Кинетический паспорт шарошечного долота // Газовая промышленность, 1980, №11. С. 29-31.
3. Томсон Дж. М.Т. Неустойчивости и катастрофы в науке и технике / Пер. с англ. М., 1985. 254 с.
4. Маковей Н. Гидравлика бурения / Пер. с рум. М.: Недра, 1996. 536 с.
5. Стеглянов Б.Л. От Как? ... к Почему?... Аспекты динамики буровых долот и других физических моделей. ГФНТИ, Ташкент, 2001. 68 с.

ANNOTATION

Theoretical problems of suspended parts' movement in drilling mud flow are described as well as energy losses during their transportation on surface.

Применение нефтешлама при бурении глубоких скважин

У.С. Назаров, В.Р. Алиакберова, Р.М. Галлямов, А.Н. Курбанов
(ОАО «УзЛИТИнефтьгаз»)

В конце 70-х годов в УзЛИТИнефтьгаз были начаты экспериментальные исследования нефтешлама Ферганского нефтеперерабатывающего завода в качестве смазочной добавки в буровой раствор. Это многотонажный отход производства НПЗ, получаемый из отстоя промышленных сточных вод технологических установок. Жидкая часть представляет собой гидрофильную эмульсию темно-коричневого цвета плотностью 0,881–0,9 г/см³ следующего состава: вода — 30%, асфальтены — 0,6, парафин — 6,4, различные смолы — 50,1, кокс — 2,9, остальное — хлористые соли и прочие примеси. Температура начала кипения 210°C.

Полученные результаты показали, что нефтешлам совместим со всеми известными химическими реагентами, применяемыми для обработки буровых растворов, в любых концентрациях не ухудшает их показатели, обладает комплексом смазывающих, пеногасящих и антикоррозионных свойств.

Промышленные испытания нефтешлама впервые проведены в Кокандском УБР на скв.1 Яйпан (глубина 3050 м) и скв. 25 Варык (1421 м). По данным лабораторных и промышленных испытаний нефтешлам рекомендован в качестве смазочной добавки и понизителя гидравлических сопротивлений бурового раствора. Эту работу продолжили в ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», провели серию лабораторных опытов по влиянию жидкого (ЖНШ), а также пастообразного нефтешлама на показатели различных типов буровых растворов.

Действие пастообразного нефтешлама проверяли на примере бурового раствора из скв. 81 Хартум. Исходный образец имел следующие параметры: плотность (ρ) — 1,35 г/см³; ус-

ловная вязкость (T) — 42 с; водоотдача (B_{30}) — 8 см³; pH 8,5; СНС_{1/10} — 60/65 дПа, коэффициент трения ($K_{тр}$) — 0,0875. Добавив к его основе 40% технической воды, приготовили эмульсию со следующими показателями: ρ — 1,035 г/см³; $T > 200$ с; B_{30} — 4 см³; pH 6,5. В исходный буровой раствор влили 5% приготовленной эмульсии (3% нефтешлама + 2% H₂O). После перемешивания получили: ρ — 1,34 г/см³; T — 38 с; B_{30} — 6 см³; pH 8,5; СНС_{1/10} — 58/65 дПа; $K_{тр}$ — 0,0262.

Смазочные свойства буровых растворов оценивали путем измерения коэффициента трения фильтрационной корки на приборе ТФК-3 (рибометр фильтрационной корки), принцип действия которого основан на определении «угла трения». Добавка нефтешлама значительно понизила коэффициент трения глинистой корки, улучшила другие технологические показатели.

В лаборатории буровых растворов месторождения Кокдумалак провели дополнительные исследования влияния ЖНШ на технологические параметры промывочной жидкости. Проба, отобранная в мае 2002 г. на Ферганском НПЗ, имела следующую характеристику: ρ — 0,9–0,92 г/см³; T — 95 с при 35°C, 450 с при 20°C; B_{30} — 2–4 см³; pH 6,5.

Максимальная добавка нефти обычно составляет 10%, поэтому использовали такое же количество ЖНШ.

Результаты анализов показали, что добавка ЖНШ Ферганского НПЗ улучшает технологические показатели буровых растворов, в частности понижает водоотдачу, что особенно важно при разбуривании мощных соляно-ангидристых толщ на скважинах месторождения Кокдумалак и др. (таблица).

Применение нефтешлама при бурении глубоких скважин

У.С. Назаров, В.Р. Алиакберова, Р.М. Галлямов, А.Н. Курбанов
 (ОАО «УзЛИТИнефтегаз»)

В конце 70-х годов в УзЛИТИнефтегаз были начаты экспериментальные исследования нефтешлама Ферганского нефтеперерабатывающего завода в качестве смазочной добавки в буровой раствор. Это многотоннажный отход производства НПЗ, получаемый из отстоя промышленных сточных вод технологических установок. Жидкая часть представляет собой гидрофильную эмульсию темно-коричневого цвета плотностью 0,881-0,9 г/см³ следующего состава: вода — 30%, асфальтены — 0,6, парафин — 6,4, различные смолы — 50,1, кокс — 2,9, остальное — хлористые соли и прочие примеси. Температура начала кипения 210°C.

Полученные результаты показали, что нефтешлам совместим со всеми известными химическими реагентами, применяемыми для обработки буровых растворов, в любых концентрациях не ухудшает их показатели, обладает комплексом смазывающих, пеногасящих и антикоррозионных свойств.

Промышленные испытания нефтешлама впервые проведены в Кокандском УБР на скв.1 Яйпан (глубина 3050 м) и скв. 25 Варык (1421 м). По данным лабораторных и промышленных испытаний нефтешлам рекомендован в качестве смазочной добавки и понизителя гидравлических сопротивлений бурового раствора. Эту работу продолжили в ОАО «УзЛИТИнефтегаз», провели серию лабораторных опытов по влиянию жидкого (ЖНШ), а также пастообразного нефтешлама на показатели различных типов буровых растворов.

Действие пастообразного нефтешлама проверяли на примере бурового раствора из скв. 81 Хартум. Исходный образец имел следующие параметры: плотность (ρ) — 1,35 г/см³; ус-

ловная вязкость (T) — 42 с; водоотдача (V_{30}) — 8 см³; pH 8,5; СНС_{1/10} — 60/65 дПа, коэффициент трения ($K_{тр}$) — 0,0875. Добавив к его основе 40% технической воды, приготовили эмульсию со следующими показателями: ρ — 1,035 г/см³; $T > 200$ с; V_{30} — 4 см³; pH 6,5. В исходный буровой раствор влили 5% приготовленной эмульсии (3% нефтешлама + 2% H₂O). После перемешивания получили: ρ — 1,34 г/см³; T — 38 с; V_{30} — 6 см³; pH 8,5; СНС_{1/10} — 58/65 дПа; $K_{тр}$ — 0,0262.

Смазочные свойства буровых растворов оценивали путем измерения коэффициента трения фильтрационной корки на приборе ТФК-3 (трибومتر фильтрационной корки), принцип действия которого основан на определении «угла трения». Добавка нефтешлама значительно понизила коэффициент трения глинистой корки, улучшила другие технологические показатели.

В лаборатории буровых растворов месторождения Кокдумалак провели дополнительные исследования влияния ЖНШ на технологические параметры промывочной жидкости. Проба, отобранная в мае 2002 г. на Ферганском НПЗ, имела следующую характеристику: ρ — 0,9-0,92 г/см³; T — 95 с при 35°C, 450 с при 20°C; V_{30} — 2-4 см³; pH 6,5.

Максимальная добавка нефти обычно составляет 10%, поэтому использовали такое же количество ЖНШ.

Результаты анализов показали, что добавка ЖНШ Ферганского НПЗ улучшает технологические показатели буровых растворов, в частности понижает водоотдачу, что особенно важно при разбуривании мощных соляно-ангидритовых толщ на скважинах месторождения Кокдумалак и др. (таблица).

Состав бурового раствора	ρ , г/см ³	T, с	B, см ³ /30 мин	pH	СНС _{1 мин} , дПа	Примечание
Исходный — 100% из скв. 168 Кокдумалак (забой 2257 м)	1,23	172	28	8	10,8	Бурение по солям, глубина 2238 м, Р-атм, t-35 ⁰ С
Исх. №1+10% ЖНШ	1,2	180	19	8	10,2	То же
Исходный — 100% из скв. 168 Кокдумалак (2330 м)	1,23	220	31	7	18	-«-
Исх. №3 +10% ЖНШ	1,2	120	22	7	15,6	-«-
Исходный — 100% из скв. 148 Кокдумалак (1972 м)	1,23	80	46	9,5	—	—
Исх. №5+10% ЖНШ	1,2	62	34	9,5	—	—

Для оценки ингибирующих свойств и влияния нефтешлама на потенциально неустойчивые глинистые породы изучалась размокаемость образцов керна по следующей методике. Куски глинистой породы погружали в водопроводную воду и различные растворы, затем сопоставляли время их устойчивого состояния. Максимум устойчивости был достигнут в растворах KCl (5-8%), обработанных полимерами до показателя фильтрации 5 см³/30 мин и водных эмульсиях нефтешлама с таким же значением. Увеличение времени устойчивого состояния глинистых образцов в водных эмульсиях можно объяснить замедлением гидратации глин в связи с низкой фильтрацией и защитным колюматирующим действием асфальтена, парафина и различных смол, содержащихся в нефтешламе.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1) нефтешлам ФНПЗ (Алтыарыкского) рекомендуется использовать в качестве смазочной противоприхватной добавки для понижения гидравлического сопротивления бурового раствора, а также улучшения ингибирующих других технологических показателей промысловых жидкостей;

2) водные эмульсии нефтешлама могут служить основой промысловой жидкости для первичного и вторичного вскрытий продуктивных горизонтов в условиях низких пластовых давлений;

3) широкое применение нефтешлама в качестве компонента промысловой жидкости позволит решить проблему утилизации миллионов тонн отходов производства НПЗ, улучшить экологическую обстановку в регионе.

ANNOTATION

Cuttings of Ferghana oil refinery are recommended to use as antifreezing agent and lubricant for decreasing drilling mud hydraulic resistance.

Извлечение серы из природного газа месторождений Узбекистана и пути восполнения ее запасов

М.М. Сыдилов, А.А. Курбонов, Д.А. Шарипов •
(ОАО «УзЛИТИнефтегаз»)

Известно, что практически весь добываемый в республике газ содержит в своем составе сероводород, являющийся, с одной стороны, сырьем для производства высококачественной серы, с другой — нежелательной примесью, приводящей к коррозии металлов (трубопроводов, обсадных труб и т.п.) и загрязняющей атмосферный воздух токсичным сернистым ангидридом. В связи с этим по требованию нового стандарта O'zDSt 948:1999 природный газ очищается от сероводорода до 7 мг/м³, меркаптановой серы — 16. В результате получается так называемый кислый газ, содержащий сероводород и углекислоту. При переработке его извлекается комовая сера. Ее производство в Узбекистане начато в 1971 г. с вводом в эксплуатацию Мубарекского газоперерабатывающего завода (МГПЗ) из высокосернистого природного газа месторождения Уртабулак, расположенного на территории Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области (БХНГО).

Переработка кислого газа в товарную серу осуществлялась после установки аминовой се-

роочистки методом Клауса. При этом в начальный период использовались в основном кислые газы из блоков, очищающих высокосернистый газ месторождений Уртабулак, Денгизкуль-Хаузак, Северный Денгизкуль. В 1986 г. на МГПЗ была внедрена технология их концентрирования при очистке малосернистых газов. В 1996 г. в УДП «Шуртаннефтегаз» введена в эксплуатацию установка получения серы методом прямого окисления из кислых газов с содержанием H₂S — 11,0-14,0% об. после установки аминовой сероочистки газов регенерации цеолита.

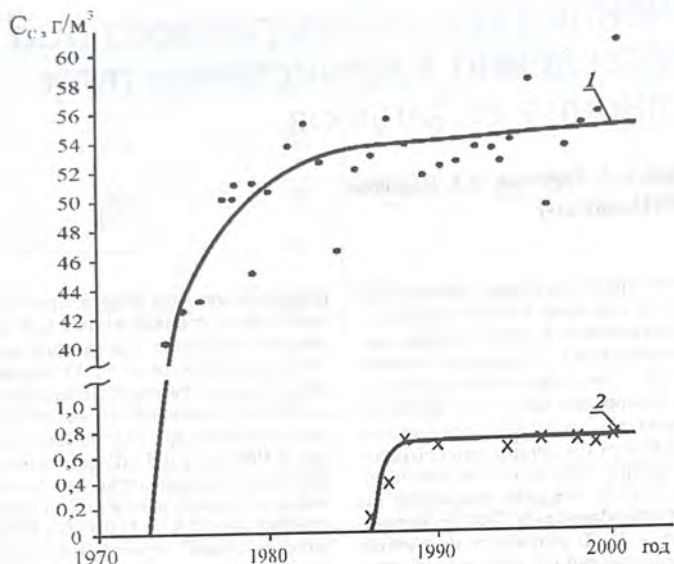
Анализ состояния рассматриваемого вопроса показывает, что сырьем для получения серы длительное время служили газы с высоким содержанием сероводорода. В последние годы серу стали вырабатывать и из малосернистых газов Шуртана, Зеварды, Памука, Култала и др.

По состоянию на 1 января 2001 г. переработано всего 585,0 млрд. м³ природного газа и произведено 8642,0 тыс. т элементарной серы (таблица).

Динамика переработки газа и производство серы по Узбекистану за 1971-2000 гг.

Показатель	1971-1975	1976-1980	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	Всего за 1971-2000
Переработка газа, млрд. м ³	25,2	40,3	72,1	101,6	115,8	190,5	585,0
Производство серы, тыс. т	240,50	739,50	1548,4	2408,01	2077,16	1629,1	8642,0
Выход серы из газа, г/м ³							
высокосернистого	41,32	48,17	51,83	53,14	53,96	54,6	50,7*
малосернистого	—	—	—	0,42	0,69	0,73	0,61*

*Среднегодовой показатель выхода серы.



Динамика удельного выхода серы из кислых газов при очистке высокосернистого (1) и малосернистого (2) газов

Действующие установки по получению элементарной серы из сероводородсодержащих газов работают стабильно и показывают вполне удовлетворительные результаты (рисунок). Удельный выход ее из высокосернистого газа в начале производства составлял 41,32 г/м³, к 2001 г. — 54,6, малосернистого — 0,42 и 0,73 г/м³ соответственно.

В пределах БХНГО наиболее обогащены сероводородом газы, приуроченные к верхнеюрским карбонатным отложениям, главным образом рифовым постройкам, наименее — к терригенным залежам нижнеюрского и мелового возраста. Диапазон колебания его содержания по данным [2] составляет 0-7% и выше. При этом максимальной концентрацией характеризуются месторождения, расположенные в пределах Денгизкульского поднятия Чарджоуской ступени БХНГО: Чегара — 7,1%, Уртабулак — 5,25, Денгизкуль — 4,47, Северный Денгизкуль — 4,2, минимальной: Шакарбулак — 0,0004, Мангит — 0,0002 [1].

По содержанию сероводорода высокосернистыми являются 3 и малосернистыми 14 мес-

торождений, в пределах которых размещены запасы серы в количествах 17331 и 2687 тыс.т соответственно.

Таким образом, содержание сероводорода в газах наряду с другими геологическими параметрами — один из основных факторов, учитывающихся при подсчете запасов серы. В настоящее время крупными объектами в этом отношении являются Денгизкульская группа, Уртабулак, подготовленный к промышленному освоению Кандым, а также предусматриваемый в будущем к разработке Гаджак.

Всего на Государственном балансе углеводородов находятся 17 площадей, из них 3 — в стадии разработки, 14 подготовлены к промышленному освоению. В них сосредоточено 12965 и 7053 тыс. т запасов серы соответственно по категории $C_1 + C_2$. В административном отношении они расположены на территории Бухарской и Кашкадарьинской областей. Малосернистые газы указанных выше месторождений из-за малого содержания и отсутствия необходимой технологии в баланс не включены.

Запасы серы восполняются, как правило, за счет открытия новых месторождений природного газа, подсчета запасов и последующего их утверждения в ГКЗ на объектах, уже находящихся в разработке, но не учтенных Государственным балансом (Шуртан, Зеварды, Култак, Памук и др.), а также завершенных разведкой.

В целях дальнейшего повышения эффективности работ в этом направлении необходимо:

1) проведение ревизии состояния запасов серы по республике в целом и малосернистым месторождениям в отдельности, в первую оче-

редь находящимся в разработке, но не числящимся на Государственном балансе;

2) нефтегазодобывающим предприятиям внести коррективы в отчетность, в частности, о состоянии баланса серы по месторождениям Шуртан, Зеварды, Култак, Памук и др.

3) с учетом достигнутого уровня извлечения серы из природного газа рассмотреть вопрос о возможности подключения малосернистых месторождений, числящихся на Государственном балансе, к установкам газоперерабатывающих предприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сиражидинов Д. Геохимия углеводородных флюидов мезо-кайнозойских отложений Узбекистана. Ташкент: Фан, 1982.
2. Партиев М.В. Сероводородсодержащие газы и закономерность их распространения в Западном Узбекистане // Узбекский журнал нефти и газа, 2000, №2. С. 22-24.

ANNOTATION

Modern state of hydrocarbon fields of Uzbekistan and gas processing at in force units on elemental sulphur extraction are considered. On the basis of analysis of hydrocarbon content in gases the ways of improving reserves' structure for gas sulphur are offered.

Определение перемещения точек резервуара, приводящего к изменению его объема при заполнении нефтепродуктами

О.М. Набиев, Ш.Ш. Бахрамов, Т. Юлдашев, И.В. Нестеров
(НИИ «Алгоритм-Инжиниринг»)

Рассмотрим цилиндрическую оболочку (резервуар) кругового очертания. Пусть R - радиус дуги окружности средней поверхности [1]. Введем координаты $\alpha = \zeta = \frac{\bar{Z}}{R}$ - относительное в направлении образующей, $\beta = \eta = \frac{S}{R}$ - центральный угол, пропорциональный дуге S поперечного круга. Формула для квадрата длины линейного элемента средней поверхности принимает вид [1]

$$ds^2 = R^2 d\alpha^2 + R^2 d\beta^2 = R^2 d\zeta^2 + R^2 d\eta^2 = R^2 (d\zeta^2 + d\eta^2). \quad (1)$$

Отсюда

$$A = B = R(2); K_1 = \frac{1}{R_1} = 0; K_2 = \frac{1}{R_2} = \frac{1}{R}. \quad (2)$$

При конечном прогибе соотношения Коши для срединной поверхности оболочки имеют вид [2]

$$\begin{aligned} \varepsilon_1 &= \frac{1}{A} \frac{\partial U}{\partial \xi} + \frac{1}{AB} \frac{\partial A}{\partial \eta} V - \frac{b_1}{A^2} W + \frac{1}{2A^2} \left(\frac{\partial W}{\partial \xi} \right)^2, \\ \varepsilon_2 &= \frac{1}{B} \frac{\partial V}{\partial \eta} + \frac{1}{AB} \frac{\partial B}{\partial \xi} U - \frac{b_2}{B^2} W + \frac{1}{2B^2} \left(\frac{\partial W}{\partial \eta} \right)^2, \\ \gamma &= \frac{A}{B} \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\frac{U}{A} \right) + \frac{B}{A} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\frac{V}{B} \right) + \frac{1}{AB} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial W}{\partial \eta}. \end{aligned} \quad (3)$$

Исключив влияние перемещений U, V на параметры кривизны, получим [2]

$$\begin{aligned} x_1 &= -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\frac{1}{A} \frac{\partial W}{\partial \xi} \right) - \frac{1}{AB^2} \frac{\partial A}{\partial \eta} \frac{\partial W}{\partial \eta}, \\ x_2 &= -\frac{1}{B} \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\frac{1}{B} \frac{\partial W}{\partial \eta} \right) - \frac{1}{A^2 B} \frac{\partial B}{\partial \xi} \frac{\partial W}{\partial \xi}, \end{aligned} \quad (4)$$

$$\varepsilon_1^z = \varepsilon_1 + z x_1, \quad \varepsilon_2^z = \varepsilon_2 + z x_2, \quad \gamma^z = \gamma + 2zx. \quad (5)$$

Для некоторого слоя оболочки, отстоящего на z от срединной поверхности, примем связь между деформациями и напряжениями в виде [2]

$$\sigma_1^z = \frac{E}{1-\mu^2} (\epsilon_1^z + \mu \epsilon_2^z), \quad \sigma_2^z = \frac{E}{1-\mu^2} (\epsilon_2^z + \mu \epsilon_1^z), \quad \tau^z = \frac{E}{2(1+\mu)} \gamma^z. \quad (6)$$

В руководящем документе по метрологии [3] приводится нормал точности измерений.

Погрешности оценки параметров стальных вертикальных цилиндрических резервуаров (далее - просто резервуаров) не должны превышать значений, указанных в табл. 1 при геометрическом методе, и в табл. 2 - при объемном.

Методы гидростатического уровня (ГИУ) погрешностей отсутствуют. В работе [4] описываются некоторые их типы.

Неустрашаемые. При наполнении резервуара появляется деформация днища; масса нефти вдавливает его дно в землю. Погрешность измерения незначительна, если прогиб постоянный или все днище деформируется однородно и значительна - если оно перемещается упруго с каждым циклом наполнения (опорожнения) и центр опускается больше, чем края.

В некоторых калибровочных таблицах содержатся серьезные погрешности, так как не учитывается растяжение обечайки из-за столба жидкости.

Таблица емкостей большинства резервуаров составляется для нефти при температуре 72° F (22,2°С). Когда нефть в резервуаре теплее или холоднее ее, действительное значение его объема

Таблица 1

Измеряемый параметр	Предел допускаемой погрешности для резервуаров вместимостью, м ³	
	100 – 4000	5000 – 50000
Длина окружности первого пояса, %	± 0,022	± 0,022
Высота пояса, %	± 0,1	± 0,2
Радиальное отклонение образующих резервуара от вертикали, мм	± 1	± 1
Толщина стенок (включая слой покраски), мм	± 0,5	± 1
Объем внутренних деталей, м ³	± (0,005 – 0,025)	± (0,025 – 0,25)

Таблица 2

Измеряемый параметр	Предел допускаемой погрешности для резервуара вместимостью до 5000 м ³
Объем жидкости при градуировке, %	± 0,1
Объем жидкости при определении вместимости «мертвой» полости, %	± 0,25
Уровень жидкости, мм	± 2

будет больше или меньше указанного в таблице. Это приводит к переналиву теплой нефти и недоливу холодной.

Ни один из действующих стандартов API гидрометрирования или калибровки резервуаров не предусматривает коррекцию на тепловое расширение обечайки.

Погрешности монтажа датчика. Точность прибора бесполезна, если высокоточный датчик монтируется на базовой поверхности, которая перемещается вверх и вниз на 1-2 дюйма из-за гидростатического или теплового эффектов.

Смещение реперных точек - фиксированных базовых точек около верхней части резервуара относительно которых осуществляются измерения. При наполнении резервуара его стенки принимают форму бочки и верхняя часть смещается вниз примерно на 0,5 дюйма.

Калибровочные таблицы компенсируют увеличение диаметра резервуара из-за гидростатического давления, но смещение реперных точек не учитывают.

Крепеж измерительного колодца к днищу резервуара означает, что он будет перемещаться вертикально вместе с ним. Когда стенка емкости при наполнении принимает бочкообразную форму жесткая связь между нею и днищем заставляет последнее выгибаться вверх около стыка. В центре оно осаживается вниз в зависимости от упругости почвы. На практике наблюдается смещение колодцев больше 1 дюйма (25 мм), если оно направлено вверх, то это приводит к переналиву.

Влияние температуры. Высота обечайки резервуара и измерительного колодца увеличивается с температурой. Когда 50-футовый (15 м) резервуар при 72° F (22° C) наполняется нефтью со 120° F (49° C), реперная точка смещается вверх примерно на 3/16 (4,7 мм).

Погрешность измерения, вызванная тепловым расширением конструкции, трудно предсказываться, поскольку зависит от температуры стенки, колодца, ленты или троса и канала, через который последняя проходит.

Метод ГИУ. Погрешность обмера резервуара, деформация днища и зарастание стенок влияют на ГИУ точно так же, как на другие методы гидрометрирования. В данном случае используется только термометр сопротивления для измерения средней температуры.

В результате перечисленных выше погрешностей и трудностей их преодоления возникают следующие проблемы:

- 1) определение внешних нагрузок, действующих на резервуар;
- 2) то же перемещений при большом прогибе резервуара;
- 3) смещения днища резервуара с учетом упругих оснований;
- 4) перемещений резервуара при большом прогибе с учетом температуры нефти и окружающей среды;
- 5) смещения днища резервуара с учетом температуры нефти и упругих грунтов.

При решении этих задач появляется возможность найти законы изменения перемещений в конструкции резервуара при заданной нагрузке и температуре, что позволит снизить погрешности и более точно определить массу и объем нефти в емкости.

Рассмотрим вывод математической модели резервуара (без учета температуры), реализации сформированной задачи на основе метода конечных разностей.

Заменим $\frac{b_1}{A^2}$ на $\frac{1}{R_1}$, $\frac{b_2}{B^2}$ на $\frac{1}{R_2}$. Тогда в (3) слагаемые

$$\frac{b_1}{A^2} W = \frac{1}{R_1} W, \quad \frac{b_2}{B^2} W = \frac{1}{R_2} W. \quad (7)$$

Для цилиндрической оболочки с учетом (2) и (7) выражения (5) принимают вид

$$\epsilon_1^z = \frac{1}{R} \frac{\partial U}{\partial \xi} + \frac{1}{2R^2} \left(\frac{\partial W}{\partial \xi} \right)^2 - \frac{z}{R^2} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2};$$
$$\epsilon_2^z = \frac{1}{R} \frac{\partial V}{\partial \eta} - \frac{1}{R} W + \frac{1}{2R^2} \left(\frac{\partial W}{\partial \eta} \right)^2 - \frac{z}{R^2} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2}; \quad (8)$$

$$\gamma^z = \frac{1}{R} \frac{\partial U}{\partial \eta} + \frac{1}{R} \frac{\partial V}{\partial \xi} + \frac{1}{R^2} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial W}{\partial \eta} - \frac{2z}{R^2} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi \partial \eta}.$$

Для получения системы дифференциальных уравнений с естественными граничными условиями используем вариационный принцип Лагранжа

$$-\delta\Pi + \delta A = 0. \quad (9)$$

Формируем вариации потенциальной энергии

$$\delta\Pi = \int_V (\sigma_1^z \delta \epsilon_1^z + \sigma_2^z \delta \epsilon_2^z + \tau^z \delta \gamma^z) dV. \quad (10)$$

Подставляем закон Гука (6) и соотношения Коши (8) в (10). Выполняем операции интегрирования по толщине оболочки и затем интегрирования по частям, приведем подобные слагаемые. В результате получим вариации потенциальной энергии в перемещениях:

$$\begin{aligned} \delta\Pi = & \frac{E}{1-\mu^2} \left\{ - \int_{\eta} \int_{\xi} \left[h \left(\frac{\partial^2 U}{\partial \xi^2} + \frac{1+\mu}{2} \frac{\partial^2 V}{\partial \xi \partial \eta} + \frac{1-\mu}{2} \frac{\partial^2 U}{\partial \eta^2} - \mu \frac{\partial W}{\partial \xi} + \frac{1}{R} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} + \frac{1-\mu}{2R} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + \right. \right. \right. \\ & + \left. \frac{1+\mu}{2R} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi \partial \eta} \right) \delta U + \left[h \left(\frac{\partial^2 V}{\partial \eta^2} + \frac{1+\mu}{2} \frac{\partial^2 U}{\partial \xi \partial \eta} + \frac{1-\mu}{2} \frac{\partial^2 V}{\partial \xi^2} - \frac{\partial W}{\partial \eta} + \frac{1}{R} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + \frac{1-\mu}{2R} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} + \right. \right. \\ & + \left. \left. \frac{1+\mu}{2R} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi \partial \eta} \right) \right] \delta V + \left[- \frac{h^3}{12R^2} \left(\frac{\partial^4 W}{\partial \xi^4} + 2 \frac{\partial^4 W}{\partial \xi^2 \partial \eta^2} + \frac{\partial^4 W}{\partial \eta^4} \right) + \frac{h}{R} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial^2 U}{\partial \xi^2} + \frac{h(1-\mu)}{2R} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial^2 V}{\partial \xi^2} + \right. \\ & + h \left(\frac{1+\mu}{4R^2} \left(\frac{\partial W}{\partial \eta} \right)^2 + \frac{3}{2R^2} \left(\frac{\partial W}{\partial \xi} \right)^2 \right) \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} + \frac{h}{4R} (1-\mu) \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial^2 U}{\partial \eta^2} + \frac{h}{R} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial^2 V}{\partial \eta^2} + \frac{h}{2R^2} \left(\left(\frac{\partial W}{\partial \eta} \right)^2 + \right. \\ & + \left. (3+\mu) \left(\frac{\partial W}{\partial \xi} \right)^2 \right) \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + \frac{2h}{R^2} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi \partial \eta} + h \left(1 + \frac{\mu}{R} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} \right) \frac{\partial U}{\partial \xi} - \frac{h\mu}{2R} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial W}{\partial \xi} + \\ & + h \left(1 + \frac{1}{R} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} \right) \frac{\partial V}{\partial \eta} - \frac{h}{2R} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial W}{\partial \eta} - h \left(1 + \frac{1}{R} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + \frac{\mu}{R} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} \right) W \Big] \delta W \Big\} d\xi d\eta + \\ & \int_{\eta} \left\{ h \left[\frac{\partial U}{\partial \xi} + \mu \frac{\partial V}{\partial \eta} - \mu W + \frac{1}{2R} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial W}{\partial \xi} + \mu \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial W}{\partial \eta} \right] \delta U + \left[h \left(\frac{1-\mu}{2} \frac{\partial U}{\partial \eta} + \frac{1-\mu}{2} \frac{\partial V}{\partial \xi} + \right. \right. \right. \\ & + \left. \left. \frac{1-\mu}{2} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial W}{\partial \eta} \right) \right] \delta V + \left[- \frac{h^3}{12R^2} \left(\frac{\partial^3 W}{\partial \xi^3} + \frac{(2-\mu)\partial^3 W}{\partial \xi \partial \eta^2} \right) + h \left(\frac{1}{R} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial U}{\partial \xi} + \frac{\mu}{R} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial V}{\partial \eta} - \frac{\mu}{R} W + \right. \right. \\ & + \left. \left. \frac{1}{2R^2} \left(\frac{\partial W}{\partial \xi} \right)^2 \frac{\partial W}{\partial \xi} + \frac{1+\mu}{4R^2} \frac{\partial W}{\partial \xi} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial W}{\partial \eta} + \frac{1-\mu}{4R} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial U}{\partial \eta} + \frac{1-\mu}{4R} \frac{\partial W}{\partial \eta} \frac{\partial V}{\partial \xi} \right) \right] \delta W + \left[\frac{h^3}{12R^2} \left(\frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} + \right. \right. \end{aligned}$$

$$+ \mu \left. \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} \right] \delta \left. \frac{\partial W}{\partial \xi} \right|_{\xi} d\eta. \quad (11)$$

Рассмотрим вариации работы внешних сил

$$\delta A = \int_V \sum_{i=1}^3 f_i \delta U_i dV + \int_S \sum_{i=1}^3 P_i \delta U_i ds. \quad (12)$$

На основе гипотезы Кирхгофа - Лява для цилиндрической оболочки имеем:

$$U_1 = U - \frac{z}{R} \frac{\partial W}{\partial \xi}; \quad U_2 = V \left(1 - \frac{z}{R} \right) - \frac{z}{R} \frac{\partial W}{\partial \eta}; \quad U_3 = W. \quad (13)$$

С учетом (13), выполнив операции интегрирования по толщине оболочки и по частям в некоторых слагаемых из выражения (12), получим:

$$\begin{aligned} \delta A = & \int_{\eta} \left\{ R^2 (f_1 + q_1) \delta U + [R^2 (f_2 + q_2) - R(M(f_2) + M(q_2))] \delta V + [R^2 (f_3 + q_3) + \right. \\ & R \left(\frac{\partial}{\partial \xi} (M(f_1) + M(q_1)) + \frac{\partial}{\partial \eta} (M(f_2) + M(q_2)) \right) \delta W \Big\} d\xi d\eta + \int_{\eta} \{ R \Phi_1 \delta U + (R \Phi_2 - M(\varphi_2)) \delta V + \\ & + R \left(\Phi_3 - M(f_1) - M(q_1) + \frac{\partial M(\varphi_2)}{\partial \eta} \right) \delta W - M(\varphi_1) \delta \left. \frac{\partial W}{\partial \xi} \right|_{\xi} \Big\} d\eta \Big|_{\xi}. \end{aligned} \quad (14)$$

Подставляем вариации потенциальной энергии (11) и работы внешних сил (14) в вариационный принцип Лагранжа (9). В результате получаем вариационное уравнение равновесия цилиндрической оболочки. Здесь перемещения U, V, W - неизвестные функции, поэтому их вариации отличны от нуля. Кроме того, такое уравнение существует в любом рассматриваемом объеме, поэтому коэффициенты этих функций должны равняться нулю.

Выведем систему нелинейных уравнений с естественными граничными условиями:

$$\begin{aligned} a_{11} \frac{\partial^4 W}{\partial \xi^4} + a_{12} \frac{\partial^4 W}{\partial \xi^2 \partial \eta^2} + a_{13} \frac{\partial^4 W}{\partial \eta^4} + a_{14} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} + a_{17} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi \partial \eta} + \\ + a_{1,10} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + a_{1,13} \frac{\partial W}{\partial \xi} + a_{1,14} \frac{\partial U}{\partial \xi} + a_{1,16} \frac{\partial W}{\partial \eta} + \\ + a_{1,18} \frac{\partial V}{\partial \eta} + a_{1,19} W + Q_1 = 0; \end{aligned} \quad (15)$$

$$a_{24} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} + a_{25} \frac{\partial^2 U}{\partial \xi^2} + a_{27} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi \partial \eta} + a_{29} \frac{\partial^2 V}{\partial \xi \partial \eta} + a_{2,10} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + a_{2,11} \frac{\partial^2 U}{\partial \eta^2} + a_{2,13} \frac{\partial W}{\partial \xi} + Q_2 = 0;$$

$$a_{34} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} + a_{36} \frac{\partial^2 V}{\partial \xi^2} + a_{37} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi \partial \eta} + a_{38} \frac{\partial^2 U}{\partial \xi \partial \eta} + a_{3,10} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + a_{3,12} \frac{\partial^2 V}{\partial \eta^2} + a_{3,16} \frac{\partial W}{\partial \eta} + Q_3 = 0$$

$$\left[b_{11} \frac{\partial^3 W}{\partial \xi^3} + b_{12} \frac{\partial^3 W}{\partial \xi \partial \eta^2} + b_{13} \frac{\partial W}{\partial \xi} + b_{16} \frac{\partial W}{\partial \eta} + \Phi_1 \right] \delta W \Big|_{\xi} = 0$$

$$\left[b_{23} \frac{\partial W}{\partial \xi} + b_{24} \frac{\partial U}{\partial \xi} + b_{26} \frac{\partial W}{\partial \eta} + b_{28} \frac{\partial V}{\partial \eta} + b_{29} W + \Phi_2 \right] \delta U \Big|_{\xi} = 0$$

$$\left[b_{33} \frac{\partial W}{\partial \xi} + b_{35} \frac{\partial V}{\partial \xi} + b_{36} \frac{\partial W}{\partial \eta} + b_{37} \frac{\partial U}{\partial \eta} + \Phi_3 \right] \delta V \Big|_{\xi} = 0 \quad (16)$$

$$\left[b_{44} \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2} + b_{4,10} \frac{\partial^2 W}{\partial \eta^2} + \Phi_4 \right] \delta \frac{\partial W}{\partial \xi} \Big|_{\xi} = 0;$$

В системе уравнений (15), естественных граничных условиях (16) перемещения превратим в безразмерный вид:

$$h = \bar{h} h_0; \quad W = h_0 \bar{W}; \quad U = h_0 \bar{U}; \quad V = \bar{V} h_0. \quad (17)$$

В них W, U, V подразумеваются безразмерными. Введем векторы смещений и силы

$$Y = \begin{pmatrix} W \\ U \\ V \end{pmatrix}; \quad = \begin{pmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{pmatrix}$$

При этом система уравнений (15) запишется в векторной форме:

$$A \frac{\partial^4 Y}{\partial \xi^4} + B \frac{\partial^4 Y}{\partial \xi^2 \partial \eta^2} + C \frac{\partial^4 Y}{\partial \eta^4} + D \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} + E \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi \partial \eta} + G \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta^2} + H \frac{\partial Y}{\partial \xi} + L \frac{\partial Y}{\partial \eta} + JY + = 0. \quad (18)$$

Матрицы $A, B, C, D, E, G, H, L, J$ имеют размерности третьего порядка. Элементами их являются выражения коэффициентов системы (15).

Для решения векторного уравнения используем метод конечных разностей. Аппроксимируем дифференциальные выражения (18):

$$A_{ij} Y_{i-2,j-2} + B_{ij} Y_{i-2,j} + C_{ij} Y_{i-2,j+2} + D_{ij} Y_{i-1,j-1} + E_{ij} Y_{i-1,j} + G_{ij} Y_{i-1,j+1} + H_{ij} Y_{i,j-2} + J_{ij} Y_{i,j-1} + K_{ij} Y_{ij} + L_{ij} Y_{i,j+1} + M_{ij} Y_{i,j+2} + N_{ij} Y_{i+1,j-1} + O_{ij} Y_{i+1,j} + P_{ij} Y_{i+1,j+1} + S_{ij} Y_{i+2,j-2} + Q_{ij} Y_{i+2,j} + R_{ij} Y_{i+2,j+2} + = 0. \quad (19)$$

Система уравнений (19) получает компактный вид, если ввести векторы

$$Z_i = \begin{pmatrix} Y_{i,j-2} \\ Y_{i,j-1} \\ Y_{ij} \\ Y_{i,j+1} \\ Y_{i,j+2} \end{pmatrix}; \quad i = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ i,j \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix},$$

$$A_i Z_{i-2} + B_i Z_{i-1} + C_i Z_i + D_i Z_{i+1} + E_i Z_{i+2} + = 0. \quad (20)$$

Здесь коэффициенты являются клеточными матрицами:

$$A_i = (A_{ij}, 0, B_{ij}, 0, C_{ij}), B_i = (0, D_{ij}, G_{ij}, 0), C_i = (H_{ij}, J_{ij}, K_{ij}, L_{ij}, M_{ij}) \quad (21)$$

$$D_i = (0, N_{ij}, O_{ij}, P_{ij}), E_i = (S_{ij}, 0, Q_{ij}, 0, R_{ij}).$$

Уравнения (20) с граничными условиями (16) приводятся к задаче Коши:

$$AZ = b \quad (22)$$

$$A = \begin{pmatrix} C_1 & D_1 & E_1 & & \\ B_2 & C_2 & D_2 & E_2 & \\ A_3 & B_3 & C_3 & D_3 & E_3 \\ & & & & \\ & A_{N-3} & B_{N-3} & C_{N-3} & D_{N-3} & E_{N-3} \\ & & A_{N-2} & B_{N-2} & C_{N-2} & D_{N-2} & E_{N-2} \\ & & & A_{N-1} & B_{N-1} & C_{N-1} & D_{N-1} \\ & & & & A_N & B_N & C_N \end{pmatrix}$$

К решению системы алгебраических уравнений (22) применим метод блочного исключения [5]:

$$Z_m^Y = f_m - H_m Z_{m+1}^Y - \dots - Z_{m+2}^Y, \quad (23)$$

где

$$f_m = G_m (b - G_m f_{m-1} - A_m f_{m-2}); H_m = G_m (D_m - G_m H_{m-1});$$

$$m = G_m E_m; G_m = [C_m - A_m H_{m-2} - G_m H_{m-1}]^{-1}; G_m = B_m - A_m H_{m-2}.$$

После определения компонентов вектора перемещений проверим точность полученных решений:

$$\max_i |Z_i^{Y+1} - Z_i^Y| < \epsilon |Z_i^{Y+1}|. \quad (24)$$

Если условие (24) не выполняется, вычисляются коэффициенты (21) и соответствующим расчетом уточняются граничные условия (16). Операция повторяется до выполнения условия (24). После решения сформированной задачи по формулам (17) находятся размерные значения перемещений срединной поверхности оболочки.

Таким образом, форма срединной поверхности резервуара и закон изменения его радиуса по кругу и высоте, а также все параметры становятся известными, что дает возможность вычислить точный объем емкости после наполнения жидкостью с учетом внутреннего оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Власов В. З. Избранные труды. Том I. М. 1962. 528 с.
2. Вольмир А. С. Устойчивость деформируемых систем. М.: Наука, 1967. 984 с.
3. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров. Методика выполнения измерений геометрическим и объемным методами. М.: Госстандарт. 1990. 46 с.
4. Ф. Дж. Берто. Преимущество систем измерения уровня в резервуарах гидростатическим методом // Oil & Gas.
5. Самарский А. В., Николаев Е. С. Методы решения сеточных уравнений. М.: Наука. 1978. 590 с.

ANNOTATION

Mathematic reservoir model of a large volumes is worked out in point travel (without accounting of the oil products' temperature). On the basis of final deferences a resolving equation in vector form is formed. A realization scheme of sum solution is given on the basis of Gauss exception method.

Никель-молибденовый катализатор на терморегенерированном цеолите СаА

И. Кадыров, О. Кузиев, З.С. Салимов, М.И. Халмиразева

(Институт общей и неорганической химии АН РУз, Шуртанский газоперерабатывающий завод)

Повысить технический уровень нефтеперерабатывающих заводов, их технико-экономические показатели невозможно без наращивания мощности каталитических процессов [1]. Только гидрогенизацией можно увеличить производство «светлых» дистиллятов путем вовлечения в переработку остаточных нефтепродуктов [2]. У нас в республике катализаторы не вырабатываются, хотя спрос на них очень большой. В частности, гидрообессеривание моторных топлив и минеральных масел осуществляется на импортных Al-Ni(Co)-Мо контактах. Однако в нефтепродуктах, полученных в их присутствии, заметного изменения группового и фракционного составов не происходит. Для этого необходимы гидрирующие и изомеризующие свойства, которых у промышленного Al-Ni-Мо катализатора недостаточно [3].

В отходах газоперерабатывающих заводов накоплено большое количество производственного отхода — отработанного цеолита СаА, экологически опасного и подлежащего обезвреживанию. В то же время благодаря своим специфическим характеристикам он используется как адсорбент и компонент гидрирующих, изомеризующих катализаторов. Учитывая это, мы исследовали возможность повторного применения отработанного цеолита СаА как кислотного носителя при разработке катализатора для гидрооблагораживания нефтепродуктов. Найден оптимальный режим его окислительной регенерации, при котором рентгенофазовый состав и прочностные характеристики заметно не изменяются [4]. Установлено, что на поверхности регенерированного цеолита присутствует набор кислотных центров силой от 6,1 до -6,3 ммоль/г, в основном брентедовских [5]. Активация 0,1%-ым раствором HCl способствует еще большему их усилению. Следовательно, на нем можно осуществлять процессы, протекающие по карбоний-ионному ме-

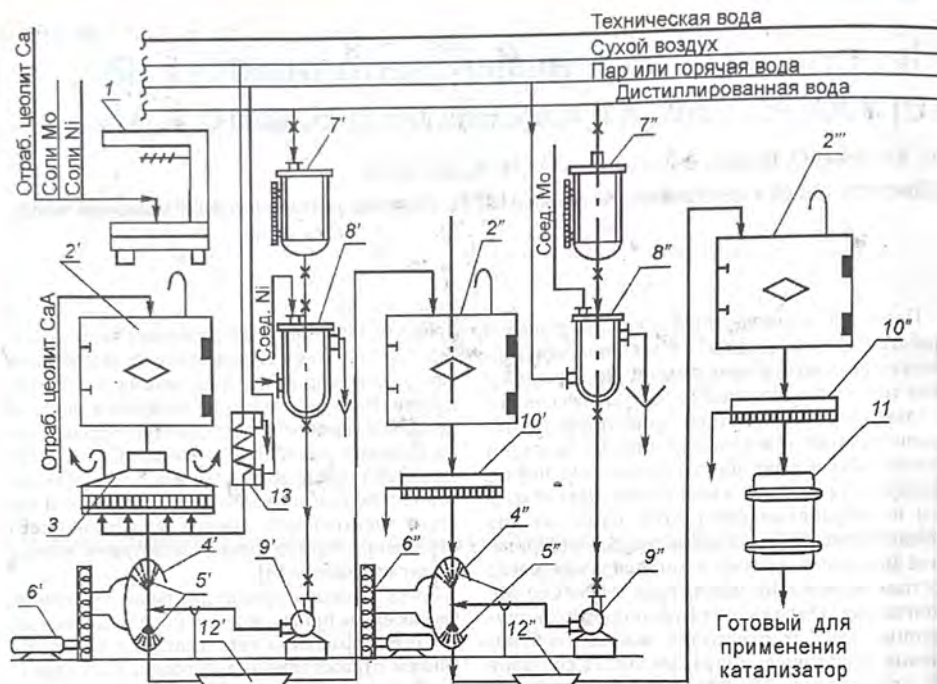
ханизму. Нанесение же активных гидродегидрирующих металлов позволяет создать катализатор для гидрооблагораживания нефтепродуктов. В наших опытах он готовился методом пропитки терморегенерированного цеолита соединениями молибдена и никеля. С целью наблюдения происходящих при этом процессов по стадиям изучался рентгенофазовый состав, электронный спектр диффузионного отражения, термограммы, кислотно-основные и другие свойства [5].

Здесь показана принципиальная технологическая схема приготовления никель-молибден-цеолитсодержащего катализатора с использованием отработанного адсорбента СаА (рисунок):

- терморегенерация отработанного цеолита СаА;
- нанесение соединений никеля на регенерированный цеолит;
- прокалка никельсодержащего цеолита;
- нанесение на него соединения молибдена;
- прокалка никель-молибденсодержащего цеолита;

- упаковка и отгрузка готового катализатора.

Терморегенерацию отработанного цеолита СаА осуществляют в прокалочном агрегате 1 при 580-600°C и слабом токе атмосферного воздуха в течение 5,5-6,0 ч. По окончании процедуры температуру снижают до комнатной и цеолит выгружают из печи. С целью освобождения регенерированного экструдата от пыли, крошки и продуктов, образующихся при выгорании адсорбированных органических веществ, его сначала просеивают через сито 10' с отверстиями ячеек 0,8-1,0 мм, потом продувают чистым сухим воздухом температурой 50-60°C. Затем на цеолит СаА наносят соединение никеля в виде водного раствора пульверизатором 5' в пропиточном аппарате 4' при равномерном перемешивании. По мере ввода расчетного количества раствора происходит полное его по-



Принципиальная технологическая схема терморегенерации отработанного цеолита и приготовления никель-молибден-цеолитового катализатора:

1- весы; 2', 2'' - прокалочные печи; 3- продувочный аппарат с пылеуловителем; 4', 4'' - пропиточные аппараты; 5', 5'' - pulverизаторы; 6', 6'' - редукторы; 7', 7'' - мерники; 8', 8'' - растворители; 9', 9'' - центробежные насосы; 10', 10'' - сито; 11- бочки для готового катализатора; 12', 12'' - противни; 13- калорифер

глощение цеолитом. Далее содержимое пропиточного аппарата выгружают в противни 12' из нержавеющей стали и помещают в камеру прокалочного агрегата 2', где оно находится при 550-560°C в течение 4,5-5,0 ч. После этого температуру системы снижают до комнатной, экстракт просеивают через сито 10'' с отверстием на 0,8-1,0 мм меньше его размеров.

Соединение молибдена наносят на никель-цеолитсодержащую систему в виде водного раствора pulverизатором 5'' в пропиточном аппарате 4'' при равномерном перемешивании. После ввода расчетного количества катализаторную систему переносят на противни из нержавеющей стали 12'' с толщиной слоя 3,5-4,0 см, проявлявают в токе воздуха в течение 3-5 ч, затем помещают в камеру прокалочного агрегата. Режим аналогичен описанному выше. После прокалики температуру снижают до комнатной, катализатор выгружают из печи и просеивают

через сито с отверстием на 0,8-1,0 мм меньше, чем размеры экструдата.

Готовый молибден-никель-цеолитсодержащий катализатор упаковывают в полиэтиленовые мешки, помещают в 200-литровые бочки с откидывающейся крышкой и отгружают потребителям.

Как видим, технология приготовления катализатора проста, не требует сложного технологического оборудования, в том числе импортного. Организация производства и практическое его применение в гидропроцессах позволяют не только отказаться от импорта Al-Ni(Co)-Mo носителя (стоимость 7,5-8,0 тыс. долл./т), но и экспортировать его за пределы республики. Благодаря более высоким гидрирующим и изомеризирующим свойствам нового катализатора по сравнению с промышленным Al-Ni-Mo создается возможность улучшить эксплуатационно-

экологические качества производимых нефтепродуктов.

Так, в его присутствии в автоклаве при начальном давлении водорода 5,0 МПа, температуре 400°C и соотношении с сырьем 1:10 глубина гидрирования бензола в циклогексан, гидризомеризации в метилциклопентан и деструкции продуктов гидрогенизации в алканы соответственно составила, % масс: 26,6, 0,54 и 6,3, в то время как на промышленном Al-Ni-Mo катализаторе при тех же параметрах — 1,98, 0,2 и 0,02. При начальном давлении водорода 2,5-3,5 МПа и температуре 440-445°C газ (побочный продукт масляного производства - петролатум) на 85-88% превращается в смесь

моторных (авто-, авиа-, дизельных) топлив. Благодаря гидрирующим, изомеризирующим и расщепляющим свойствам катализатора конечный нефтепродукт обогащается изо-парафино-углеводородами. Сказанное подтверждается снижением температуры застывания гидрогенизата до минус 4-6°C против плюс 46°C у исходного сырья.

На основании изложенного выше считаем целесообразной организацию производства контакта на одном из объектов химической или нефтеперерабатывающей промышленности республики. Технологический регламент для выпуска укрупненной партии разработан.

ЛИТЕРАТУРА

- Смирнов В.К., Ганцев В.А., Сухоруков А.М. и др. // *Химия и технология топлив и масел*, 2001, №6. С. 4-6.
Суворов Ю.П., Ходжиев С.Н., Кричко А.А. // *Нефтехимия*, 2000, т. 40, №3. С. 193-197.
Сайдахмедов Ш.М. История, состояние и перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности Узбекистана // *Узбекский журнал нефти и газа*, 1997, №1. С. 37-42.
Кадыров И., Салимов З.С., Молодоженюк Т.Б. и др. // *Процессы нефтехимии и нефтепереработки*, 002, №2. С. 72-76.
Кадыров И., Бектурдиев Г.М., Молодоженюк Т.Б. и др. // *Химия техн. топлив и масел*, 1999, №3. С.34-36.

ANNOTATION

Preparation technology of nickel-molybdenum catalyst is presented. Contact is synthesized by putting nickel and molybdenum combinations on zeolite CaA. It's recommended to use this catalyst in oil products hydromodification.

Усовершенствование конструкции прибора оценки водоотдачи буровых растворов

Э.У. Мамаджанов

(ОАО «УзЛТИнефтьгаз»)

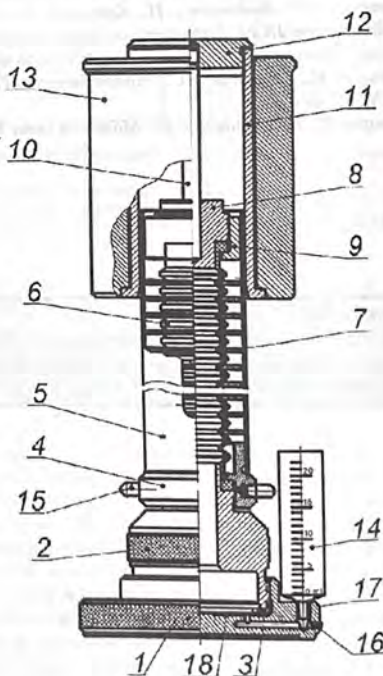
Используемый в настоящее время в полевых и лабораторных условиях прибор для оценки водоотдачи типа ВМ-6 не обеспечивает достаточную точность измерений из-за плохой герметичности плунжерной пары, приводящей к утечке продавочной жидкости (масла) и соответственно к погрешности показаний груза-шкалы.

Описанный ранее прибор ПСВ-8 позволяет исключить данные недостатки. С целью дальнейшего упрощения работы на нем и повышения точности измерений статической водоотдачи предложен СВМ-10. Основной механизм работы прибора сохранил принцип, заложенный в ПСВ-8. Фильтрационная камера изолирована от напорного узла эластичным элементом в виде сильфона, что исключает использование масла в качестве буферной продавочной жидкости. Отличительной особенностью прибора являются измененная и упрощенная конструкция, измерение прямым отсчетом - по объему выделенного фильтрата (рисунок). Он состоит из трех узлов: фильтрационного, напорного и грузового. Фильтрационный включает камеру с поддоном и проницаемой решеткой-фильтром 1, стакан 2, измерительную мензурку 14 для сбора фильтрата, устанавливаемую в вертикальном положении в посадочное отверстие на краю поддона, которое соединяется с каналом выхода жидкости. Верхний конец фильтрационного стакана имеет горловину с гладкой внешней стенкой для надевания на нее эластичного сильфона 6.

Отдельный индивидуально собранный напорный узел состоит из направляющей втулки 5, сильфона 6, центрирующих шайб 7, пере-

ходника 4, уплотнительной головки 8 с накидной гайкой 9. Концы сильфона для обеспечения герметизации сделаны в форме раструба, верхний заглушается уплотнительной головкой, которая сверху имеет осевое посадочное гнездо под шток-толкатель груза.

В грузовой узел входят направляющая втулка груза 11 с крышкой 12, шток-тол-



Прибор для определения статической водоотдачи буровых растворов СВМ-10

тель 10 и собственно груз 13. Общая масса его и втулки рассчитана так, чтобы при нагружении в камере, образованной из сообщающихся между собой фильтрационным стаканом и сильфона, обеспечивалось давление 0,1 МПа.

Принцип работы прибора следующий. Соединенные вместе фильтрационный и напорный узлы переворачиваются, затем после съема поддона с проникаемой решеткой-фильтром в камеру заливается испытываемый раствор. Поверх решетки кладутся фильтровальная бумага 18 и прокладка 3 и он плотно завинчивается сверху. Измерительная мензурка с уплотнительной втулкой 17 устанавлива-

ется в выходное отверстие поддона. Прибор переворачивается и ставится на основание, после чего в гнездо уплотнительной головки сильфона вставляется шток-толкатель втулки груза и осторожно сажается основной груз. С этого момента при давлении в камере 0,1 МПа начинаются фильтрация и отсчет времени измерения. Объем испытываемого раствора в камере уменьшается, сильфон сжимается и груз опускается. На фильтровальной бумаге образуется глинистая корка, толщина которой увеличивается пропорционально времени. Измерение водоотдачи ведется за 30 мин, после чего значение объема фильтрации, полученное по мен-

Результаты сравнительных измерений фильтрации на приборах статической водоотдачи ВМ-6 и разработанном опытном образце СВМ-10

Раствор	Плотность, см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача за 7,5 мин			Водоотдача за 30 мин		
			ВМ-6		СВМ-10	ВМ-6		СВМ-10
			по шкале, см ³	по объему выделившегося фильтрата, см ³	по объему выделившегося фильтрата, см ³	по шкале, см ³	по объему выделившегося фильтрата, см ³	по объему выделившегося фильтрата, см ³
глинистый 3%-ый бентонитовый	1,03	—	16	14	13	>40	26	25
глинистый 6%-ый бентонитовый	1,04	19	11	7,6	7,8	21,5	15,6	15,6
глинистый 10%-ый бентонитовый	1,09	40	7,8	7,4	7,3	17	15	14,7
глинистый 2%-ый бентонитовый +0,3% К-9	1,02	40	4,25	4	4,3	10,25	9	9,5
глинистый 3%-ый бентонитовый +0,5% КМЦ	1,03	17	5	5	5	11	10,4	10
глинистый 2,5%-ый бентонитовый +0,5% КМЦ	1,02	17	5,5	5	5	11,5	11	11
глинистый 5%-ый бентонитовый +1% КМЦ+5% NaCl	1,08	22	5	5	5,4	17,5	9,9	10
глинистый 5%-ый бентонитовый +1% КМЦ+10% NaCl	1,12	18	7,5	7	8	26	13,6	14,2
глинистый 20%-ый (орусейская глина) +0,1% АНГП	1,15	16	9	7	7	25	14	13
глинистый 40%-ый (орусейская глина) +0,15% АНГП+27,5% барита	1,4	60	7	6	6	17	11	10,5
глинистый 35%-ый (орусейская глина) +0,1% АНГП+140% барита	1,8	100	6	5	5	15	10	10

зурке, умножается на коэффициент 2 с целью соответствия масштабу шкалы прибора ВМ-6, которая дважды превышает фактический объем. Оценку допускается производить и за 7,5 мин, тогда полученный результат умножается на 4.

Одновременно осуществлялись сравнительные испытания приборов СВМ-10 и ВМ-6, показания снимались как по шкале, так и объему выделившегося фильтрата. Для этого в основание ВМ-6, имеющего отверстие для выхода жидкости, вставлялась измерительная мензурка, как у СВМ-10 (объем его камеры и площадь фильтрации соответствовали этим же показателям ВМ-6). Водоотдача определялась за 7,5 и 30 мин для 20 видов буровых растворов с разной рецептурой. Использовались пробы с удельным весом от 1,02 до 2,1 г/см³, чистые и обработанные реагентами, разной степени минерализации (таблица).

Как видим, водоотдача, определенная по показаниям прибора ВМ-6, в большинстве случаев значительно превышает истинные объемы фильтрата, выделившегося из бурового раствора. В то же время непосредственное измерение его в обоих приборах по шкале мензурки показывает одинаковые или близкие результаты.

Отличие не превышает 10%, что можно отнести к погрешностям опыта.

Таким образом, можно сделать следующие выводы.

По сравнению с известным ВМ-6 предлагаемый нами прибор СВМ-10 прост по конструкции и в обслуживании, не требует использования масла, погрешность его измерений мала и находится в заданных пределах $\pm 0,5$ см³/30 мин (у ВМ-6 нередко достигает 30% и выше). Он надежно работает при измерении статической водоотдачи различных типов буровых растворов, в том числе газированных, высокоминерализованных, обработанных щелочами, утяжеленных и прочих.

На основе технической документации, разработанной в отделе бурения ОАО «УзЛИТИнефтегаз», в АООТ «Нефтегазконструкция» выпущена опытная партия СВМ-10 в количестве 30 штук, прошедшая лабораторные и приемочные испытания по специально созданным методикам. Все приборы укомплектованы подробным руководством по эксплуатации и запасными частями. В настоящее время они проходят испытание на объектах АК «Узбурнефтегаз» и в лабораториях ОАО «УзЛИТИнефтегаз».

ANNOTATION

A new device construction is presented for estimation drilling muds' static water loss.



60 лет АХМАТУ АРСЛАНОВИЧУ АРСЛАНОВУ

Ахмат Арсланович родился в 1943г. в центре нефтегазовой промышленности Узбекистана - в Кашкадарьинском вилояте. В 1965 г. окончил Самаркандский государственный университет по специальности Механика. Начал трудовую деятельность в Институте кибернетики в должности инженера, одновременно обучался в аспирантуре. Его диссертационная работа была направлена на решение некоторых конкретных задач разработки нефтяных и газовых месторождений, он налаживал активное сотрудничество с ведущими специалистами СредАзНИИгаза. По его инициативе стали разрабатываться целенаправленные программы и алгоритмы для решения вариационных задач при составлении проектов разработки газовых месторождений. За более чем 32-летний период работы в институте А.А.Арсланов занимался математическим моделированием технологических процессов разработки и эксплуатации газовых месторождений с применением современных средств вычислительной техники в решении проблем добычи газа на предприятиях НХК "Узбекнефтегаз".

С 1971 г. Ахмат Арсланович заведует лабораторией в СредАзНИИгазе и в настоящее время руководит Комплексным отделом автоматизации научно-исследовательских и проектных работ, являющимся сегодня вычислительным центром ОАО "УзЛТИнефтегаз". Кроме этого, с 1996 г. он - заместитель директора института по науке, возглавляет основное направление в области разработки и эксплуатации месторождений, создания подземных хранилищ газа, а также его подготовку и переработку.

В 1974г. А.А.Арсланов защитил кандидатскую диссертацию, посвященную решению задач нестационарной фильтрации в одно- и многослойных пористых средах. Он автор 70 научных статей и учебников по подземной гидродинамике, широко эрудированный специалист, освоил многочисленные производственные технологические процессы и область вычислительной техники.

Ахмат Арсланович в течении 5 лет занимался подготовкой инженерных и научных кадров для отрасли, читая лекции на факультете нефти и газа ТашГТУ. Он - самый опытный специалист по узбекскому языку и литературе, пишет прекрасные стихи.

Все знают А.А.Арсланова как человека интеллигентного, интеллектуального и скромного. Культура общения, уважительное отношение к окружающим независимо от их возрастных положений, его доброта снискали ему уважение коллектива.

В день 60-летия желаем юбиляру крепкого здоровья, долгих лет жизни, благополучия в плодотворной работе в области развития науки и техники в нашей отрасли.

Друзья, коллеги



К 75-летию Хамдама Умаровича УМАРОВА

Хамдам Умарович Умаров родился 4 апреля 1928 г. в г. Коканде. После окончания кокандского нефтяного техникума поступил в Московский нефтяной институт им. ака И.Н.Губкина, в 1952 г. получил диплом инженера-механика по оборудованию и монтажу нефтяных и газовых промыслов.

Х.У.Умаров работал дизелистом, затем главным механиком Ферганского нефтеперерабатывающего завода, занимался перевооружением промыслов и буровых, создал новую транспортную буровую установку "БУ-1 Андижанец", которая способствовала увеличению темпов бурения эксплуатационных скважин в Ферганской долине.

В 1958 г. Хамдам Умарович назначается директором строящегося Ферганского нефтеперерабатывающего завода, на котором проработал до 1961 г. Совместно с его спешившими он создал и внедрил в производство схему комбинированной работы ЭЛОУ - режиме легкого крекинга мазута, что дало возможность получать до 42% дизельного топлива. Благодаря его усилиям буквально на пустом месте возникает современный нефтеперерабатывающий Киргули со множеством культурно-оздоровительных комплексов.

Далее он работает начальником управления нефтяной и газовой промышленности Узбекском совнархозе, руководителем партийных органов, исполнительных комитетов Андижанской и Ферганской областей.

Х.У.Умаров уделяет огромное внимание развитию нефтегазовой отрасли, улучшению жизненных условий трудящихся, неоднократно избирался депутатом Верховного Совета Республики, областных Советов депутатов. Он пользуется большим уважением и авторитетом среди работников нефтегазовой промышленности, является кандидатом технических наук, в 1994 г. награжден медалью "Шухрат". Х.У.Умаров воспитал перспективные кадры, которые успешно трудятся на наших промыслах, перерабатывающих заводах.

Работники нефтяной и газовой промышленности Узбекистана сердечно поздравляют Хамдама Умаровича с 75-летием и желают ему и его семье благополучия, здоровья и счастья.

Коллектив нефтяников и газовиков Узбекистана

Защищены диссертации...

...Кандидатские

Махмудов Н.Н.

ПОВЫШЕНИЕ СТЕПЕНИ ВЫРАБОТАННОСТИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ФЕРГАНЫ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

Научный руководитель:

д.т.н. Э.К. Ирматов

Выполнена в ТашГТУ и защищена в Научно-производственном объединении «Нефтегазнаука» 14.02.1997 г.

В результате проведенных исследований:

- усовершенствован метод оценки балансовых запасов нефти залежей, разрабатываемых с высокой степенью обводненности продукции. Данный метод позволяет оценить величину запасов нефти, вовлеченных в процесс дренирования при имеющейся системе разработки;

- предложен метод построения карты распределения запасов нефти, дренируемых

каждой добывающей скважиной. Метод, в отличие от известных, позволяет отказаться от использования понятия «средних удельных величин запасов, приходящихся на одну скважину», и учитывает степень взаимодействия скважин;

- предложена методика дифференциальной оценки технологического эффекта от последовательно проводимых геолого-технологических мероприятий, позволяющая оценивать и сопоставлять эффективность последних;

- предложена методика оценки дополнительного объема балансовых запасов нефти, вовлеченных в разработку за счет использования различных методов воздействия на залежь.

Рахимов А.А.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ВОПРОСОВ, НАПРАВЛЕННЫХ НА УСКОРЕНИЕ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Научный руководитель:

к.т.н., доцент А.М.Аминов

Выполнена в Государственном акционерном объединении «Узнефтегаздобыча» и защищена в Научно-производственном объединении «Нефтегазнаука» 27.03.1998 г.

В работе решены следующие задачи:

- разработка рациональной конструкции скважин, позволяющих достигнуть проектной глубины за счет сведения к минимуму встречающиеся осложнения;

- выбор рациональных типов буровых до-

лот и установление оптимальных показателей поинтервального технологического режима бурения, способствующих повышению скоростей проходки скважин;

- разработка новых составов буровых растворов на основе применения зарубежных химических реагентов для высоких температур и давлений;

- разработка способов борьбы с отрицательным влиянием сероводорода, поступающего из пласта, на технологические свойства буровых растворов.

Ли Р.Ч.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ (НТС) ГАЗА В ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ

Научный руководитель:

д.т.н. Э.К. Ирматов

Выполнена в Узбекском научно-исследовательском и проектном институте нефти и газа, защищена в Научно-производственном объединении «Нефтегазнаука» 27.03.1998 г.

В работе:

- предложена математическая модель, позволяющая рассчитать процесс НТС газа при регулировании тепловых нагрузок на ступенях теплообмена с учетом изменяющихся условий эксплуатации ГKM;

- разработан алгоритм расчета показателей эффективности работы теплообменника в условиях регулирования тепловых нагрузок с учетом коэффициента расхода газа, позволяющий определить его реальные технологические возможности и резервы по охлаждению газа при длительной эксплуатации;

- определена эффективность процесса НТС по извлечению максимального количества жидких углеводородов в зависимости от соотношения технологических параметров работы установок и минимального расхода диэтиленгликоля.

Муминов Р.С.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТОКА БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ДОЛОТ

Научный руководитель:

д.т.н., профессор А.К. Рахимов

Выполнена в Институте геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (ИГИР-НИГМ) и защищена в Научно-производственном объединении «Нефтегазнаука» 15.05.1998 г.

Повышение скорости разрушения породы на забое скважины достигается за счет увеличения скорости вращения и нагрузки на долото, полной очистки забоя от выбуренной породы с целью предупреждения повторного ее измельчения. Описание сложного процесса очистки забоя и управление им зависит от знания закономерностей и количественной оценки процессов:

- отделения от забоя частиц породы в результате воздействия зубьев долота;

- направления отдельных частиц породы от забоя в затрубное пространство;

- очистки самого долота потоком бурового раствора.

Для улучшения очистки забоя от выбуренных частиц породы и повышения механической скорости бурения скважин в работе:

- разработана математическая модель движения потока бурового раствора, вытекающего из насадок долота;

- выведена расчетная формула, обеспечивающая работоспособность математической модели движения потоков из насадок долота;

- предложена методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот, позволяющая регулировать скорость потока бурового раствора для лучшей очистки забоя от выбуренной породы.

Мы предлагаем лучшее!

ООО "АТЛ"



A woman with six arms, wearing a blue dress, stands centrally, holding various computer and office equipment. Her arms hold: an HP monitor, an IBM monitor with keyboard, a Canon printer, a Fujitsu/Siemens laptop, a large multi-tiered printer, and a small box of supplies. In the background, an IBM tower PC is visible.

SONY

COMPAQ

DELL

Microsoft®

Systemax Inc.

TOSHIBA

услуги в области компьютерных
телекоммуникационных
технологий

Техническое сопровождение
оргтехники, компьютеров
и мини АТК

Узбекистан, Ташкент, ул. Бобура 20, офис, e-mail: atlkomp@mail.ru
тел: 111-88-35, 115-21-48, 115-21-49, 53-26-06, 54-26-46

Редакция "Узбекского журнала нефти и газа" предлагает свои услуги по редактированию и выпуску Инструкций, Положений, Справочников, Пособий, Руководств и другой печатной продукции.

Качество гарантируем.

Ждем Ваших предложений.

**Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»
O'ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI
УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА**

Зав. Редакцией — Р.Б. Якубович

Редактор — Д.М. Захаровская

Тех. редактор — Г.С. Мясников

Компьютерный набор — Е.А. Балукова

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

*Отпечатано в типографии Центра по науке и технологиям
Формат 60x84 1/8. Усл. печ. л. — 6,0. Уч.-изд. л. — 6,5. Тираж 1000. Заказ*