

ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ
ЖУРНАЛА «ИЗВЕСТИЯ» СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Представляемые в редакцию материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Объем статьи не должен превышать 10 стр., включая таблицы, библиографию (не более 20 источников) и рисунки (не более 4 шт.), резюме на английском и азербайджанском языках.

Текст статьи следует печатать на белой бумаге через два интервала, на одной стороне листа стандартного размера, с полями с левой стороны шириной 3—4 см (не более 28 строк на странице, по 58—60 знаков в строке).

Статьи, напечатанные на портативной машинке, не принимаются.

2. Тщательно должна быть проверена правильность написания географических и геологических названий и терминов.

3. Графические рисунки должны быть выполнены тушью на кальке, фотографии— на глянцевой бумаге. Все обозначения на рисунках должны быть написаны четко, аккуратно. На обороте рисунка карандашом указываются фамилия автора, название

ух экземплярах, напечатанные

ы быть написаны четко. При
идексы в степени необходимо
ветственно: A¹, B² и т. д.
шом (в кружок). Буквы готи-
мендуется. Необходимо четко
ы латинского алфавита, име-
1 и римскую единицу.

двумя черточками снизу, а

∅, ⊗, □, ◻, ◇, π, и X ∅,

ться международной системы

должны иметь резюме соот-
также на английском.

дрес и номер телефона автора

АЗƏРБАЙЧАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

Х Ə Б Ə Р Л Ə Р И
И З В Е С Т И Я

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

Кеолокија

*

СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Геология

№ 2

1989

«ЕЛМ» НƏШРИЈАТЫ— ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭЛМ»
БАҚЫ—БАКУ

УДК 622.276.6

М. Т. АБАСОВ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ, М. ИЗБАКАРОВ,
Ф. С. АЛИЕВ, Г. М. КАРАКИС

К ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Известно, что для повышения эффективности заводнения нефтяных пластов, с целью увеличения их нефтеотдачи, в последние годы широко развиваются методы, основанные на применении различных химических реагентов, влияющих на коэффициент вытеснения нефти или на охват пласта вытеснением. Одним из таких методов является метод щелочного заводнения, основанный на создании в пласте оторочки из раствора щелочи с последующим вытеснением ее водой. Положительный эффект такого воздействия на залежь обусловлен взаимодействием щелочи с органическими кислотами и образованием поверхности активных веществ, снижающих поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть—раствор щелочи и улучшающих свойства породы водой [1].

В ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР совместно с ВНИИнефть был предложен и лабораторно подтвержден метод газощелочного заводнения. В отличие от отмеченного выше щелочного заводнения создаваемая в пласте оторочка состоит из раствора щелочи и природного газа в определенных соотношениях. Как показали исследования на физических моделях в условиях, достаточно приближенных к натурным, метод газощелочного заводнения оказался эффективнее щелочного. Добавка в щелочной раствор природного газа привела к образованию пенно-эмульсионной системы, обладающей лучшей нефтewытесняющей способностью. На основании проведенных исследований были установлены оптимальный размер оторочки и ее состав, эффективность метода на разных стадиях разработки нефтяной залежи.

Отмеченные результаты были получены на нефти месторождения Кюрювдаг. Вместе с тем еще по данным исследования щелочного заводнения известно, что эффективность такого воздействия зависит от свойств нефти, в частности от содержания в ней активных компонентов.

Поэтому представляла интерес апробация метода газощелочного заводнения на различных нефтях. В пределах настоящей публикации описываются результаты отмеченных исследований на нефти месторождения Бибиэйбат.

Исследования проводились на цилиндрической модели пласта длиной 1470 мм и диаметром 38 мм, заполненной нецементированным кварцевым песком пористостью 0,33 и проницаемостью 0,65 Д.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: Ак. А. Али-заде (главный редактор), Р. А. Абдуллаев, Б. А. Багиров, И. С. Джафаров, Т. А. Исмаил-заде, И. Г. Керимов, А. М. Кулиев, Х. С. Мамедов, М. А. Мусеибов, Ф. Г. Оруджалиев, А. М. Панахов (ответственный секретарь), С. Г. Салаев (зам. главного редактора), М. К. Сеид-Рза, Н. Д. Таиров (зам. главного редактора), Н. Ш. Ширинов (зам. главного редактора).

© Издательство «Элм», 1989 г.

Сдано в набор 13.06.89. Подписано к печати 4. I. 1990 г.

ФГ 12505. Формат бумаги 70×100¹/₁₆. Бумага типографская № 1.

Гарнитура шрифта литературная. Печать высокая. Усл. печ. лист 13,32.

Усл. кр.-отт. 13,32. Уч.-изд. лист. 13,3. Тираж 515. Заказ 371. Цена 1 руб. 20 коп.

Издательство «Элм».

370143 Баку-143, проспект Нариманова, 31, Академгородок, Главное здание.

Типография АН Азербайджанской ССР.

Баку, проспект Нариманова, 31.

Адрес: г. Баку, Коммунистическая, 10. Редакция «Известий Академии наук Азербайджанской ССР (серия наук о Земле)».

Результаты исследований представлены в табл. 1 и на рис. 1, где для сравнения даны одноименные показатели для Кюровдагской нефти. Как видно из таблицы и рисунка, эффективность метода га-

Таблица 1

Нефть месторождений	Соотношение газа и NaOH	Коэффициент вытеснения	
		безводный	конечный
Бибиэйбат, VII горизонт	3:1	0,305	0,525
	2:2	0,355	0,58
	1:3	0,37	0,605
	4:0	0,26	0,49
Кюровдаг, I горизонт	3:1	0,30	0,512
	2:2	0,35	0,566
	1:3	0,36	0,593
	4:0	0,252	0,478

зощелочного заводнения на нефти I горизонта месторождения Кюровдаг лишь немного уступает эффективности на нефти месторождения Бибиэйбат. При этом отмеченная разница накапливалась постепенно, что видно из сопоставления безводных и конечных нефтеотдач. В качестве последней выступает отобранная из модели пласта нефть в долях от ее первоначального объема к моменту прокачки воды в объеме, равном двум объемам пор модели. Важно подчеркнуть, что полностью сохранилась качественная характеристика процесса с прежними соотношениями газа и раствора щелочи в комбинирован-

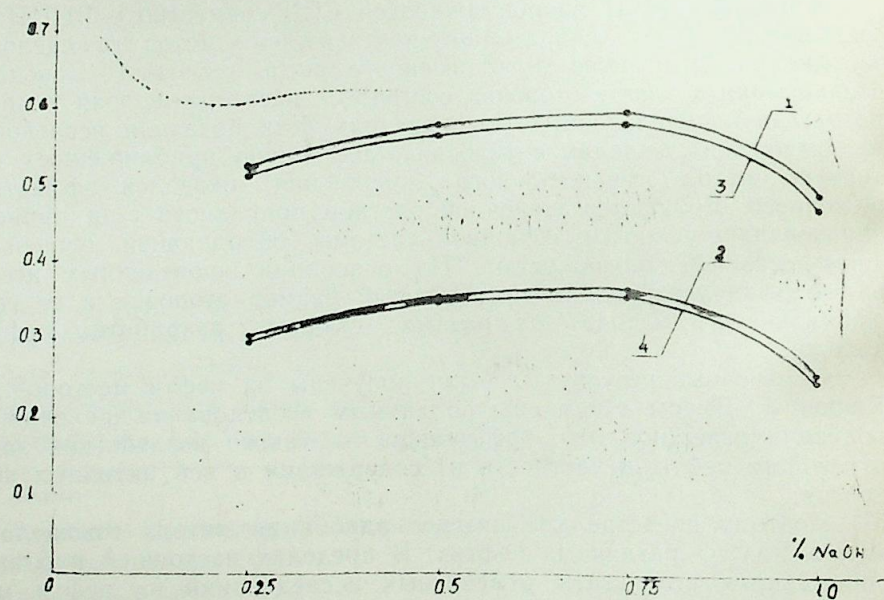


Рис. 1. Зависимость нефтеотдачи от состава оторочки: 1, 2 — нефти месторождения Бибиэйбат, VII горизонт; 3, 4 — нефти месторождения Кюровдаг

ной оторочке для достижения максимального коэффициента вытеснения нефти.

Таблица 2

Вид воздействия	Соотношение газа и NaOH	Коэффициент вытеснения	
		безводный	конечный
Газощелочное	3:1	0,305	0,525
	2:2	0,355	0,58
	1:3	0,37	0,605
	4:0	0,26	0,49
Воздухощелочное	3:1	0,295	0,505
	2:2	0,345	0,555
	1:3	0,36	0,58
	4:0	0,25	0,475

При всей объективной эффективности метода газощелочного заводнения практическое его применение на месторождениях ПО «Азнефть» в настоящее время не представляется возможным из-за отсутствия в объединении газовых компрессоров, а в отдельных случаях и необходимых ресурсов природного углеводородного газа. В связи с этим для условий VII горизонта месторождения Бибиэйбат была рассмотрена возможность замены углеводородного газа на воздух. В общем случае, учитывая наличие в эксплуатирующихся нефтяных залежах свободного газа, закачка в пласт воздуха связана с риском образования взрывоопасной ситуации. Однако в рассматриваемом объекте в результате длительной эксплуатации пластовое

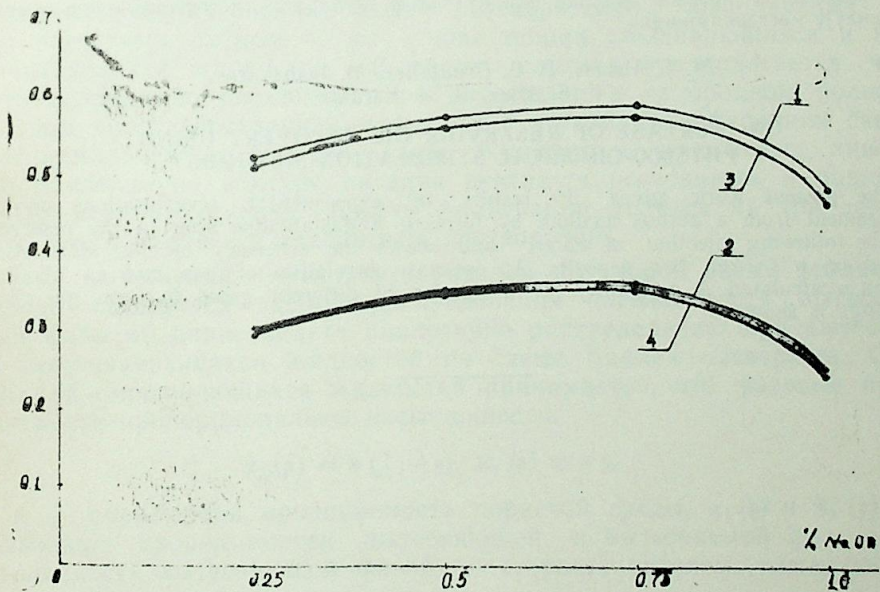


Рис. 2. Зависимость нефтеотдачи от состава оторочки: 1, 2 — безводная нефтеотдача; 3, 4 — конечная нефтеотдача; 1, 3 — воздухощелочное заводнение; 2, 4 — газощелочное заводнение

Давление не превышает 1,0 МПа и скважины работают с очень низкими газовыми факторами. Это и послужило основанием для проведения лабораторных исследований по воздухощелочному заводнению.

Результаты исследований представлены в табл. 2 и на рис. 2. Как видно из таблицы и рисунка, хотя коэффициенты вытеснения нефти при воздухощелочном заводнении несколько ниже, чем при газощелочном, исследуемый вариант воздействия на нефтяную залежь в отмеченных условиях достаточно эффективен. Важным его преимуществом в рассмотренных условиях является обеспеченность воздухом за счет действующего компрессорного хозяйства, что значительно удешевляет исследуемый процесс воздействия.

Литература

1. Перспективы повышения нефтеотдачи при заводнении с применением щелочей/М. Т. Абасов, Д. Ш. Везиров, Р. А. Мусаев и др. — Нефтяное хозяйство, 1978, № 9, с. 31—33.
2. Результаты исследования газощелочного заводнения/М. Т. Абасов, А. Т. Горбунов, М. Изабакаров и др. — Мат-лы всесоюз. совещания по проблеме «Щелочное заводнение нефтяных месторождений». Пермь, 1985 г., 23—25 апреля.
3. К воздействию на залежи высоковязкой нефти. Ф. Г. Оруджалиев, М. Изабакаров. Деп. ВИНТИ от 26 ноября 1986 г. № 8052—В. 86.

М. Т. Абасов, Ф. Г. Оруджалиев, М. Изабакаров, Ф. С. Алиев, Г. М. Каракис

ФИЗИКИ-КИМЈАВИ ТӘСИР ҮСУЛЛАРЫНЫН ТӘБИГИ ИЛӘ ЛАЈЛАРЫН НЕФТВЕРМӘСИНІН ЛҮКСӘЛДИЛМӘСИНӘ ДАИР

Мәгаләдә газ-гәләви оторочкасы ярадыб, сопра су вурмаг васитәси илә нефтин мәсамәли мүнһтдә сыхышдырлмасынын експериментал тәдқиғинин нәтичәләриндән данышылып. Бу үсулун эффектлиллији ики јатағын нефтиндә көстәрилмишдир. Оторочкада газ вә гәләви мәллунун оптимал миғдары мүнәсибәти тәјин едилмишдир. Газгәләви оторочкасы јаратмаг мәғсәди илә мұхтәлиф газлардан истифадә олунмасынын мүмкүнлүјү көстәрилмишдир.

M. T. Abasov, F. G. Orudjaliev, M. Izabakarov,
F. S. Aliev, G. M. Karakis

ON INCREASE OF RESERVOIR OIL RECOVERY USING PHYSICO-CHEMICAL STIMULATION METHODS

The present work gives the results of experimental investigations on oil displacement from a porous medium by forming a gas-alkaline slug in the reservoir with the following injection of water, and shows the efficiency of this stimulation method on oils from two deposits. An optimal correlation of gas and an alkaline solution is calculated. A possibility for utilization of different gases to form gas-alkaline slugs is shown.

УДК 622.276.4

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Т. Ш. ПАШАЕВА

О РАСЧЕТНЫХ СХЕМАХ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ

Начиная с начала 60-х годов предметом исследования многих советских и зарубежных авторов становится создание различных математических моделей процессов вытеснения нефти химреагентами и растворителями. Эти модели являются прямым обобщением модели вытеснения нефти водой или газом на более сложные случаи многофазной многокомпонентной фильтрации, которые приводят к решению сложных нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, не допускающих аналитических (классических) решений; они решаются на ЭВМ с использованием конечно-разностных схем. Для упрощения таких задач применяются приближенные подходы с использованием имеющейся эмпирической информации. Изыскание новых наиболее простых, однако правильно отражающих основные закономерности происходящих в пласте явлений, приближенных математических моделей имеет в настоящее время актуальное значение.

В данной работе приводится сравнение результатов, полученных для процессов вытеснения нефти растворителем, выполненных по двум расчетным схемам — на основе теории смешивающихся и не смешивающихся жидкостей. В обоих случаях предполагается, что нефть непрерывно вытесняется растворителем в однородном полоскообразном пласте постоянной мощности с учетом интерференции скважин прямолинейных батарей. Закон фильтрации принимается линейным, давление на контуре питания считается постоянным и равным P_k . По мере вытеснения область фильтрации делится на три зоны: нефть, смесь нефти и растворителя, растворитель.

При вытеснении нефти растворителем по второй схеме реальная картина заменяется схемой распределения насыщенности вытесняющей фазы по длине пласта аналогично распределению при вытеснении несмешивающихся жидкостей по схеме Баклея—Леверетта. Однако для смешивающихся жидкостей принимается, что фазовые проницаемости пропорциональны насыщенности:

$$k_2(\rho) = k(1 - \rho); \quad k_1(\rho) = k\rho,$$

где k — абсолютная проницаемость пористой среды, $k_1(\rho)$ и $k_2(\rho)$ — фазовые проницаемости вытесняющей и вытесняемой фаз, ρ — насыщенность вытесняющей фазой, т. е. растворителем, изменяющаяся по длине пласта.

Каждая зона характеризуется определенным значением вязкости. В первой и третьей зонах она принимается постоянной, а во второй зоне определяется в виде, указанном в [1]:

$$\mu_2 = f(\rho, \rho_0) \mu_3,$$

где $f(\rho, \rho_0)$ — коэффициент, учитывающий фильтрационные сопротивления, $\mu_0 = \frac{\mu_1}{\mu_3}$ — отношение вязкости нефти и растворителя. В частности, для смешивающихся жидкостей $f(\rho, \rho_0)$ является постоянной величиной, равной $\frac{2}{3} \mu_0$. До момента подхода границы зоны смеси к скважинам процесс происходит поршневым.

Для определения распределения давления в этом случае в каждой зоне решается следующая задача:

$$\frac{\partial^2 P_j}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P_j}{\partial y^2} = 0; \quad j = \overline{1,3}; \quad (1)$$

$$P_j = P_{j+1}; \quad \frac{k_j}{\mu_j} \frac{\partial P_j}{\partial y} = \frac{k_{j+1}}{\mu_{j+1}} \frac{\partial P_{j+1}}{\partial y}, \quad y = h_j; \quad j = 1, 2; \quad (2)$$

$$P_1 = \text{const при } y \rightarrow \infty; \quad P_3 = P_k \text{ при } y = y_0, \quad (3)$$

где P_k и P_j — давление соответственно на контуре питания и в произвольной точке j -й зоны, μ_j , k_j — вязкость и проницаемость соответственно в j -й зоне, h_j , y_0 — расстояние границ раздела зон и контура питания от оси абсцисс соответственно.

В первом подходе $j=2$ вместо (1) решается следующее уравнение [3]:

$$\frac{\partial^2 P_j}{\partial x^2} + \left(\frac{\mu_{j-1}}{\mu_j} \right)^{\frac{y}{h_{j-1}-h_j}} \frac{\partial}{\partial y} \left[\left(\frac{\mu_j}{\mu_{j-1}} \right)^{\frac{y}{h_{j-1}-h_j}} \frac{\partial P_j}{\partial y} \right] = 0, \quad (4)$$

с учетом того, что $h_1 = h_2 + l(h_2)$, $l(h_2)$ — длина зоны смеси, зависящая от отношения вязкостей μ_0 , а вязкость в зоне смеси определяется по полуэмпирической формуле [2].

Решение задачи (1) — (4) ищем в виде [3]:

$$P_j(x, y) = a_j + b_j f_j(y) + \frac{\mu_1 a_j}{4\pi K_j H} \sum_{r=1}^n q_r \ln 2 \left(\operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_r)}{\sigma} - \cos \frac{\pi x}{\sigma} \right) +$$

$$+ \sum_{\lambda=1}^{\infty} (A_{\lambda j} \exp \lambda_{1j} x + B_{\lambda j} \exp \lambda_{2j} x) \cos \frac{\pi \lambda x}{\sigma},$$

$$a_j = \begin{cases} 1, & j=2 \\ 0, & j=1, 3 \end{cases} \quad f_j(y) = \begin{cases} y, & j=1, 3 \\ \left(\frac{\mu_1}{\mu_3} \right)^{\frac{y}{h_1-h_2}}, & j=2 \end{cases} \quad (5)$$

$$\lambda_{1j} = \begin{cases} (3-2i)x, & j=1, 3 \\ c_1, & j=2 \end{cases} \quad (для 2-го подхода)$$

$$c_1 = 0,5 \left[-\frac{\ln \frac{\mu_3}{\mu_1}}{h_1-h_2} \pm \sqrt{\left(\frac{\ln \frac{\mu_3}{\mu_1}}{h_1-h_2} \right)^2 + 4x^2} \right]$$

где q_r — дебит скважины r -й батареи, y_r — расстояние ее от оси абсцисс, n — количество батарей, σ — полурасстояние между скважинами, H — мощность пласта, $a_1, b_1, A_{\lambda j}, B_{\lambda j}$ — известные коэффициенты, которые определяются из условий (2) и (3).

Из (5) легко определяется перепад давления между контуром питания и скважиной и в каждой зоне пласта. Имея выражение для распределения давления в каждой зоне из системы уравнений

$$m \frac{dy}{dt} = -\frac{k_1}{\mu_1} \frac{\partial P_1}{\partial y} \quad \text{и} \quad m \frac{dx}{dt} = \frac{k_1}{\mu_1} \frac{\partial P_1}{\partial x},$$

находим уравнение фронта вытеснения во времени.

По полученным формулам проводились расчеты при следующих исходных данных: $\mu_1 = 16,5, 11,5, 5,5$ (сП); $\mu_3 = 1,1$ сП; $\mu_0 = 5, 10, 15$; $\sigma = 50, 100, 200$ м; $k_1 = 0,5$ Д; $H = 2$ м; $q = 25$ м³/сут.

Процесс рассматривался до момента прорыва смеси нефти и растворителя в скважины по любой линии тока.

Результаты расчетов представлены в таблице.

Изменение значения δ во времени при различных значениях μ_0 и σ^*

σ , м	μ_0	t , год						
		0	0,22	0,44	0,66	0,88	1,10	1,315
50	5	0	0,494	0,593	0,733	0,890	1,108	1,428
	10	0	0,960	1,249	1,572	1,984	2,637	3,727
	15	0	1,419	2,056	2,740	3,651	5,167	7,569
100	5	0	0,44	0,88	1,315	1,755	2,195	2,635
	10	0	0,381	0,762	1,143	1,524	1,905	2,286
	15	0	0,738	1,476	2,214	2,952	3,690	4,428
200	5	0	0,875	1,75	2,63	3,51	4,385	5,26
	10	0	0,252	0,504	0,756	1,008	1,260	1,512
	15	0	0,489	0,978	1,467	2,100	2,730	3,360

Примечание: * $\delta = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1}$, где $\Delta P_2, \Delta P_1$ — перепады давления в скважинах в случаях вытеснения смешивающихся и несмешивающихся жидкостей соответственно (МПа), t — время перемещения переднего фронта вытеснения по главной линии тока ($x=0$).

Анализ значений времени движения границы по главной линии и перепадов давлений на забое скважин в обоих случаях расчета показывает, что при различных отношениях вязкостей нефти и растворителя и расстояниях между скважинами они близки. Эта разница увеличивается по мере передвижения переднего фронта вытеснения с увеличением μ_0 и уменьшается при больших значениях σ . А время прорыва смеси в скважины в обоих случаях совпадает, так как при заданном дебите у скважины не зависит от вязкостей зоны смеси. Значит, метод несмешивающихся жидкостей существенно облегчает решения задач вытеснения нефти смешивающимися жидкостями к системе скважин в неоднородных по площади и многослойных залежах и позволяет создать математические модели прогнозирования разработки нефтяных месторождений.

Литература

1. Джафаров Н. Д., Ибрагимов А. М., Мустафасов Ф. М., Багирова М. Ш. Учет двухфазности потока при вытеснении нефти водой в чисто трещиноватой среде. — Мат-лы респ. научно-теор. конф. мол. уч. и спец. «Проблемы и перспективы освоения углеводород. ресурсов Азерб.» Баку, 1985, с. 47.

2. Забродия П. И., Раковский Н. Л., Розенберг М. Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. — М., Недра, 1986. — 223 с.

3. Абасов М. Т., Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д., Пашаева Т. Ш. О вытеснении нефти растворителями к системе скважин. — Изв. АН Азерб. ССР. Сер. наук о Земле, 1987, № 6.

Г. Н. Чалилов, Т. Ш. Пашаева
БИР-БИРИЛӘ ҺӘЛЛ ОЛУНАН МАЈЕЛӘРИН СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНЫН
ҲЕСАБАТ СХЕМЛӘРИ ҲАГГЫНДА

Мәгалә җаршылыгы һәлл олунан вә һәлл олунмајан мајеләрни сыхышдырылмасы нәзәријәләри асасында алынмыш һесабат схемләринә кәрә апарылмыш һесабатын нәтичәләринин мүҗәссәли тәдҗигинә һәср олунмушдур. Мүәјјән едилмишдир ки, бу ики схем асасында алынмыш кәстәричиләр аз фәргләнир вә һесабат заманы даһа садә олан җаршылыгы һәлл олунмајан мајеләрни сыхышдырылмасы схеминин тәтбиғи мөһсәдәүҗүндур.

K. N. Djalilov, T. Sh. Pashaeva

TO CALCULATING SCHEMES OF MISCIBLE
DISPLACEMENT

The article deals with a comparison of results obtained for the process of oil displacement with a solvent and carried out according to two calculating schemes: on the basis of the theory of miscible displacement and the Buckley—Leverett theory. The results analysis shows their small discrepancy. To simplify the solution of such problems the authors have suggested to use later on a simplified scheme of immiscible fluids.

УДК 622.276.1

Ф. Д. МЕХТИЕВ, О. Г. НОВОЖИЛОВА, В. Н. МАТВЕЕНКО, Н. Д. ТАИРОВ

ВЗАИМОСВЯЗЬ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ И ЭНЕРГИИ ОТРЫВА КАПЛИ УГЛЕВОДОРОДА ОТ ТВЕРДОЙ ПОДЛОЖКИ

Проблема повышения нефтеотдачи пластов с каждым годом становится все более актуальной. Наряду с вводом в эксплуатацию новых месторождений существуют и интенсивные пути повышения добычи нефти [1], к которым относятся и заводнение нефтяных пластов с помощью ПАВ [2, 3]. Несмотря на большое число исследований физико-химический механизм действия ПАВ еще не выяснен до конца.

Цель работы заключалась в установлении зависимостей между вытеснением углеводородов из пористой среды и коллоидно-химическими характеристиками веществ, участвующих в процессе вытеснения.

В качестве модели однородной пористой среды для изучения подобного процесса нами использовался гидрофильный и гидрофобный кварцевый песок. Более 50% частиц имели размер менее 20 мкм, а удельная поверхность составила 0,24 м²/г.

Гидрофобизация кварцевого песка и экспериментальных колонок осуществлялась с помощью диметилдихлорсилана [4]. Связанная вода в опытах не создавалась. Расход жидкости и скорость фильтрации рассчитывались исходя из теории подобия Эфроса [5]. Вязкость нефти составила 8,2 мПа·с (нефть Сураханского месторождения, горизонт ПК-5, юго-восточного поля, скв. 1842), градиент давления 0,025 МПа/м, проницаемость 3 мкм². В качестве вытесняющего агента были использованы низкоконцентрированные водные растворы оксиэтилированного алкила (синтанол). Для расчета энергии, необходимой для отрыва капель углеводорода от поверхности, использовались изотермы межфазного натяжения на границе водный раствор синтанол — нефть (метод Вильгельми [6], рис. 1а) и величины краевых углов избирательного смачивания в системе вода—нефть SiO₂ [7] (рис. 1б). На гидрофильной подложке (кр. 2) с увеличением концентрации ПАВ $\cos \theta$ уменьшается, проходит через минимум, а затем начинает возрастать — это связано с начальной гидрофобизацией стекла, когда образуется монослой молекул ПАВ, гидрофобизирующий исходную гидрофильную поверхность, а с образованием бислоя происходит обратная гидрофилизация поверхности. Изменение краевого угла избирательного смачивания на гидрофобной поверхности в зависимости от концентрации синтанол незначительно — (кр. 1).

В рамках поставленной задачи нами исследовались потери синтанол в динамике: в процессе фильтрации раствора через кварце-

вый песок (рис. 1в, кр. 1) и при вытеснении углеводородных жидкостей — октана (кр. 2) и нефти (кр. 3).

Как видно из рис. 1в, при фильтрации водного раствора синтанола ($C=0,15\%$) через кварцевый песок первоначальная концентрация ПАВ достигается при прохождении через пористую среду $l=1,5$ об/пор (кр. 1). Почти такая же картина наблюдается и при вытеснении неполярной жидкости — октана (кр. 2). При вытеснении нефти из модели исходная концентрация достигается при прохождении $5-6$ об/пор раствора. Указанное явление объясняется тем, что поверхностно-активное вещество, помимо его адсорбции на твердой поверхности, уходит в углеводородную фазу, причем в нефть значительно больше, чем в октан. Так, при достижении 50% -й концентрации от исходной при вытеснении нефти раствором синтанола $C=0,15\%$ требуется прокачать в $3,5$ раза больше поровых объемов, чем при вытеснении октана.

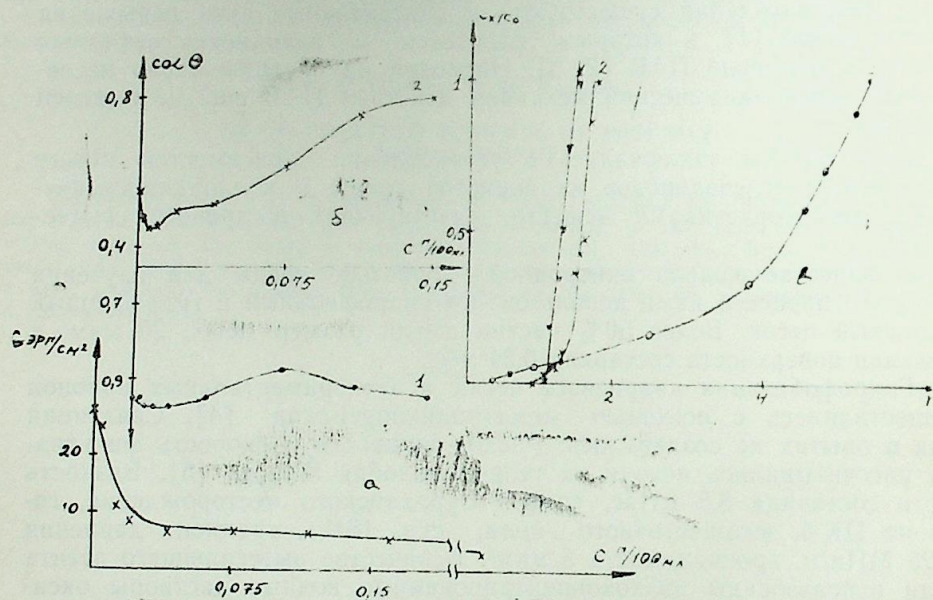


Рис. 1. Изотермы межфазного натяжения водных растворов синтанола на границе с нефтью (а); б — концентрационная зависимость косинуса краевого угла избирательного смачивания гидрофобной (кр. 1) и гидрофильной (кр. 2) поверхностей нефтью в водных растворах синтанола; в — изменение отношения текущей концентрации водного раствора синтанола к ее первоначальному значению ($C=0,15\%$) при его фильтрации (кр. 1), при вытеснении октана (кр. 2) и нефти (кр. 3) из гидрофильной пористой среды

Расчет энергии отрыва капель от поверхности проводился в рамках усовершенствований модели [8—10]:

$$W_{кл} = f(\theta) f(\sigma).$$

где $f(G)$ — функция межфазного натяжения;
 $f(\theta)$ — функция краевого угла избирательного смачивания;

$$f(\theta) = \frac{4 \left(1 - \left[\frac{2 + 3 \cos \theta - \cos^3 \theta}{4} \right]^{1/2} \right)}{(1 - \cos^2 \theta) \left(\frac{4}{2 + 3 \cos \theta - \cos^3 \theta} \right)^{3/2}};$$

$$f(\sigma) = \sigma_{жж}.$$

Из анализа приведенного выражения видно, что на гидрофобной поверхности, где косинус краевого угла избирательного смачивания меняется слабо, величина потерь энергии почти полностью определяется изменением межфазного натяжения, а на гидрофильной поверхности существенный вклад вносит функция краевого угла избирательного смачивания. Для реализации поставленной задачи по установлению корреляции между коэффициентами вытеснения и затратами энергии на отрыв углеводородной жидкости от твердой поверхности построена зависимость $\alpha f(W_{кл})$ (рис. 2).

Из кр. 1 рис. 2 видно, что с ростом величины потерь энергии уменьшается коэффициент вытеснения α . Экспериментальными данными [11] показано, что существует обратно пропорциональная связь между коэффициентом вытеснения α и адгезионным натяжением смачивания $\sigma \cdot \cos \theta$ (однородная пористая среда $\frac{\mu_{II}}{\mu_{I}} \leq 1,4$ без

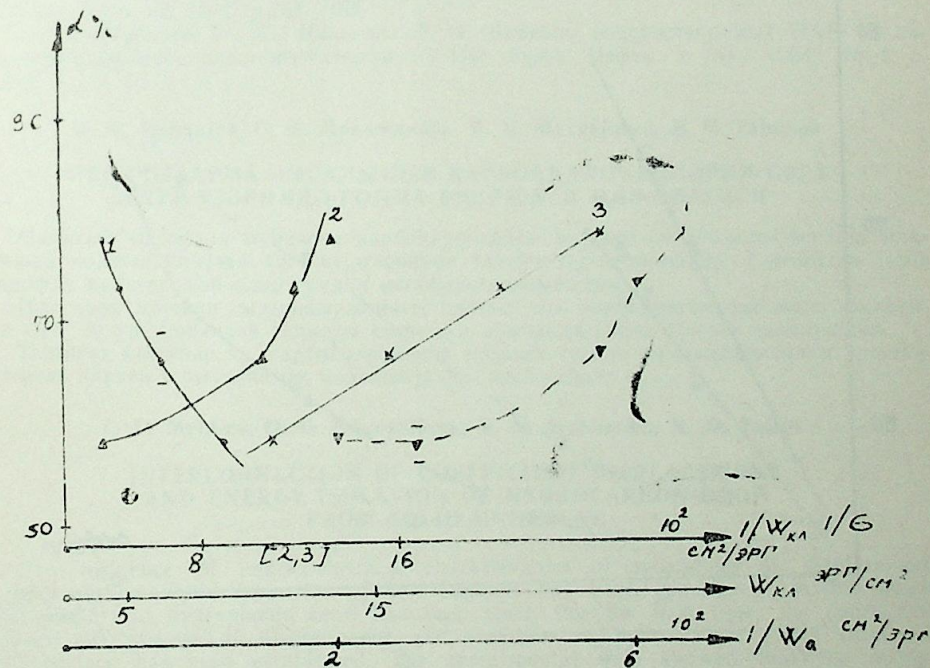


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения нефти из гидрофобной пористой среды растворами синтанола от различных энергетических параметров:

1 — $\alpha f(W_{кл})$; 2 — $\alpha f(1/6)$; 3 — $\alpha f(1/W_{кл})$; 4 — $\alpha f(1/W_{II})$

связанной воды) для гидрофильной пористой среды и такую же связь для гидрофобной пористой среды имеем по отношению к обратному межфазному натяжению. Как видно из расчета и рисунков, это связано с тем, что косинус краевого угла избирательного смачивания меняется на гидрофобной поверхности незначительно (рис. 1, кр. 1) и определяющий вклад в различные значения потерь энергии вносит величина межфазного натяжения.

Вместе с тем даже в случае вытеснения углеводорода с гидрофобной поверхности процесс вытеснения лучше описать с использованием полученного выражения потерь энергии, нежели обратным межфазным натяжением. Это видно из сравнения зависимостей коэффициента вытеснения α от обратной величины межфазного натяжения и от обратной величины потерь энергии. Экспериментальные данные в первом случае представляют кр. 2 рис. 2, а во втором — ложатся на прямую (рис. 2, кр. 3). Зависимость коэффициента вытеснения α от обратной величины работы адгезии экспериментально так же описывается кривой [4]. При вытеснении нефти растворами синтанола из гидрофильной пористой среды характер роста величины α с увеличением концентрации ПАВ аналогичен вытеснению с гидрофобной поверхности, (модифицированной диметилдихлорсиланом), только различны сами значения α . (Нефть гидрофобизует поверхность).

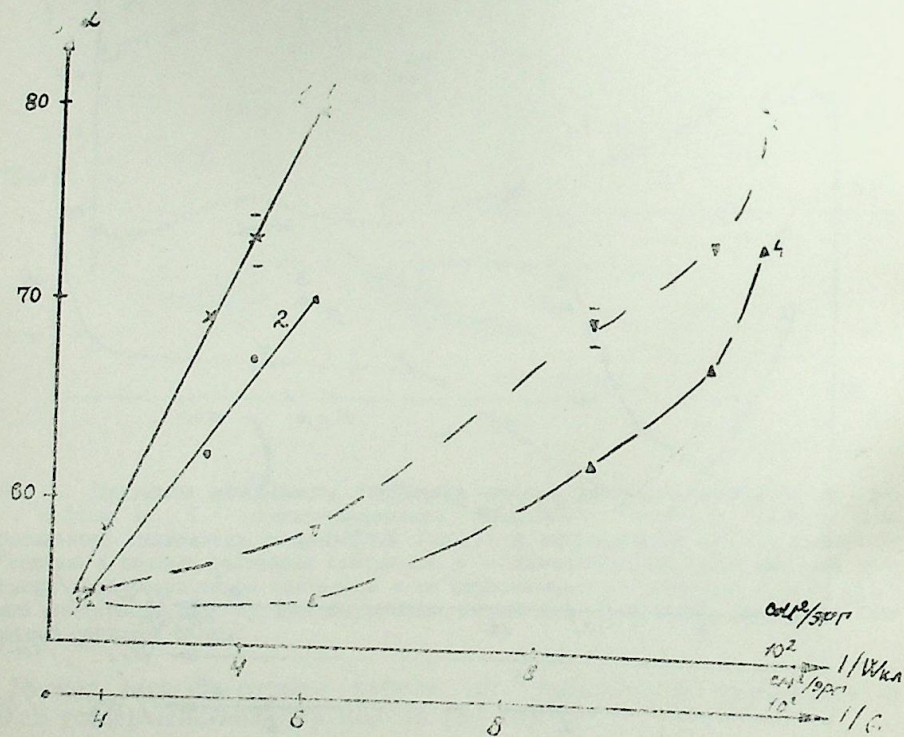


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения нефти из гидрофильной пористой среды водными растворами синтанола от $\alpha f (1/W_{kk})$ (1,2); $\alpha f (1/\sigma)$ (4) на 4(2,4) и 6(1,3) поровых объемов

Исходя из вышеизложенного, если принять поверхность гидрофобной и рассмотреть зависимость $\alpha \sim G^{-1}$, то и здесь (рис. 3) предположенная нами функция величин потерь энергии гораздо лучше описывает процесс вытеснения, чем $\alpha \sim G^{-1}$ (экспериментальные точки в 1-м случае для 4 и 6 об/пор ложатся на прямую [1, 2], а во втором описываются кривой [3, 4]).

Таким образом, в работе развит термодинамический подход Клинга—Ланге и на этой основе сделана попытка описания процесса вытеснения из однородной пористой среды низкоконцентрированными растворами синтанола.

Литература

1. Сургучев Ш. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985.—129 с.
2. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах. — В сб. Коллоидная химия. М.: Наука, 1978.—364 с.
3. Бабаян Г. А., Кравченко И. И., Мархасин М. А., Рудаков Г. В. Физико-химические основы применения ПАВ при разработке нефтяных пластов. — М.: Гостехиздат, 1962, с. 90—140.
4. Geil R. Nature 1967, 214, № 5086, p. 369.
5. Эфрос Д. А. Исследование фильтрации неоднородных систем. — Л.: Гостехиздат, 1963.—128 с.
6. Адамсон А. Физическая химия поверхности. — М.: Мир, 1979.
7. Корсакий А. Д. Физико-химия моющего действия и стабилизация эмульсий твердыми эмульгаторами: Автореф. дис. д-ра хим. наук. — М.: МГУ 1978.
8. Kling W., Lange H. Theory of the Woching Dropuk J. Am. chem. Soc. 1960, 37, № 1, p. 30—32.
9. Moilliet I. Z. A propoud criterion of Weffing work of droplet axlenion J. Coll. Sci., 1970, 32, № 1, p.165—167.
10. Гаматудинов Ш. К., Николаев В. А. Влияние водорастворимых ПАВ на капиллярные свойства пластовых систем. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1964, № 1, с. 43—47.

Ф. Ч. Мехдиев, О. К. Новожилова, В. Н. Матвеевко, Н. Ч. Таиров

НЕФТЧЫХАРМА ЭМСАЛЫНЫН КАРБОНИДРОКЕНЛЭРИН СЭРТ СҮХҮР ҮЗЭРИНДЭ ГОПМА ЕНЕРЖИСИ ИЛЭ ЭЛАГЭСИ

Магалэдэ мөсэмэли мүнхитдэн карбоидрокенли мајенин сыхышдырлымасына мад-дэлэрин коллоид-химјэви хүсусијјэтлэринин тэ'сирн өјрэнилмишдир. Тэдгигатда сэтһи гидрофил вэ гидрофоб олан гумдан истифадэ едилмишдир.

Илк дэфэ мајенин сыхышдырлымасы просеси илэ карбоидрокенли маје дамласы-нын сэрт сүхур үзэриндэн гопмасы енержиси арасында элагэ мүэјјэн едилмишдир.

Тэдгигат көстэрир ки, карбоидрокенли мајенин су илэ сыхышдырлымасы просеси истифадэ олуна термодинамик моделлэ јахшы изаһ едилир.

F. D. Mehtiev, O. G. Novozhilova, V. N. Matvienko, N. D. Tairov

INTERCONNECTION OF COEFFICIENT DISPLACEMENT AND ENERGY ISOLATION OF HYDROCARBON DROP FROM SOLID UNDERLAY

The influence of colloid-chemical characteristics of substances on displacement of hydrocarbon liquid from the porous medium has been considered in this article. Hydrophilic and hydrophobic sand has been used. For the first time, the connection between the process of displacement and isolation of hydrocarbon phase from the solid surface has been established. The experimental data showed that the displacement process is very good described in the frames of thermodynamic model usage.

УДК 622.276.6

Д. Ш. ВЕЗИРОВ, А. С. СТРЕКОВ, А. М. ДАДАШЕВ, С. Ц. ЦЫННИКОВА

**ВЛИЯНИЕ КОНФОРМАЦИИ МАКРОМОЛЕКУЛ
 ПОЛИМЕРА НА РЕОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
 ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ**

Применение щелочно-полимерных растворов (ЩПР) в нефтедобыче определяет большой интерес к исследованию их реофизических свойств.

При приготовлении ЩПР часто используются синтетические полимеры, обладающие свойствами полиэлектролита, в частности, гидролизованный полиакриламид (ПАА), конформацию макромолекул которого можно изменять. Очевидно, что конформационные изменения макромолекул ПАА, должны сказаться на реофизических свойствах ЩПР.

С точки зрения повышения нефтеотдачи пластов наибольший интерес представляет влияние конформации макромолекул ПАА на вязкость и фильтруемость ЩПР в пористой среде.

Для исследования были использованы технический полиакриламид аммиачной очистки и едкий натр. Выбор этого полимера в качестве объекта исследования вызван тем, что он не подвергается дальнейшему щелочному гидролизу без подогрева [2]. Молекулярная масса исследуемого ПАА порядка $2,1 \cdot 10^6$.

ЩПР готовились на дистиллированной и пресной воде общей жесткостью $8,76 \cdot 10^{-6}$ кг/л. Концентрация ПАА в ЩПР составляла 0,025; 0,05; 0,075; 0,1; 0,15%, а едкого натра — 0,1; 0,12; 0,15; 0,25; 0,5; 0,75%. При приготовлении ЩПР на пресной воде, в связи с содержанием в ней ионов многовалентных металлов (кальция, магния), происходило помутнение раствора и выпадение осадка. Вязкость растворов измеряли на ВПЖ-2 с диаметром капилляра $0,56 \cdot 10^{-3}$ м а на «Реотест 2.1.» рН растворов определяли прибором рН-673. Об изменении конформации макромолекул ПАА судили по вязкости ЩПР. Зависимость вязкости ЩПР, определенной на ВПЖ-2, в различных растворителях от концентрации щелочи и рН среды приведена на рис. 1, 2. В табл. 1 представлены данные о зависимости вяз-

Таблица 1
 Растворы ПАА в различных растворителях

Концентрация ПАА, %	Дистиллированная вода		Пресная вода	
	вязкость, мПас	рН	вязкость, мПас	рН
0,025	2,5	7,43	1,5	7,87
0,05	3,5	7,47	2,4	7,9
0,075	4,5	7,51	3,1	8,05
0,1	5,2	7,54	4,1	8,1
0,15	7,9	7,56	6,7	8,13

кости и рН среды растворов ПАА в дистиллированной и пресной воде от концентрации полимера в растворе без добавки едкого натра.

Из рис. 1, 2 видно, что с увеличением концентрации полимера в ЩПР вязкость растворов, независимо от вида растворителя, растет. Причем, как правило, при одних и тех же концентрациях ПАА в растворе вязкость ЩПР на дистиллированной воде при малых концентрациях щелочи или низких значениях рН среды оказывается выше вязкости ЩПР на пресной воде. При больших концентрациях щелочи или рН — ниже (рис. 1, 2, кривые 1—6, 2—7, 3—8, 4—9, 5—10). Увеличение концентрации щелочи в ЩПР или рН среды, в зависимости от вида растворителя, приводит к различной вязкости ЩПР. Так, для ЩПР на дистиллированной воде при всех концентрациях полимера увеличение концентрации, а с ним и рН снижает вязкость растворов (рис. 1, 2, кривые 1—5). Для ЩПР на пресной воде при концентрациях ПАА в растворе 0,075; 0,1; 0,15% (рис. 1, 2, кривые 8—10) рост концентрации щелочи и рН вначале приводит к увеличению вязкости ЩПР, а затем к ее снижению. Анализ полученных данных показывает также, что максимум вязкости для этих ЩПР с увеличением концентрации полимера в растворе наблюдается при все более повышенных концентрациях щелочи. Для ЩПР на пресной воде с концентрацией ПАА 0,05% вязкость раствора с увеличением концентрации щелочи и рН вначале снижается, затем не-

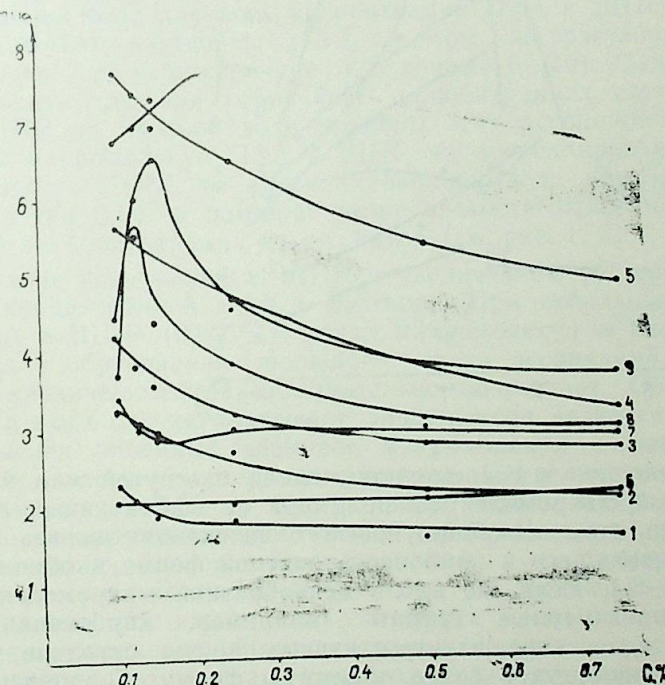


Рис. 1. Зависимость вязкости ЩПР в различных растворителях от концентрации щелочи, ПАА, %; дистиллированная вода

1 — 0,025; 2 — 0,05; 3 — 0,075; 4 — 0,1; 5 — 0,15; пресная вода: 6 — 0,025; 7 — 0,050; 8 — 0,075; 9 — 0,1; 10 — 0,15

много растет, а потом вновь снижается (рис. 1, 2, кр. 7). У ЩПР с концентрацией ПАА 0,025% вязкость с увеличением концентрации щелочи немного, но возрастает (рис. 1, 2, кр. 6). Из табл. 1 видно, что вязкость растворов ПАА с увеличением концентрации полимера в растворе для обоих растворителей, растет. Причем вязкость раствора ПАА на дистиллированной воде при всех концентрациях полимера в растворе выше, чем вязкость раствора ПАА на пресной воде. рН растворов в основном колеблется в пределах 7,4—8,1.

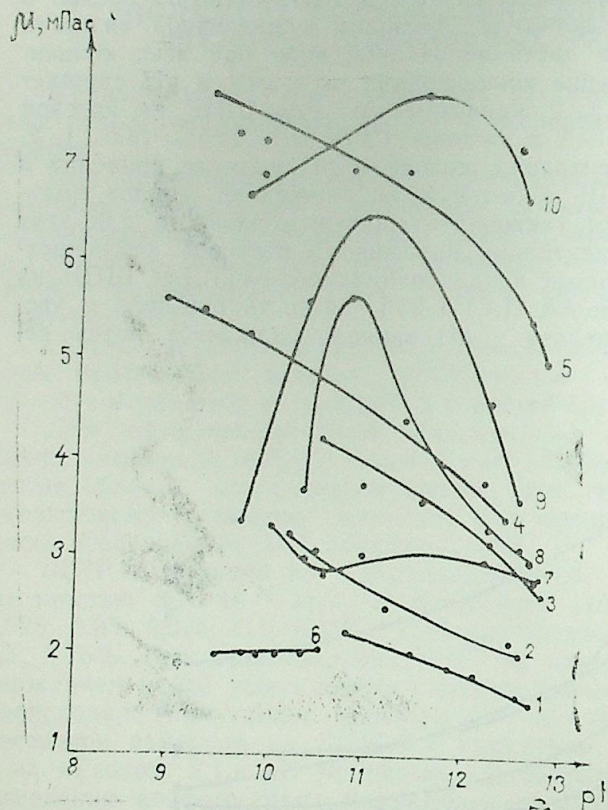


Рис. 2. Зависимость вязкости ЩПР в различных растворителях от рН (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

Известно, что в современной модели изогнутой или клубкообразно-свернутой макромолекулы полимера ее эффективный объем является результатом микроброуновского движения звеньев, самопроизвольно приводящего к наиболее вероятной форме и объему макромолекулы [1, 5]. Если же вдоль цепеобразной макромолекулы расположены ионизируемые группы (например, карбоксильные, как у ПАА), то вследствие электростатических сил отталкивания макромолекула приобретает более объемную форму. С уменьшением диссоциации объем макромолекулы уменьшается. Это происходит при варьировании рН или при добавке в растворитель солей [2—4]. Размеры макромолекулы ПАА наибольшие в нейтральной области при рН 7—8 [2—4]. Наличие в растворителе солей, особенно солей многовалентных металлов (например, кальция), может приводить к

сшивке гидролизованных макромолекул полимера и образованию ассоциаций [3, 4].

Учитывая вышеизложенные результаты можно сделать следующие предположения о конформационных изменениях макромолекул исследуемых ЩПР при изменении концентрации щелочи или рН среды. Максимальные размеры макромолекулы ПАА, в данном случае, имеет в дистиллированной воде при рН=7,4—7,5, поэтому вязкость раствора ПАА здесь наибольшая (см. табл. 1). Добавка к раствору ПАА на дистиллированной воде едкого натра приводит к экранированию отрицательно заряженных карбоксильных групп ионами натрия и уменьшению размеров макромолекул. Причем тем большему, чем выше концентрация едкого натра в растворе. Это приводит к уменьшению вязкости ЩПР на дистиллированной воде с увеличением концентрации едкого натра и рН среды (рис. 1, 2, кривые 1—5). Наличие в пресной воде солей многовалентных металлов также приводит к сворачиванию макромолекул ПАА и уменьшению их размеров согласно вышеизложенному механизму. В связи с этим вязкость растворов ПАА на пресной воде ниже вязкости растворов ПАА на дистиллированной воде (см. табл. 1).

Присутствие в пресной воде солей многовалентных металлов способствует также, при увеличении рН среды, сшивке отдельных звеньев цепи макромолекул ПАА через катион кальция и образованию ассоциаций. Это макроскопически проявляется в росте вязкости ЩПР на пресной воде для всех концентраций ПАА в ЩПР по сравнению с вязкостью растворов ПАА на этом же растворителе без добавки щелочи (ср. табл. 1 и рис. 1, 2, кривые 6—10). Однако можно предположить, что при небольших концентрациях едкого натра (0,1%) в ЩПР на пресной воде размеры этих ассоциаций меньше, чем размеры макромолекул ПАА в ЩПР на дистиллированной воде. Поэтому вязкость ЩПР на дистиллированной воде при концентрации едкого натра 0,1% в растворе выше вязкости ЩПР на пресной воде при той же концентрации едкого натра (см. рис. 1, 2).

Образование ассоциаций в ЩПР с увеличением рН среды определяется и концентрацией ПАА в растворе. При небольших концентрациях ПАА в ЩПР (0,025%), когда макромолекул в растворе недостаточно для образования большого числа ассоциаций, вязкость раствора с увеличением рН незначительно возрастает. Образование ассоциаций в этом случае покрывает лишь потери вязкости ЩПР за счет уменьшения линейных размеров макромолекул и выпадения в осадок солей и части полимера из раствора. С увеличением концентрации полимера от 0,05 до 0,15% растет число макромолекул и возможность их взаимодействия между собой. Все это приводит к росту и количества образованных ассоциаций, и их размеров и, как следствие, к росту вязкости ЩПР (см. рис. 1, 2, кривые 6—10). Этот рост наблюдается для каждой из указанных концентраций ПАА в ЩПР лишь до определенной концентрации щелочи в растворе или рН среды. Очевидно, это связано с возможностью для каждой из концентраций ПАА образовывать свое определенное число ассоциаций. Причем тем большее, чем выше концентрация ПАА в растворе. При дальнейшем увеличении рН среды ЩПР, с одной стороны, возрастает концентрация ионов, оказывающих экранирующее действие на заряды цепи макромолекул, и они все более плотнее сворачиваются, с

другой стороны, выпадает в осадок избыток щелочи и часть сшивных макромолекул полимера. Поэтому кривые вязкости ЩПР на пресной воде с концентрацией ПАА в растворе 0,05—0,15% пройдя через максимум начинают падать. Зависимость вязкости ЩПР с концентрацией ПАА 0,05 и 0,075% и концентрацией щелочи для обоих растворов 0,1; 0,12; 0,15; 0,25; 0,75% от скорости сдвига при температурных 303, 313, 333, 353 К была определена на «Рсотесте 2.1». Полученные данные были обработаны в виде степенной зависимости:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n,$$

где τ — напряжение сдвига, Па;

K — коэффициент консистенции, Па·сⁿ;

$\dot{\gamma}$ — скорость сдвига, с⁻¹;

n — показатель течения.

Результаты обработки представлены в табл. 2. Как видно из табл. 2, ЩПР при небольших температурах и концентрациях щелочи в растворе проявляют псевдопластический характер течения, что говорит о деформируемости макромолекул полимера, имеющих кон-

Таблица 2

Реологические константы K и n ЩПР

ЩПР	Температура, К							
	33		313		333		53	
	$K, \text{Па}\cdot\text{с}^n$	n	$K, \text{Па}\cdot\text{с}^n$	n	$K, \text{Па}\cdot\text{с}^n$	n	$K, \text{Па}\cdot\text{с}^n$	n
0,05% ПАА—								
0,1% NaOH	0,0060	0,8284	0,0036	0,8889	0,0022	0,9136	0,0016	0,9255
0,05% ПАА—								
0,12% NaOH	0,0037	0,8892	0,0029	0,9059	0,0022	0,9180	0,0015	0,9350
0,05% ПАА—								
0,15% NaOH	0,0037	0,8953	0,0024	0,9328	0,0016	0,9645	0,0009	0,9965
0,05% ПАА—								
0,25% NaOH	0,0030	0,9229	0,0023	0,9409	0,0017	0,9559	0,0006	1,0000
0,05% ПАА—								
0,75% NaOH	0,0024	0,9575	0,0017	0,9836	0,0012	0,9849	0,0008	1,0000
0,075% ПАА—								
0,1% NaOH	0,0045	0,9006	0,0029	0,9202	0,0025	0,9153	0,0007	1,0000
0,075% ПАА—								
0,12% NaOH	0,0080	0,8196	0,0036	0,9116	0,0026	0,9220	0,0015	0,9630
0,075% ПАА—								
0,15% NaOH	0,0031	0,9695	0,0025	0,9712	0,0018	0,9721	0,0013	0,9766
0,075% ПАА—								
0,25% NaOH	0,0031	0,9688	0,0023	0,9802	0,0015	1,0000	0,0012	1,0000
0,075% ПАА—								
0,75% NaOH	0,0026	0,9814	0,0018	1,0000	0,0014	1,0000	0,0008	1,0000

формацию асимметричного клубка. Увеличение концентрации щелочи и температуры приводит к уменьшению псевдопластичности ЩПР, а в некоторых случаях и к переходу от псевдопластического характера течения к ньютоновскому. Такое изменение характера течения ЩПР, в случае роста концентрации щелочи в растворе, связано с возрастанием плотности упаковки макромолекул полимера и умень-

шением их асимметрии. Изменение характера течения с повышением температуры обусловлено разрушением структуры полимерной системы под влиянием теплового движения [1].

С использованием полученных на ротационном вискозиметре данных была рассчитана энергия активации течения для вышеуказанных ЩПР из уравнения [1]:

$$\mu = B \exp(E/RT),$$

где μ — вязкость ЩПР, мПа·с;

B — постоянная;

E — энергия активации процесса течения, $\frac{\text{К Дж}}{\text{моль}}$;

R — газовая постоянная, $\frac{\text{Дж}}{\text{моль, К}}$;

T — абсолютная температура, К.

Исходя из этого уравнения энергию активации течения определяют как угловой коэффициент прямой, которая представляет зависимость вязкости от температуры в координатах $\ln \mu - T^{-1}$. На рис. 3 приведены результаты экспериментального определения энергии активации течения ЩПР при постоянной скорости сдвига от концентрации щелочи в растворе.

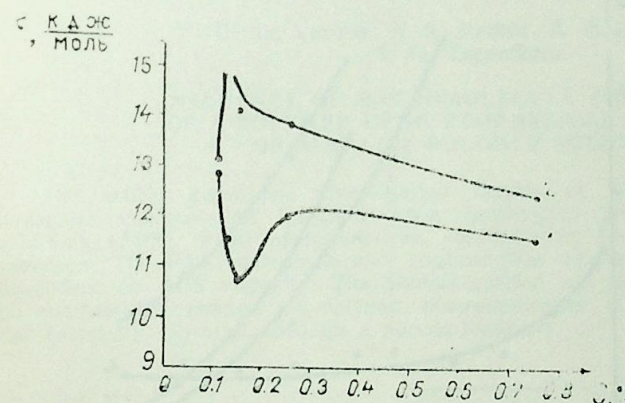


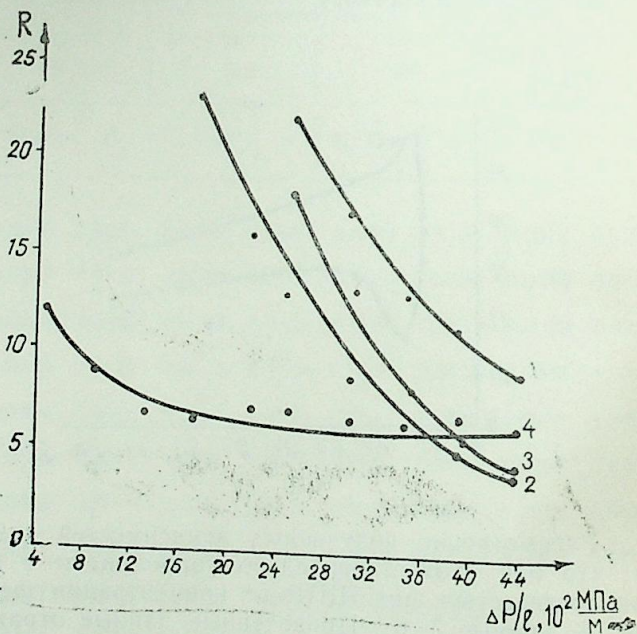
Рис. 3. Зависимость энергии активации течения ЩПР от концентрации щелочи в растворе, ПАА: 1 — 0,05%; 2 — 0,075%

Рассмотрение полученных зависимостей (см. рис. 3) показывает, что они удовлетворительно коррелируют с зависимостями вязкости соответствующих ЩПР от концентрации щелочи в растворе (см. рис. 1, кривые 7, 8). Приведенные данные отражают тот факт, что с изменением конформации макромолекулы изменяются энергетические барьеры, которые преодолеваются в элементарном акте течения, в связи с чем изменяется вязкость ЩПР. Так, с увеличением размеров макромолекулярного клубка, в результате сшивки отдельных макромолекул, растут энергетические барьеры, растет энергия активации течения, растет и вязкость ЩПР. Уменьшение размеров ассоциаций сшитых макромолекул, уменьшение их числа при выпадении в осадок приводит к снижению энергетических барьеров, снижению энергии

активации, а следовательно, и вязкости ЩПР. Конформационные изменения макромолекул полимера, происходящие с изменением свойств ЩПР, должны сказаться и на фильтрационных характеристиках этих растворов. Были проведены опыты по фильтрации ЩПР с концентрацией ПАА 0,05% и щелочи 0,1; 0,12; 0,25 и 0,75% через пористые среды проницаемостью 1,8 мкм². Опыты проводились при градиентах давления 0,044; 0,088; 0,13; 0,17; 0,22; 0,26; 0,3; 0,39; 0,44 $\frac{\text{МПа}}{\text{м}}$. Полученные результаты в виде зависимости фактора сопротивления от градиента давления представлены на рис. 4. Как видно из рис. 4, лишь ЩПР с концентрацией щелочи 0,75% фильтруется без затухания во всем рассмотренном диапазоне градиентов давления. Сопоставление полученных данных (см. рис. 4) с конформационными изменениями макромолекул исследуемого ЩПР (см. рис. 1, кр. 7) показало, что увеличение размеров макромолекул приводит не только к росту фактора сопротивления, но и к затуханию процесса фильтрации с уменьшением градиента давления. Рост фактора сопротивления связан с возрастанием сопротивления при движении крупных ассоциаций через пористую среду, а затухание фильтрации обусловлено невозможностью их продвижения через сужения поровых каналов при малых градиентах давления.

Рис. 4. Фильтрация ЩПР через пористую среду:

1 — 0,05% ПАА — 0,1% NaOH; 2 — 0,05% ПАА — 0,12% NaOH; 3 — 0,05% ПАА — 0,25% NaOH; 4 — 0,05% ПАА — 0,75% NaOH;



Таким образом, проведенные исследования показали, что конформационные изменения макромолекул полимера оказывают существенное влияние на реофизические свойства (вязкость, фильтруемость через пористую среду) ЩПР. Регулирование конформационных изменений макромолекул полимера позволит создавать ЩПР с заданными свойствами в каждом конкретном случае применения их в нефтяном деле.

Литература

1. Виноградов Г. В., Малкин А. Я. Реология полимеров. — М.: Химия, 1977.— 440 с.
2. Изучение некоторых физико-химических свойств растворов полиакриламида (ПАА) как загустителя воды для закачки в нефтяные пласты/Рабинович А. Б., Малышева Л. Н., Кравченко И. И., Базекина Л. В. — Тр./БашНИПИнефть. М.: Недр, 1970, вып. 4, с. 183—187.
3. Кукин В. В., Перышкина Т. Н., Швецов И. А. Физико-химические свойства загустителя воды полиакриламида. — Тр./Куйбышев НИИ НП, Куйбышев, 1963, вып. 38, с. 34—41.
4. Применение полимеров в добыче нефти/Тригоращенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В. и др./ — М.: Недр, 1978.—213 с.
5. Цветков В. И., Эскин В. Е., Френкель С. Я. Структура макромолекул в растворах. — М.: Наука, 1964.—719 с.

Ч. Ш. Везиров, А. С. Стреков, Э. М. Дадашов, С. Т. Тсынникова

ГЭЛЭВИ-ПОЛИМЕР МЭХЛУЛЛАРЫНЫН РЕОФИЗИКИ ХАССЭЛЭРИНЭ ПОЛИМЕР-МАКРОМОЛЕКУЛЛАРЫНЫН КОНФОРМАСИЯСЫНЫН ТЭСИРИ

Мәгәлдә полиакриламид макромолекулларынын конформасиясынын гәлэви-полимер мэхлулларынын реофизики хассэлэринэ тәсир тәдгиг олуур.

Полиакриламид макромолекулларынын конформасиясы гәлэви-полимер мэхлулунун гидроген элэнинн дэжишмәси вәситәсилә дэжишириллр. Полиакриламид макромолекулларынын конформасиясы дэжишмәси һаггында гәлэви-полимер мэхлулунун өзлүлүүнүн дэжишмәси вәситәсилә мә'лумат алыныр.

Апарылымыш тәдгигатлар көстәрмишидир ки, полимер макромолекуллары конформасия дэжишкликләри гәлэви-полимер мэхлулларынын реофизики хассэлэринэ (өзлүлүк, мөсәмәли мүнәтдән филтрация олуума) күчлү тәсир көстәрил.

D. Sh. Vezirov, A. S. Sirekov, A. M. Dadashev,
S. Ts. Tsynnikova

INFLUENCE OF MACROMOLECULE CONFORMATION OF A POLYMER UPON REOPHYSICAL PROPERTIES OF ALKALINE-POLYMER SOLUTIONS

The article gives the investigation results of polyacrylamide (PAA) macromolecules conformation influence upon reophysical properties of alkaline-polymer solutions (APS). PAA macromolecules conformation has been changed by APS pH variation. The PAA macromolecules conformation change has been considered to be dependent on APS viscosity. The studies carried out have shown essential influence of conformational change of polymer macromolecules upon APS reophysical properties (viscosity, filtration through a porous medium).

УДК 622.276.21.

Г. И. ДЖАЛАЛОВ

**ОБ ОДНОМ ПРИБЛИЖЕННОМ МЕТОДЕ РЕШЕНИЯ
 ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТЕЙ К СИСТЕМЕ
 СКВАЖИН В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ЗАЛЕЖАХ**

Вопросы разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами в последние годы изучаются интенсивно.

Математический аппарат изучения фильтрационных процессов в таких коллекторах получил значительное развитие, а применение приближенных методов расчета и ЭВМ позволило осуществить массовый счет для различных конкретных условий.

Как известно, точное решение большинства из решаемых гидродинамических задач связано с необходимостью интегрирования систем дифференциальных уравнений и даже при простейших граничных и начальных условиях сопряжено с большими математическими трудностями.

В работах [1, 3, 5] с применением метода интегральных соотношений решены некоторые задачи фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах. В этих исследованиях за основу была взята полностью вырожденная система уравнений движения жидкости, сведенная к одному уравнению.

В [6] метод интегральных соотношений развивается применительно к решению задач нестационарной фильтрации для случая ограниченной и неограниченной областей.

В статье, используя результаты работы [6], с помощью методов интегральных соотношений и суперпозиции полей решаем задачу об интерференции и круговой батареи эксплуатационных скважин в однородном бесконечном трещиновато-пористом пласте при любых соотношениях проницаемостей и упругоэластичности системы блоков и трещин.

Дифференциальное уравнение, описывающее неустановившуюся плоско-радиальную фильтрацию однородной слабосжимаемой жидкости в такой среде, имеет вид [2]:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\gamma}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \Phi_1}{\partial r} \right) &= \varepsilon_1 \frac{\partial \Phi_1}{\partial t} - \frac{\Phi_2 - \Phi_1}{\tau} \\ \frac{\gamma \varepsilon_2}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \Phi_2}{\partial r} \right) &= \frac{\partial \Phi_2}{\partial t} + \frac{\Phi_2 - \Phi_1}{\tau} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где

$$\Phi_j = \frac{2\pi k_1 h r_c}{Q \mu} (P_0 - P_j), \quad \gamma = k_1 / \mu \beta_2, \quad \varepsilon_1 = \beta_1 / \beta_2$$

$$\tau = \mu \beta_2 / \lambda, \quad \varepsilon_2 = k_2 / k_1, \quad j = \overline{1, 2}$$

P_j, β_1, κ_j — соответственно давление жидкости, упругоэластичности, проницаемость в системах блоков и трещин;

μ — вязкость жидкости;

$j=1$ относится к системе трещин, $j=2$ — к системе блоков.

Система уравнения (1) решается при следующих граничных и начальных условиях:

$$\lim_{r \rightarrow 0} r \left(\frac{\partial \Phi_1}{\partial r} + \varepsilon_2 \frac{\partial \Phi_2}{\partial r} \right) = 1, \quad (2)$$

$$\Phi_1(r, t) = \Phi_2(r, t) \text{ при } r \rightarrow 0, \quad (3)$$

$$\Phi_1(r, t) = \Phi_2(r, t) = 0 \text{ при } r \rightarrow \infty \quad (4)$$

$$\Phi_1(r, t) = \Phi_2(r, t) = 0 \text{ при } t = 0 \quad (5)$$

Используя метод интегральных соотношений [6], функции будем искать в виде:

$$\Phi_j(r, t) = a_j(t) \ln \frac{r}{R_j(t)} + b_j(t) \left(\frac{r}{R_j(t)} \right)^2 + c_j(t), \quad (6)$$

где $a_j(t), b_j(t), c_j(t)$ — неопределенные коэффициенты, подлежащие определению;

$R_j(t)$ — соответственно длина условной зоны возмущений в системах трещин и блоках, за которыми среда считается невозмущенной.

Согласно методу интегральных соотношений для определения указанных неизвестных коэффициентов дополнительно нужно задать следующие условия:

$$\frac{\partial \Phi_j}{\partial r} \Big|_{r=R_j(t)} = 0, \quad \Phi_j(r, t) \Big|_{r=R_j(t)} = 0. \quad (7)$$

С учетом (2) — (5) и (7) из (6) будем иметь:

$$\Phi_j(r, t) = \frac{1}{2(1+\varepsilon_2)} \left[1 + 2 \ln \frac{r}{R_j(t)} - (r/R_j(t))^2 \right] \quad (8)$$

Функции $R_j(t)$ определяются из интегральных соотношений, соответствующих системе уравнений (1) и граничным условиям (7).

Тогда, заменяя систему уравнений (1) равносильной ей системой в виде [6]:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 \frac{\partial \Phi_1}{\partial t} - \frac{\Phi_2 - \Phi_1}{\tau} &= \frac{\gamma}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \Phi_1}{\partial r} \right) \\ \varepsilon_1 \frac{\partial \Phi_1}{\partial t} + \frac{\partial \Phi_2}{\partial t} &= \frac{\gamma}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial}{\partial r} (\Phi_1 + \varepsilon_2 \Phi_2) \right] \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

и умножая обе части этой системы на $r dr$, интегрируя только в пределах соответствующей зоны, с учетом (8), для определения $R_j(t)$ получим следующую систему дифференциальных уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 \frac{dR_1^2(t)}{dt} - \frac{k_1^2(t) - R_1^2(t)}{\tau} &= S_L \\ \varepsilon_1 \frac{dR_1^2(t)}{dt} + \frac{dR_2^2(t)}{dt} &= S_L(1 + \varepsilon_2) \end{aligned} \right\}, \quad (10)$$

с начальным условием:

$$R_j(t)|_{t=0} = 0, \quad (11)$$

Решая систему (10) по $R_j(t)$, получим:

$$k_1^2(t) = S_L \left\{ \frac{1 + \varepsilon_2}{1 + \varepsilon_1} t + \frac{\tau}{1 + \varepsilon_1} \left[1 - \frac{\varepsilon_1(1 - \varepsilon_2)}{1 + \varepsilon_1} \right] \left(1 - e^{-\frac{1 + \varepsilon_1}{\tau} t} \right) \right\}, \quad (12)$$

$$k_2^2(t) = S_L \tau \left\{ \varepsilon_1 \left[\frac{1 + \varepsilon_2}{1 + \varepsilon_1} + \left(\frac{1}{\varepsilon_1} - \frac{1 + \varepsilon_2}{1 + \varepsilon_1} \right) e^{-\frac{1 + \varepsilon_1}{\tau} t} \right] - 1 \right\} + R_1^2(t). \quad (13)$$

Теперь предположим, что в трещиновато-пористом пласте бесконечно большой протяженности работает одна круговая батарея, состоящая из « n » эксплуатационных совершенных скважин с постоянными дебитами.

Тогда, пользуясь методом суперпозиции полей, из (8) получим выражение для распределения давления в любой точке пласта для любого момента времени:

$$P(r, t) = P_0 - \frac{Q\mu}{2\pi k_1(1 + \varepsilon_2)hr_c} \sum_{j=1}^n \left[1 + 2 \ln r \nu / R_j(t) - (r/R_j(t))^2 \right], \quad (14)$$

Как известно из [7]:

$$\sum_{j=1}^n \ln r_j^2 = \ln [r^{2n} + R_0^{2n} - 2r^n R_0^n \cos n(\theta - \alpha_0)], \quad (15)$$

$$\sum_{j=1}^n r_j^2 = n(r^2 + R_0^2). \quad (16)$$

Подставляя (15) и (16) в (14), будем иметь:

$$P_j(r, t) = P_0 - \frac{Q\mu n}{4\pi k_1 h(1 + \varepsilon_2)} \left\{ 1 - \frac{r^2 + R_0^2}{R_j^2(t)} + \frac{1}{n} \ln \frac{r^{2n} + R_0^{2n} - 2r^n R_0^n \cos n(\theta - \alpha_0)}{R_j^{2n}(t)} \right\}, \quad (17)$$

где n — число скважины; R_0 — радиус круговой батареи; θ — полярный угол любой точки пласта; α_0 — полярный угол скважины.

Принимая $r = R_0 + r_c$ и $\theta = \alpha_0$, из (17) при $j=1$ имеем:

$$\psi_c = \frac{10^{-8} \mu n r_c^2}{k_1(1 + \varepsilon_2)} \left\{ 0,5 - (R_0/R_1(t))^2 + \frac{1}{n} \ln \frac{n r_c R_0^{n-1}}{R_1^n(t)} \right\}, \quad (18)$$

где

$$\psi_c = \frac{2\pi h \Delta P_1 r_c^2}{\mu_0 Q}, \quad \mu = \frac{\mu}{\mu_0}, \quad \mu_0 = 1 \text{ сП.}$$

Рассмотрим численный пример: по формулам (8), (12), (13) и [4] при $R_0 = 5 \cdot 10^3$ см; $\rho_1 = 0,2 \cdot 10^{-5}$ 1 ат; $\rho_2 = 2 \cdot 10^{-5}$ 1 ат; $\tau = 7,2 \cdot 10^{-10}$; $\mu = 13,259$ и различным значениям K_j , t , r проведены расчеты и результаты их представлены в таблицах 1, 2. Из этих таблиц видно, что уменьшение проницаемости в системе трещин естественно приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений и в блоках, и в трещинах.

Таблица 1

Значение фильтрационных сопротивлений при $r = 10$ см

$K_1(\text{см}^2)$	$K_2(\text{см}^2)$	t , сек.	$\varphi_c \cdot 10^{-3}$	
			по численно-аналитическому решению [4]	по методу интегральных соотношений
$0,1 \cdot 10^{-8}$	$0,000 \cdot 10^{-8}$	597,6	55,80	56,73
		1800	62,19	62,11
		3600	66,75	66,24
		7200	71,35	70,52
		14400	75,97	74,96
		86400	87,87	86,70
		10368000	116,90	118,48
$0,05 \cdot 10^{-8}$	"	"	102,38	104,24
			115,20	114,95
			124,21	123,20
			132,63	131,78
			142,63	140,62
			166,40	164,05
			224,40	227,50
$0,01 \cdot 10^{-8}$	"	"	404,22	412,58
			467,09	465,33
			511,42	506,04
			556,80	548,39
			602,43	592,21
			720,28	708,21
			1008,00	1022,02
$0,001 \cdot 10^{-8}$	"	"	2424,59	2140,38
			2984,44	2912,84
			3378,32	3279,08
			3785,94	3662,38
			4199,84	4060,44
			5277,78	5119,68
			7918,91	7996,27

Таблица 2

Значение фильтрационных сопротивлений
при $r = 100$ см

$K_1(\text{см}^2)$	$K_2(\text{см}^2)$	(см)	r (ч)	$\varphi_1 \cdot 10^{-3}$	$\varphi_2 \cdot 10^{-3}$
$0,1 \cdot 10^{-8}$	$0,0001 \cdot 10^{-8}$	100	597,6	26,81	23,74
			1800	32,04	30,81
			3600	36,07	35,44
			7200	40,29	39,96
			14000	54,58	54,54
			86400	56,32	56,29
			10368000	87,97	87,96
$0,05 \cdot 10^{-8}$	"	"	"	45,10	39,00
				55,25	52,87
				63,21	61,96
				71,57	70,92
				80,27	79,45
				10,35	10,34
				16,67	16,67
130,53	103,4				
"	"	"	"	177,33	166,04
				215,95	209,0
				255,1	252,07
				323,6	295,80
				411,62	411,35
				726,42	726,43
				220,67	93,74
$0,001 \cdot 10^{-8}$	"	"	"	505,76	431,32
				773,03	728,97
				1081,59	1056,94
				1424,20	1410,95
				2401,64	2399,28
				5226,81	5226,82

Резкое падение давления в окрестности скважины особенно заметно в начальный момент времени. С течением времени разность фильтрационных сопротивлений резко уменьшается и стремится к нулю.

Из табл. 1 следует, что результаты расчетов, полученных по численно-аналитическому методу и по методу интегральных соотношений, очень близки.

После установления такого вывода можно с приемлемой точностью по формуле (18) при различных значениях « n » произвести расчеты и установить зависимость фильтрационного сопротивления от числа скважин.

Литература

1. Авакян Э. А. Некоторые приближенные решения задач фильтрации в трещиновато-пористой среде. — Изв. АН СССР, МЖГ, 1967, № 4, с. 108—113.
2. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И. Н. Об основных представлениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. — ПМН, 1960, т. XXIV, вып. 5, с. 852—864.
3. Бондарев Э. А. О решении задач фильтрации в трещиновато-пористой среде интегральными методами. — Изв. АН СССР, МЖГ, 1975, № 5, с. 70—74.

4. Джалалов Г. И., Мамиев В. С. Исследование вопросов фильтрации жидкости в трещиновато-пористых коллекторах на основе приближенного — аналитического решения задачи в точной постановке/Научно-техн. отчет лаборатории электро моделирования нефтяного пласта ИПГНГМ АН АзССР за 1980 г. № Гос. рег. 79012118.

5. Джалилов К. Н., Джалалов Г. И. О неустановившейся фильтрации жидкости в трещиновато-пористой среде к круговым батареям скважин. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1969, № 3.

6. Калиновский Ю. В. Некоторые вопросы фильтрации в истощенных трещиновато-пористых коллекторах. — Тр. МИНХ и ГПИ им. И. М. Губкина. Сер. Подземное хранение газа. М., 1978, вып. 136, с. 40—56.

7. Щелкачев В. Н. — Докл. АН СССР, 1955, т. 101, № 2.

Г. И. Чалалов

ЧАТЛЫ-МƏСАМƏЛИ ЈАТАГЛАРДА ГУЈУЛАР СИСТЕМИНƏ МАЈЕНИН СҮЗҮЛМƏ МƏСƏЛƏСИНИН БИР ТƏГРИБИ ҺƏЛЛ ҮСУЛУ НАГГЫНДА

Мəгалədə интеграл мүнәсибәтләри вә саһәләрин топланмасы үсулларынын көмәји илә блок вә чат системләринин кечиричилик вә еластики тутумларынын истәнилән мүнәсибәтләриндә, сонсуз чатлы-мәсамәли јатагда даирәви гујулар батарејасынын гаршы-лығы тәҗриби мәсәләсинин һәлли верилмишидир.

G. I. Djalalov

TO ONE APPROXIMATE METHOD OF FLUID FILTRATION PROBLEM SOLUTION TO WELL SYSTEM IN FRACTURED POROUS RESERVOIRS

Using methods for integral correlations and field superposition the author has solved a problem on interference of a circular battery of productive wells in a homogeneous infinite fractured porous bed at any ratio of permeability and elastic capacity of blocks and fractures system.

УДК 519:553.98

И. С. ДЖАФАРОВ, В. Л. КУЗЬМИНА-ГЕРАСИМОВА, Р. А. КУРБАНОВ

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ
 ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ КОМПЛЕКСИРОВАНИЕМ
 РАЗЛИЧНЫХ КЛАСТЕР-ПРОЦЕДУР**

Разбиение множества объектов на однородные группы обычно проводится с помощью кластер-процедур [2]. В настоящее время разработано достаточно много кластер-процедур, отличающихся друг от друга либо мерами близости, либо критериями объединения, либо представлением исходных данных и результатов. В связи с этим решение конкретной практической задачи ставит исследователя перед выбором той или иной кластер-процедуры и оценкой качества разбиения.

Задача выделения пластов-коллекторов в разрезе скважины решалась с помощью кластер-процедуры «ближайшего соседа», при этом оценивалось качество кластеризации. Кроме этого, решение поставленной задачи искалось на основе итеративной кластер-процедуры и сопоставлялись результаты двух кластер-процедур.

Задача выделения пластов-коллекторов решалась на материале геофизической интерпретации пластов по скв. № 2536 площади Бинагады (НГДУ «Кировнефть»). В интервале глубин 694—776 м были выделены 25 пластов, которые необходимо было разделить на две группы: группу пластов-коллекторов и группу пластов-неколлекторов.

Кластеризация проводилась по следующим параметрам: кажущиеся удельные электрические сопротивления, замеренные зондом длиной 2,25 м — $\rho_{к2,25}$ относительные амплитуды кривой самопроизвольной поляризации $\Delta U_{сп}$, гамма-каротажа ΔJ_{γ} и нейтронного каротажа $\Delta J_{n\gamma}$, представляющие собой соответственно отношения амплитуд пласта к максимальной амплитуде. Значения параметров по пластам приведены в табл. 1.

Результаты использования иерархической кластер-процедуры «ближайшего соседа» представлены в виде дендрограммы (см. рис. 1), на горизонтальной шкале которой даны уровни сходства пластов (по евклидову расстоянию), а на вертикальной — номера пластов. Как видно из дендрограммы, можно сгруппировать пласты, лежащие выше 25-го пласта, включая и пласт № 25, и отнести их к коллекторам, а пласты, лежащие ниже 25-го пласта — к неколлекторам. Пределы изменения параметров и их средние значения в группах даны в табл. 2.

Практика анализа дендрограмм показывает, что исследователь обычно испытывает затруднение при распознавании пластов, лежащих на границах между группами, в начале и в конце дендрограммы. В нашем случае к пластам такого типа можно отнести пласты №№ 1, 4, 25 и 15. Как видно из табл. 1 и 2, значения параметров этих пластов близки к граничным значениям.

Исходные данные

№ пласта	$\rho_{к 2,25}$ Ом·м	$\Delta U_{сп}$	ΔJ_{γ}	$\Delta J_{n\gamma}$
1	14,0	0,53	0,65	0,46
2	11,5	0,63	0,63	0,69
3	8,0	0,27	0,78	0,31
4	10,0	0,53	0,65	0,50
5	8,5	0,17	0,83	0,19
6	15,0	0,63	0,61	0,58
7	12,0	0,37	0,87	0,31
8	17,0	0,73	0,39	0,69
9	18,0	0,77	0,61	0,54
10	31,0	0,83	0,01	0,85
11	9,0	0,33	0,67	0,42
12	21,0	0,67	0,52	0,65
13	10,0	0,20	0,87	0,11
14	21,0	0,80	0,67	0,88
15	11,0	0,33	0,87	0,01
16	20,0	0,73	0,61	0,69
17	12,0	0,33	0,78	0,38
18	20,0	0,73	0,54	1,00
19	15,5	0,80	0,46	0,69
20	8,0	0,43	0,74	0,15
21	11,5	0,37	0,70	0,27
22	9,0	0,13	0,83	0,07
23	18,0	0,53	0,39	0,58
24	14,0	0,30	0,61	0,07
25	37,0	0,53	0,17	0,58

Таблица 2

Границы для выделения пластов, полученные по кластер-процедуре «ближайшего соседа»

Параметры	Группы	
	Коллекторы	Неколлекторы
$\rho_{к 2,25}$ Ом·м	10,0—31,0 17,9	8,0—14,0 10,3
$\Delta U_{сп}$	0,53—0,83 0,68	0,13—0,43 0,29
ΔJ_{γ}	0,01—0,65 0,52	0,61—0,87 0,78
$\Delta J_{n\gamma}$	0,46—1,00 0,68	0,01—0,42 0,21

Для оценки качества кластеризации используется Λ -статистика Уилкса:

$$\Lambda = \frac{|W|}{|T|}$$

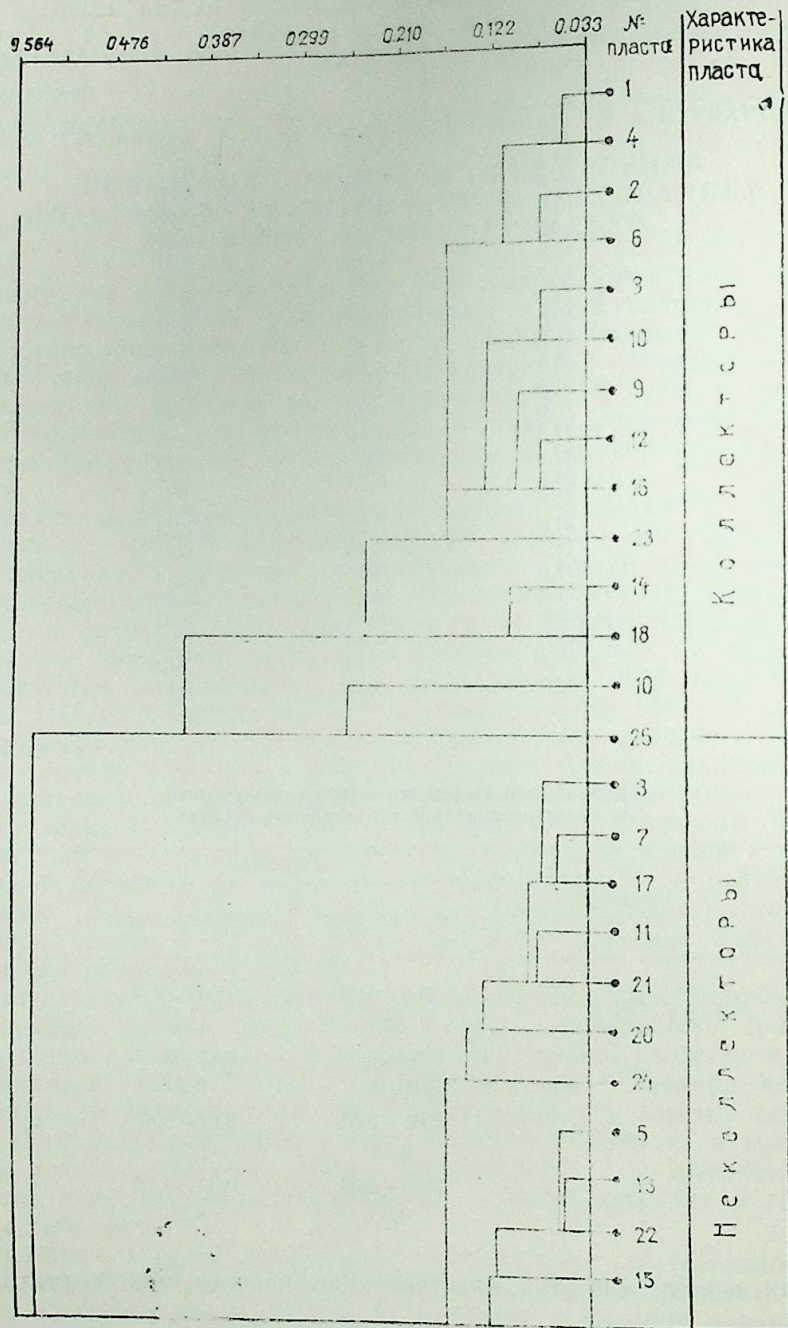


Рис. 1. Дендрограмма группирования пластов

где $|W|$, $|T|$ — детерминанты матриц W и T , W — матрица внутригрупповых отклонений (разброс точек в кластере), T — матрица общих отклонений (полный разброс точек в пространстве) [2].

Λ — статистика Уилкса принимает значения между 0 и 1. Чем меньше это значение, тем лучше разделяются группы.

Для решаемой задачи $|W|=0,031$; $|T|=1,099$; $\Lambda=0,028$, что позволяет считать принятое разделение пластов правильным и качество кластеризации удовлетворительным.

Известно, что Λ -статистика уменьшается с увеличением числа групп, поэтому при оценке качества группирования необходимо учитывать и число групп. Зависимость « Λk^2 » от числа групп « k » устанавливает критерий Мариотта (см. рис. 2), по которому успешное группирование будет тогда, когда соответствующее значение « Λk^2 » будет ниже кривой $\Lambda k^2=f(k)$ (заштрихованная область на рис. 2). Значения « Λk^2 » уменьшаются от значения 1 для $k=1$ до 0,5 для $k=10$.

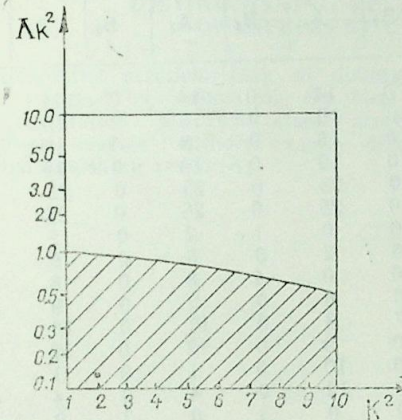


Рис. 2. Зависимость критерия Мариотта Λk^2 от числа групп k

В нашем случае для двух групп $\Lambda k^2=0,028 \cdot 4=0,112$, поэтому и по критерию Мариотта можно утверждать, что группирование проведено успешно.

Для повышения надежности выделения пластов-коллекторов можно комплексировать различные кластер-процедуры. В частности, разделение неоднородной совокупности на две группы возможно провести с помощью итеративной кластер-процедуры (неиерархический кластер), основанной на оценках плотностей вероятностей для каждой группы пластов [3]. В табл. 3 показан процесс формирования однородных групп.

Процесс группирования пластов — циклический. Нулевой цикл — разделение всей совокупности пластов пополам, группы такие же неоднородные, как и исходная совокупность. 1-й и 2-й циклы показывают, как переоцениваются вероятности и формируются новые группы. С 3-го по 5-й цикл намечается стабилизация групп и только пласты 1 и 4 переносятся из группы в группу. 6-й цикл полностью повторяет 5-й, поэтому процесс группирования заканчивается.

Сравнивая результаты двух кластер-процедур (см. рис. 1 и табл. 3), заключаем, что группа пластов A_6 из табл. 3 совпадает с

группой коллекторов на дендрограмме рис. 1, а группа пластов В₆ совпадает с группой неколлекторов. Надо отметить, что при итеративном кластер-анализе пласты 1 и 4 распознавались неоднозначно в циклах 2, 3, 4, 5, 6. Пласт 25, неоднозначно распознаваемый при первой кластер-процедуре, четко относится к группе коллекторов при второй кластер-процедуре (см. табл. 3, циклы 1—6, группа А). Пласт 15 при второй кластер-процедуре однозначно относится к группе неколлекторов (см. табл. 3, циклы 3—6, группа В).

Таблица 3

Изменение состава групп пластов при итеративной кластер-процедуре

Ц И К Л Ы													
0		1		2		3		4		5		6	
A ₀	B ₀	A ₁	B ₁	A ₂	B ₂	A ₃	B ₃	A ₄	B ₄	A ₅	B ₅	A ₆	B ₆
0	1	14	0	14	0	14	0	14	0	14	0	14	0
0	2	0	15	16	0	16	0	16	0	16	0	16	0
0	3	16	0	18	0	18	0	18	0	18	0	18	0
0	4	0	17	19	0	19	0	19	0	19	0	19	0
0	5	18	0	23	0	23	0	23	0	23	0	23	0
0	6	19	0	25	0	25	0	25	0	25	0	25	0
0	7	0	20	1	0	1	0	0	1	2	0	2	0
0	8	0	21	2	0	2	0	2	0	0	0	0	0
0	9	0	22	0	3	4	0	0	4	8	0	8	0
0	10	23	0	4	0	6	0	6	0	9	0	9	0
0	11	0	24	6	0	0	7	8	0	10	0	10	0
0	12	25	0	7	0	8	0	9	0	12	0	12	0
0	13	1	0	8	0	9	0	10	0	1	0	1	0
14	0	2	0	9	0	10	0	12	0	4	0	4	0
15	0	3	0	10	0	12	0	0	3	0	3	0	3
16	0	4	0	0	11	0	15	0	11	0	11	0	11
17	0	0	5	12	0	0	17	0	7	0	7	0	7
18	0	6	0	15	0	0	20	0	15	0	15	0	15
19	0	7	0	17	0	0	21	0	17	0	17	0	17
20	0	8	0	20	0	0	22	0	20	0	20	0	20
21	0	9	0	21	0	0	24	0	21	0	21	0	21
22	0	10	0	22	0	0	5	0	22	0	22	0	22
23	0	11	0	24	0	0	13	0	24	0	24	0	24
24	0	12	0	5	0	3	0	0	5	0	5	0	5
25	0	0	13	13	0	11	0	11	0	0	13	0	13

Таким образом, совпадение результатов двух кластер-процедур позволяет уверенно выделить две группы пластов: группу пластов-коллекторов и группу пластов-неколлекторов.

Литература

1. Классификация и кластер/Под ред. Дж. Вен Райзина — М.: Мир, 1980.
2. Статистические методы для ЭВМ/Под ред. К. Энслейна, Э. Рэлстона, Г. С. Уилфа. — М.: Наука, 1986.
3. Джафаров И. С., Кузьмина—Герасимова В. Л., Курбанов Р. А. Итерационная кластер-процедура выделения однородных совокупностей и ее использование для решения задач классификации объектов. — Изв. АН АзССР, 1988, № 5.

И. С. Чафаров, В. Л. Кузьмина-Герасимова, Р. А. Курбанов

МУХТЭЛИФ КЛАСТЕР ҮСУЛЛАРЫНЫН КОМПЛЕКТЛЭШДИРИЛМЭСИ
 ЈОЛУ ИЛЭ КОЛЛЕКТОР ЛАЈЛАРЫН АЈРЫЛМАСЫ КЕЈФИЈЈАТИНИН
 АРТЫРЫЛМАСЫ

Мағаләдә көстәрилди ки, гују кәсилишиндә коллекторларын ајрылмасы мәсәләси мұһүм тәчрүби әһәмийәтә маликдир. Мүәллифләр гојулмуш мәсәләни ики кластер әмәлијјатынын комплектләшдирилмәси јолу илә һәлл едирләр. Бу әмәлијјатлардан бири «јахын гоншу», о бири исе дөвридир. Коллекторларын ајрылмасынын нәтичәләри тутушдурулмушдур.

Коллекторларын ајрылмасы мәсәләси Бинәгади јатағынын 2536 №-ли гујусунда алынмыш кеофизики материалларын интерпретасијасына әсасән һәлл едилмишдир.

Ики кластер әмәлијјатынын нәтичәләринин үст-үстә дүшмәси кәсилишдә коллектор вә коллектор олмајан лајлар группуну инамла ајырмаға имкан вермишдир.

I. S. Djafarov, V. L. Kuzmina-Gerasimova, R. A. Kurbanov

THE METHOD FOR INCREASING RESERVOIR
 DISTINGUISHING RELIABILITY BY COMBINATION
 OF DIFFERENT CLUSTER-PROCEDURES

Important practical task of distinguishing reservoirs in geological sections is being resolved by authors on the base of data obtained from geophysical logging.

Combination of two cluster-procedures (the «nearest neighbour» and the iterative) enables authors exactly determine the limits of geophysical parameters for distinguishing reservoirs.

УДК 622.276.031.011.

В. Н. АЛЛАХВЕРДИЕВ, Б. Х. ЮСУФЗАДЕ

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ
 ПЛАСТОВ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ В НИХ
 ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ ПО ДАННЫМ
 ПРОМЫСЛОВОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Одним из основных параметров при проектировании разработки газоконденсатных месторождений является абсолютная проницаемость пласта. Она может быть определена по данным газодинамических исследований скважины при условии, если в процессе исследования забойные давления в скважинах (P_c) не снижаются ниже давления начала конденсации ($P_{нк}$). Однако, как показывает опыт разработки, многие газоконденсатные месторождения с самого начала вступают в эксплуатацию с начальным пластовым давлением, близким или равным давлению начала конденсации, и разработка залежи сопровождается в условиях фильтрации в пласте двухфазного потока. Поэтому определение абсолютной проницаемости пласта традиционными методами не представляется возможным.

В работе [1] нами была теоретически разработана методика определения абсолютной проницаемости пласта при фильтрации в них газожидкостных смесей по данным промыслового исследования в условиях, когда начальное пластовое давление равно или ниже давления однофазного состояния пластовых флюидов.

В статье с использованием результатов упомянутой работы показана практическая реализация поставленной задачи на примере данных исследования конкретной скважины. Прежде чем перейти к изложению решения рассмотренной задачи, вспомним некоторые основные расчетные соотношения.

Уравнение притока газа к скважине было представлено в виде:

$$q_r = \frac{2\pi h}{\ln \frac{r_k}{r_c} - \frac{1}{2} + c^*} \left[\frac{A_1}{3} (P_k^3 - P_c^3) + \frac{B_1}{2} (P_k^2 - P_c^2) + C_1 (P_k - P_c) \right], \quad (1)$$

где

$$A_1 = A \cdot k; \quad B_1 = B \cdot k; \quad C_1 = c \cdot k.$$

С учетом результатов работы [2] показано, что

$$k \cdot \varphi_k = A_1 P_k^2 + B_1 P_k + C_1, \quad (2)$$

где

$$k \varphi_k = \frac{\kappa F_r(\rho_k) P_k \beta}{\mu_r(P_k) z(P_k) F_{ат}} [1 - C(P) \bar{\gamma}(P)] + \frac{k F_k(\rho_k) S_k(P_k)}{\mu_k(\rho_k) A_k(P_k)} \quad (3)$$

Отсюда для $k \varphi_k$ после несложных преобразований можно получить:

$$k \varphi_k = \kappa F_r(\rho_k) \left\{ \frac{P_k \beta [1 - C(P) \bar{\gamma}(P)]}{\mu_r(P_k) z(P_k) P_{ат}} - \frac{1}{\psi(\rho_k)} \frac{S_k(P_k)}{\mu_k(P_k) a_k(P_k)} \right\} \quad (4)$$

или с учетом постоянства газоконденсатного фактора вдоль линии тока

$$k \varphi_k = \kappa F_r(\rho_k) \frac{P_k \beta}{\mu_r(P_k) z(P_k) P_{ат}} \frac{1 - C(P_k) [\bar{\gamma}(P_k) + S_k(P_k)]}{1 - \frac{S_k(P_k)}{\Gamma}}, \quad (5)$$

где Γ — замеренный газовый фактор при давлении P_k ,

$\kappa F_r(\rho_k)$ — фазовая проницаемость для газа,

κ — абсолютная проницаемость пласта,

h — мощность исследуемого объекта,

r_k, r_c — радиусы области дренажа и скважины,

C^* — коэффициент несовершенства скважины,

P_k, P_c — пластовое и забойное давления,

β, z — температурная поправка и коэффициент сжимаемости пластового газа,

μ_k, μ_r — вязкости жидкой и газовой фаз в пластовых условиях,

$P_{ат}$ — атмосферное давление,

C — содержание конденсата в пластовом газе, приведенном к стандартным условиям,

$C \bar{\gamma}$ — доля пластового газа, состоящая из паробразного конденсата,

κF_k — фазовая проницаемость жидкой фазы,

a_k, S_k — объемный конденсат жидкого конденсата и количество растворенного в нем газа.

Следовательно, имея на четыре разные даты результаты газодинамического исследования газоконденсатной скважины на 3-х установившихся режимах, можно определить через (1) коэффициенты A_1, B_1 и C_1 . Используя эти коэффициенты, из (2) на эти даты находим значения $\varphi_k \cdot \kappa$. Имея четыре значения $\varphi_k \cdot \kappa$, соответствующие им P_k и Γ из (5) находим значения $\kappa F_r(\rho_k)$. Строим зависимость $\kappa F_r(\rho_k)$ от P_k и экстраполируем ее до начального пластового давления $P_{нач}$ находим $\kappa \cdot F_r(\rho_k) = \kappa$ (без учета связанной воды), так как при значении $P_{нач}$ $\gamma_r(\rho_{к0}) = 1$. Аналогичная методика была разработана также для определения абсолютной проницаемости пласта при фильтрации в нем газированной нефти [1].

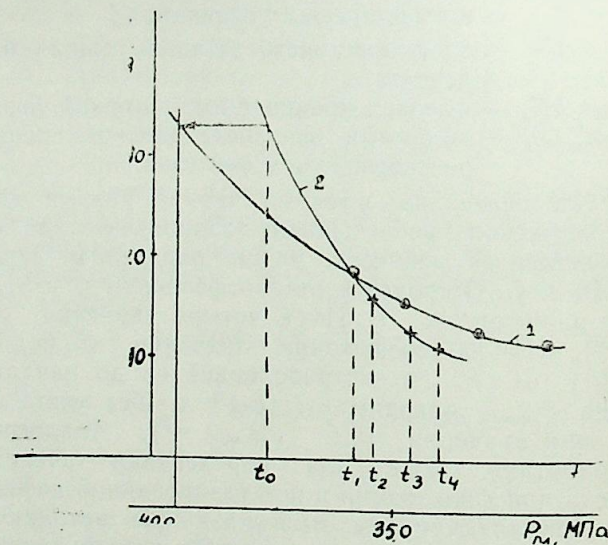
Проиллюстрируем вышеуказанную методику на примере данных исследования на приток скв. 98 газоконденсатного месторождения Карадаг. Исходные данные исследования скважины на 4-х различных датах и результаты вычисления с учетом (1) приводятся в таблице. Там же приводятся и результаты вычисления фазовой проницаемости для газа $\kappa F_r(\rho_k)$ из формулы (5). Используя данные таблицы на рисунке построены зависимости $\kappa F_r(\rho_k)$ от текущего пластового давления $P_{пл}$ (кр. 1). Из-за того, что в данном случае начальное пластовое давление является неизвестным, экстраполяция графика зависимости $\kappa F_r(\rho_k)$ до $P_{нач}$ не представляется возмож-

Исходные данные исследования и результаты
обработки скв. 98 месторождения Карадаг

Пластовое давление, $P_{пл.}$ МПа	Забойное давление, P_c МПа	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Депрессия, МПа	K_r , мД
35,8	33,0	700,0	2,8	18,7
	31,8	842,4	4,0	
	31,0	898,5	4,8	
34,8	30,1	761,2	4,7	15,5
	29,9	769,0	4,9	
	29,2	782,0	5,6	
33,3	25,8	600,5	7,5	12,8
	24,5	617,0	8,8	
	23,0	664,4	10,3	
31,9	25,2	426,8	6,7	11,3
	25,0	456,0	6,9	
	24,7	503,0	7,2	

ной. В связи с этим на рисунке показан график изменения $K_r (p_k)$ во времени (кр. 2). Экстраполируя ее до момента времени, где скважина вступила в эксплуатацию, определяем $K=33$ мД, что соответствует среднему значению по горизонту [3]. На рисунке показана

Изменения фазовой
проницаемости для газа
во времени (t) и от сни-
жения пластового давле-
ния (P) скв. № 98 место-
рождения Карадаг



также возможность определения начального пластового давления. С этой целью, как видно из рисунка, экстраполируем кр. 1 до значения, где $K=33$ мД, а затем от этой точки проводим перпендикулярную линию к оси давления и определяем $P_{нач} = 39,5$ МПа, которое также хорошо согласуется с данными работы [3].

Литература

1. Оруджалиев Ф. Г., Аллахвердиев В. Н., Юсуфзаде Б. Х. Определение абсолютной проницаемости пластов при фильтрации в них газожидкостных смесей по данным промышленного исследования. — Деп. в ВИНТИ № 2733—85. Деп. 1985 г.—7 с.
2. Абасов М. Т., Алиев Э. Ш., Оруджалиев Ф. Г., Шеловой Н. Ш. Нахождение параметров двухфазной фильтрации по данным исследования газоконденсатной скважины. — Тр. АЗНИПИнефть, Баку, 1975, с. 40—42.
3. Искендеров М. А., Гаджи-Касумов А. С. Изменение свойств конденсата в процессе разработки газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1970, с. 103.

В. Н. Аллахвердиев, Б. Х. Юсуфзаде

МЭДЭН ТЭДГИГАТЫ МЭЛУМАТЛАРЫНА ЭСАСЭН ЛАЈЛАРЫН
МҮТЛЭГ КЕЧИРИЧИЛИЖИНИН ОНЛАРДА ГАЗ-КОНДЕНСАТ
ГАРЫШЫГЫНЫН СҮЗҮЛМЭСИ ЗАМАНЫ ТЭЈИНИ БАГГЫНДА

Мәгаләдә мэдән тэдгигатларына эсасән лајларда икифазалы газ-конденсат гарышыгынын сүзүлмәси заманы дөрд мүхтәлиф вахтларда газа көрә фаза кечиричилији тәјин едилимиш вә онлардан истифадә едәрәк мүтлэг кечиричилијин тәјининин графика үсулу верилмишидр.

V. N. Allahverdiev, B. Kh. Yusufzade

TO ABSOLUTE RESERVOIR PERMEABILITY
DETERMINATION AT GAS CONDENSATE MIXTURE
FILTRATION ACCORDING TO FIELD TEST DATA

The article shows a possibility to determine phase permeability for gas of two-phase gas condensate mixture filtration in four different dates according to well investigation data under steady regimes and their graphical usage gives the absolute reservoir permeability.

УДК 622.276.031:532.5

Н. Д. ДЖАФАРОВ

ОБ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ НЕСОВЕРШЕННЫХ ГАЛЕРЕЙ В АНИЗОТРОПНОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

В ряде работ [1—7 и др.] были исследованы гидродинамические задачи, связанные с интерференцией скважин (точечных источников и стоков) в однородных и неоднородных изотропных и анизотропных нефтяных пластах различных форм.

В данной работе некоторые из этих задач решаются для случая интерференции несовершенных галерей (линейных источников и стоков) в анизотропной среде полосообразной формы при различных технологических условиях воздействия на эту пористую среду. При этом предполагается, что пористая среда постоянной мощности ограничена непроницаемыми границами (с трех сторон) и контуром напора (с одной стороны). В выбранной для анизотропной пористой среды прямоугольной системе координат оси совпадают с осями анизотропии. Коэффициент проницаемости среды определяется его значением k_x ($k_x > 0$, постоянное) и k_y ($k_y > 0$, постоянное) соответственно в направлении координатной оси Ox и Oy . В пористой среде действуют параллельно ориентированные к оси Oy несовершенные галереи с различными длинами при произвольном их расположении относительно друг друга. Фильтрация жидкости стационарная и подчиняется закону Дарси.

Тогда из уравнения неразрывности для установившегося движения несжимаемой жидкости получается известное уравнение [7, 8]:

$$k_x \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = 0, \quad (1)$$

где P — значение давления в точке (x, y) ; (x, y) — декартовы координаты произвольной точки.

Отметим, что ортогональная к системе $P(x, y) = \text{const}$, система $\psi(x, y) = \text{const}$ определяется из следующего уравнения:

$$k_x \frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = 0, \quad (2)$$

полученного из условий Коши—Римана, которые в нашем случае имеют вид:

$$\sqrt{k_x} \frac{\partial \psi}{\partial x} = \sqrt{k_y} \frac{\partial \psi}{\partial y}; \quad \sqrt{k_y} \frac{\partial P}{\partial y} = -\sqrt{k_x} \frac{\partial \psi}{\partial x}.$$

Функции $P(x, y)$ и $\psi(x, y)$ позволяют решение задачи об интерференции несовершенных галерей в анизотропной пористой среде

свести к отысканию аналитической функции $F(z) = \bar{P}(x, y) + i\psi(x, y)$ от комплексного переменного $z = x + iy$ ($i = \sqrt{-1}$, $y = y \sqrt{k_x/k_y}$, x и y — соответственно абсциссы и ординаты точки z), удовлетворяющей следующим условиям:

$$\bar{F}(h_0 + iy) + F(h_0 + iy) = 2P_k, \quad (3)$$

$$F'(x + iH) - \bar{F}'(x + iH) = 0, \quad (4)$$

$$\bar{F}'(h_1 + iy) + F'(h_1 + iy) = 0, \quad (5)$$

$$\lim_{\substack{z \rightarrow -\infty + iy \\ (-H < y < H)}} \frac{dF}{dz} = \frac{\mu q_v}{2\pi r_v h \sqrt{k_x k_y}}, \quad (6)$$

где $H = \tilde{H} \sqrt{k_x/k_y}$; \tilde{H} , h_0 и h_1 — соответственно расстояние боковых непроницаемых границ (половина ширины) пористой среды от действительной оси, контура напора и третьей непроницаемой границы от мнимой оси; h — мощность пористой среды; μ — вязкость жидкости; q_v и r_v — дебит v -й несовершенной галереи и длина отрезка удельного контура напора, приходящегося к этой галерее (способ определения r_v указан в [4, 5]); P_k — давление на контуре напора; $F(z)$ и $F'(z)$ — комплексно сопряженные функции с $\bar{F}(z)$ и $\bar{F}'(z)$ соответственно.

Отметим, что при выводе условия (6), заданного на поверхности несовершенной галереи, исходили из того, что после совершения изотропной деформации потоки в новых и старых координатах сохраняются [8].

Аналитическую функцию $F(z)$, удовлетворяющую условиям (3)—(6), согласно [4, 5] ищем в следующем виде:

$$F(z) = A + Bz + \frac{\mu}{2\pi h \sqrt{k_x k_y}} \sum_{v=1}^n q_v \left\{ \ln \left[\operatorname{sh} \frac{\pi(z - z_v)}{2H} + \sqrt{0,5 \left(\operatorname{ch} \frac{\pi(z - z_v)}{H} - \cos \frac{\pi a_v}{H} \right)} \right] - \sum_{x=1}^{\infty} E_{xv} \left[A_{xv} \exp \frac{\pi x(z - z_v)}{H} + B_{xv} \exp \frac{\pi x(z_v - z)}{H} \right] \right\}, \quad (7)$$

$$a_v = \tilde{a}_v \sqrt{k_x/k_y}; \quad z_v = x_v + iy \sqrt{k_x/k_y},$$

где

$$E_{xv} = \frac{1}{x} + \sum_{\beta=1}^x \frac{(-2)^\beta (x - \beta)! (\beta!)^2}{(2^\beta - 1)! \prod_{\alpha=1}^{\beta} (2^\beta + \alpha - 1)} \cdot \left(1 - \cos \frac{\pi a_v}{H} \right)^\beta,$$

\tilde{a}_v — половина длины несовершенной галереи в старой системе координат, z_v — координата средней точки ее; A, B, A_{xv} и B_{xv} — неизвестные коэффициенты, подлежащие определению из условий (3) — (6). Поступив путем, использованным в [4, 5], и принимая следующие обозначения:

$$\zeta = \frac{\pi z}{H}, \quad \zeta_v = \frac{\pi z_v}{H}, \quad \zeta = \xi + i\eta; \quad \zeta_v = \xi_v + i\eta_v,$$

$$b_v = \frac{\pi a_v}{H}, \quad H_0 = \frac{\pi h_0}{H}, \quad H_1 = \frac{\pi h_1}{H},$$

после некоторых преобразований искомую функцию $F(z)$ находим в таком виде:

$$F(\zeta) = P_k - \frac{\mu}{4\pi h \sqrt{k_x k_y}} \sum_{v=1}^n q_v \{ \zeta + \xi_v - 2 \ln [\operatorname{sh} 0,5 (\zeta - \zeta_v) + \sqrt{0,5 (\operatorname{ch} (\zeta - \zeta_v) - \cos b_v)}] + 2 \sum_{x=1}^{\infty} E_{xv} [A_{xv} \exp x (\zeta - 2H_1 - i\eta_v) + B_{xv} \exp x (2H_0 + i\eta_v - \zeta)] \}, \quad (8)$$

где

$$A_{xv} = \frac{1 - \exp 2x (H_0 - \xi_v)}{1 + \exp 2x (H_0 - H_1)}, \quad B_{xv} = \frac{1 + \exp 2x (\xi_v - H_1)}{1 + \exp 2x (H_0 - H_1)}.$$

С учетом $F(\zeta) = P(\xi, \eta) + i\psi(\xi, \eta)$ из (8) получаем следующую формулу распределения давлений в рассмотренной пористой среде:

$$P(\xi, \eta) = P_k - \frac{\mu}{4\pi h \sqrt{k_x k_y}} \sum_{v=1}^n q_v \{ \xi + \xi_v - f_v(\xi, \eta) + 2l_v(\xi, \eta) \}, \quad (9)$$

$$f_v(\xi, \eta) = \ln \{ 0,5 [K_v(\xi, \eta) + \sqrt{K_v^2(\xi, \eta) - (1 - \cos b_v)^2}] \},$$

$$l_v(\xi, \eta) = \sum_{x=1}^{\infty} E_{xv} [A_{xv} \exp x (\xi - 2H_1) + B_{xv} \exp x (2H_0 - \xi)] \cos x (\eta - \eta_v),$$

$$K_v(\xi, \eta) = [\operatorname{ch}(\xi - \xi_v) - \cos(\eta - \eta_v)] \{ 1 + \sqrt{1 + R_v(\xi, \eta) [R_v(\xi, \eta) - 2M_v(\xi, \eta)]} \},$$

$$M_v(\xi, \eta) = \frac{1 - \cos(\eta - \eta_v) \operatorname{ch}(\xi - \xi_v)}{\operatorname{ch}(\xi - \xi_v) - \cos(\eta - \eta_v)}, \quad R_v(\xi, \eta) = \frac{1 - \cos b_v}{\operatorname{ch}(\xi - \xi_v) - \cos(\eta - \eta_v)}.$$

При известных значениях дебитов несовершенных галерей q_v по формуле (9) можно вычислять значение давления в точке (ξ, η) , в частности, принимая в них $\xi = \xi_j + r_{cj}$; $0 \leq \eta \leq b_j$ ($j = 1, 2, \dots, n$), получаем формулу его расчета для j -й несовершенной галереи.

Теперь предположим, что фильтрация жидкости происходит в такой же пористой среде, при действии тех же несовершенных галерей, про которые отметим в постановке вышерассмотренной задачи

лишь с той разницей, что уже линия $z = h_1 + iy$, $-H \leq y \leq H$ является контуром напора со значением давления P_{k1} на нем. Обозначая через P_{k0} значение давления на контуре напора, заданное уравнением $z = h_0 + iy$, $-H \leq y \leq H$ для функции $F(\zeta)$ при вышепринятых обозначениях, находим:

$$F(\zeta) = \frac{(H_1 - \zeta) P_{k0} + (\zeta - H_0) P_{k1}}{H_1 - H_0} - \frac{\mu}{4\pi h \sqrt{k_x k_y}} \sum_{v=1}^n q_v \{ \zeta + \xi_v - 2H_0 - 2 \frac{(\zeta - H_0)(\xi_v - H_0)}{H_1 - H_0} - 2 \ln [\operatorname{sh} 0,5 (\zeta - \zeta_v) + \sqrt{0,5 (\operatorname{ch} (\zeta - \zeta_v) - \cos b_v)}] - 2 \sum_{x=1}^{\infty} E_{xv} [A_{xv} \exp x (\zeta - 2H_1 - i\eta_v) + B_{xv}^* \exp x (2H_0 + i\eta_v - \zeta)] \}, \quad (10)$$

$$B_{xv}^* = [1 - \exp 2x (\xi_v - H_1)] / [1 - \exp 2x (H_0 - H_1)].$$

Распределение давлений в данном случае получается с выделением действительных частей в правой и левой сторонах равенства (10) в таком виде:

$$P(\xi, \eta) = \frac{(H_1 - \xi) P_{k0} + (\xi - H_0) P_{k1}}{H_1 - H_0} - \frac{\mu}{4\pi h \sqrt{k_x k_y}} \sum_{v=1}^n q_v \{ \xi + \xi_v - 2H_0 - 2 \frac{(\xi - H_0)(\xi_v - H_0)}{H_1 - H_0} - f_v(\xi, \eta) - 2l_v(\xi, \eta) \}, \quad (11)$$

где $f_v(\xi, \eta)$ и $l_v(\xi, \eta)$ — определяются с теми же выражениями, использованными в формуле (9), но в этом случае выражения для A_{xv} и B_{xv} берутся из формулы (10).

Расчет давления на поверхности j -й несовершенной галереи при условии двустороннего напора производится по формуле (11) принимая, что $\xi = \xi_j + r_{cj}$, $0 \leq \eta \leq b_j$ и что дебиты всех работающих несовершенных галерей известны.

В случае задания давления на поверхности несовершенных галерей формулы (9) и (11) приводят к следующим системам линейных алгебраических уравнений для вычисления их дебитов соответственно при одностороннем и двустороннем напорах фильтрации жидкости в анизотропной пористой среде:

$$\sum_{v=1}^n \tilde{q}_v L_{jv}^{(1)} = \frac{4\pi h \sqrt{k_x k_y}}{\mu q_0} (P_k - P_{j \text{ заб.}}), \quad (12)$$

$$\sum_{v=1}^n \tilde{q}_v L_{jv}^{(2)} = \frac{4\pi h \sqrt{k_x k_y}}{\mu q_0} \{ [(H_1 - \xi_j) P_{k0} + (\xi_j - H_0) P_{k1}] / (H_1 - H_0) - P_{j \text{ заб.}} \}, \quad (13)$$

$$j = 1, 2, \dots, n; \quad \tilde{q}_v = \frac{q_v}{q_0},$$

где

$$L_{j_1}^{(1)} = \xi_j + \xi_0 + 2l_{1_0}(\xi_j, 0) + f_1(\xi_j + r_{c1}); L_{j_2}^{(2)} = \xi_j + \xi_0 - 2H_0 + \\ + 2l_{2_0}(\xi_j, 0) - f_2(\xi_j + r_{c2}, 0) - 2(\xi_j - H_0)(\xi_0 - H_0)/(H_1 - H_0);$$

$l_{1_0}(\xi, \eta)$ и $l_{2_0}(\xi, \eta)$ определяются из выражения $L_0(\xi, \eta)$ при $\xi = \xi_j, \eta = 0$ согласно формулам (9) и (11).

Аналогичным образом рассматриваются те же задачи и для случая пересекающихся несовершенных галерей, предполагая, что одна из них параллельно ориентирована относительно оси абсцисс, а другая — оси ординат; число таких пар равно n . Например, в случае четырехстороннего контура питания в пористой среде, поступающая так же, как и в [5] и принимая там же использованные обозначения, после некоторых преобразований для распределения давлений во вспомогательной плоскости z найдено следующее выражение:

$$P(\xi, \eta) = u(\xi, \eta) + \frac{p}{4\pi h \sqrt{k_x k_y}} \sum_{j=1}^n q_j \{M_j(\xi, \eta) + 8[\alpha_j(\xi, \eta) + \\ + \beta_j(\xi, \eta)]\} + \sum_{x=1}^{\infty} [z(\eta) \sin(x\xi) + \beta(\xi) \sin(x\eta)]. \quad (14)$$

Следует отметить, что рассмотренные для недеформируемой анизотропной пористой среды задачи решены также с учетом деформируемости пористой среды, с использованием соответствующих зависимостей для преобразования координат и выражения для проницаемости во вспомогательной плоскости, приведенные в [8].

В заключение можно сделать следующие выводы: получено точное аналитическое решение плоской задачи об интерференции несовершенных галерей (линейных источников и стоков) в пористой среде. Из полученного решения вытекают частные случаи решения ряда задач, полученного ранее различными авторами, в частности, автором данной работы. К ним относятся следующие: решение задачи взаимодействия точечных скважин в изотропном (если $a_1 = a_2 = \dots = a_n = 0, k_x = k_y = k$ [5, 7]) и анизотропном (если $a_1 = a_2 = \dots = a_n = 0, k_x \neq k_y$ [1]) пластах; решение задачи притока жидкости к единичному линейному источнику (в случае $k_x = k_y = k, n=1, a_1 \neq 0$ [6]) и взаимодействия линейных источников и стоков (в случае $k_x = k_y = k, n$ — произвольное число, большее единицы, $a_\nu \neq 0, \nu = 1, 2, \dots, n$ [4, 5]) в изотропном пласте; решение задачи совместного действия точечных скважин и линейных источников и стоков в изотропном ($k_x = k_y = k$ [5]) и анизотропном ($k_x \neq k_y$) пластах, имея в виду, что a_ν для некоторых значений ν равен нулю, а для остальных — отличным от нуля.

Литература

1. Джалалов Г. И., Гаджиев М. М. О фильтрации жидкости в кусочно-однородно-анизотропном пласте. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1978, № 1, с. 67—78.
2. Джалилов К. Н., Джалалов Г. И., Мустафаев Ф. М. Об обводнении скважин залежей в анизотропных деформируемых коллекторах. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1983, с. 74—79.

3. Джалилов К. Н., Джалалов Г. И. О стягивании контура нефтеносности в однородно-анизотропном пласте. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1968, № 3, с. 54—58.

4. Джафаров Н. Д. Решение одной плоской задачи фильтрации в неоднородном пласте при наличии в нем трещин. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1985, № 2, с. 39—47.

5. Джафаров Н. Д. Совместная эксплуатация нефтяных пластов при структурных нарушениях. — ВИНТИ, 1985, № 527—85. Деп. — 56 с.

6. Пилатовский В. П. Основы гидромеханики тонкого пласта. — М.: Недра, 1966.—317 с.

7. Пыхачев Г. Б. Подземная гидравлика. — М.: Гостоптехиздат 1961.—387 с.

8. Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. — М.: Недра, 1966.—283 с.

Н. Ч. Чэфаров

АНИЗОТРОП МЭСАМЭЛИ МҮҢИТДЭ НАТАМАМ КЭҔРИЗЛЭРИН (ГАЛЕРЕЈАЛАРЫН) ГАРШЫЛЫГЛЫ ТЭҔСИРИ ҢАГГЫНДА

Мәгалә натамам галерејаларын (хәтти мәнбә вә мәнсәбләрин) золағшәкилли анизотроп мәсамәли мҮҢИТДЭ гаршылыгылы тәҔсиринин өјрәнилмәсинә һәср едилмишдир. Гојулмуш мәсәлә мәсамәли мҮҢИТДЭ бир вә икитәрәфли гида контуру олан һаллар үчүн һәлл едилмиш, натамам галерејаларын үзәриндә тәзјиги (дебитләр мәлүм олдугда) вә ја онларын дебитини (онларда тәзјигләр мәлүм олдугда) тапмағ үчүн лазым олан һесабат дүстурлары чыхарылмышдыр.

N. D. Djafarov

TO IMPERFECT GALLERIES INTERFERENCE IN ANISOTROPIC POROUS MEDIUM

The paper solves a problem of imperfect galleries interference in an anisotropic porous medium having strip-like form under different technological conditions of stimulation in the porous medium. The author has obtained an analytical solution of the problem considered, that gives a particular solution of a number of filtration problems obtained earlier by several authors, in particular by the author of this paper.

УДК 622.276.531:032.51(1-04)

Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ, Н. М. ГАНИЕВ

ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН НА ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ГАЗОМ

При рассмотрении вопросов разработки нефтегазовых залежей возникает необходимость проведения гидрогазодинамических исследований процесса фильтрации в пористой среде углеводородных жидкостей и их взаимовытеснения.

Этим исследованиям в литературе посвящен ряд работ [1, 3-7] и др.

В работе [3] нами было получено решение задачи вытеснения нефти газом к системе скважин в неоднородном пласте и было изучено влияние распределения дебитов между рядами скважин на данный процесс. Было рассмотрено линейное расположение скважин.

В данной статье дается решение такой же задачи для случая шахматного расположения скважин и исследуется влияние распределения дебитов между рядами скважин при этом расположении.

Так же, как в [3], рассматривается кусочно-однородный пласт, состоящий из пяти зон. В первых трех зонах имеется по одной батарее скважин, которые расположены в шахматном порядке.

Вытеснение нефти к скважинам происходит за счет напора газовой шапки.

На рис. 1 показан элемент пласта, характеризующий исследуемую газонефтяную залежь и принятую систему разработки.

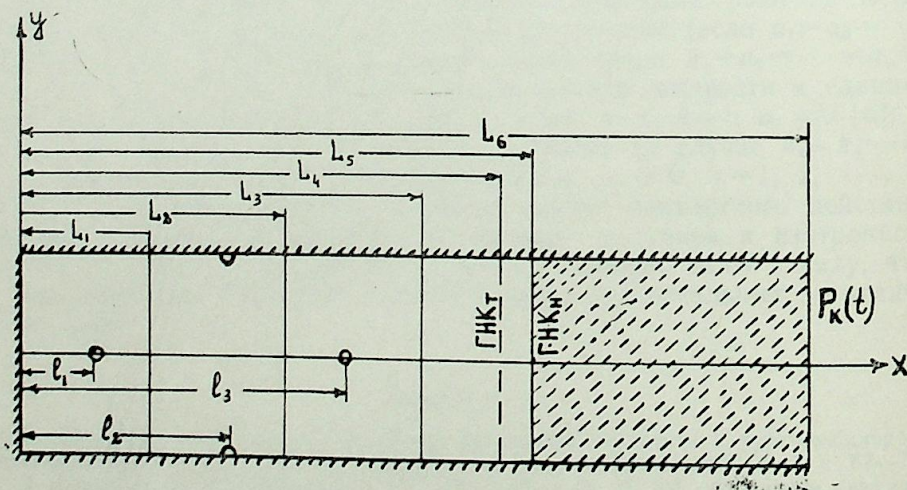


Рис. 1. Элемент нефтегазовой залежи с начальным положением ГНК при шахматном расположении скважин

Математическая постановка задачи будет иметь вид:

$$\frac{\partial^2 \bar{P}_i}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \bar{P}_i}{\partial y^2} = 0 \quad (i=1, 4) \quad \frac{\partial^2 P_j^*}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P_j^*}{\partial y^2} = 0 \quad (j=5, 6) \quad (1)$$

$$\left. \frac{\partial \bar{P}_i}{\partial x} \right|_{x=0} = 0 \quad \left. \frac{\partial \bar{P}_i}{\partial y} \right|_{y=\pm \sigma} = 0 \quad \left. \frac{\partial P_j^*}{\partial y} \right|_{y=\pm \sigma} = 0 \quad P_6^*|_{x=L_6} = P_k^* \quad (2)$$

$$\text{при } x=L_1 \begin{cases} \bar{P}_1 = \bar{P}_{1+1} \\ k_1 \frac{\partial \bar{P}_1}{\partial x} = k_{1+1} \frac{\partial \bar{P}_{1+1}}{\partial x} \end{cases} \quad (3)$$

$$\text{при } x=L_4 \begin{cases} \bar{P}_4 = \frac{1}{a} (P_5^* - b) \\ \frac{\rho_n}{\mu_n} \frac{\partial P_4}{\partial x} = \frac{\rho_{го}}{\mu_{го}} \frac{\partial P_5^*}{\partial x} \end{cases} \quad (4)$$

$$\text{при } x=L_5 \begin{cases} P_5^* = P_6^* \\ k_4 \frac{\partial P_5^*}{\partial x} = k_5 \frac{\partial P_6^*}{\partial x} \end{cases} \quad (5)$$

$$\lim_{r_1 \rightarrow 0} r_1 \frac{\partial P_1}{\partial r_1} = - \frac{\mu_n q_1}{2 \pi k} \quad (6)$$

Здесь $P^* = \int \frac{\bar{P} d\bar{P}}{\mu(\bar{P}) z(\bar{P})}$, которое как показано в [2] может быть представлено в виде:

$$P^* = a\bar{P} + b, \quad \bar{P} = \frac{P}{P_0}; \quad \mu(\bar{P}) = \frac{\mu_r(P)}{\mu_{го}}; \quad z(\bar{P}) = \frac{z(P)}{z_0}.$$

Применяя метод разделения переменных и сравнения, распределение давлений ищем в следующем виде.

Для нефтяной области:

$$\bar{P}_1 = \frac{q_1 \mu_n}{4 \pi h k_1 P_0} K_1 + A_1 x + B_1 + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_{1m} \exp\left(\frac{\pi m x}{\sigma}\right) + B_{1m} \exp\left(-\frac{\pi m x}{\sigma}\right) \right] \cos \frac{\pi m}{\sigma} y \quad (7)$$

$$K_1 = \begin{cases} \text{при } i=1, 3 & \ln \left[\ln \frac{\pi(x-l_1)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma} \right] - \ln 2 \\ \text{при } i=2 & \ln \left[\ln \frac{\pi(x-l_1)}{\sigma} + \cos \frac{\pi y}{\sigma} \right] - \ln 2 \end{cases}$$

Для газовой области:

$$\bar{P}_j = \left\{ A_j x + B_j - b + \sum_{m=1}^{\infty} [A_{jm} \exp\left(\frac{\pi m x}{\sigma}\right) + B_{jm} \exp\left(-\frac{\pi m x}{\sigma}\right)] \cos \frac{\pi m}{\sigma} y \right\} a, \quad (8)$$

где коэффициенты A_1, B_1, A_j, B_j ($i=1,4$), $A_{1m}, B_{1m}, A_{jm}, B_{jm}$ ($j=5,6$) определяются из двух систем уравнений, так же, как в [4].

Средневзвешенное давление в пласте определяется по формуле:

$$\bar{P} = \frac{1}{2L_6 \sigma} \sum_{i=1}^6 \int_{-L_{i-1}}^{L_i} \bar{P}_i dx dy \quad (9)$$

При первой фазе процесса из (7)–(8) можно определить забойные давления, давление на ГНК и по формуле (9) — средневзвешенное давление в пласте.

В данной статье рассматривается в основном вторая фаза процесса, т. е. считается, что возмущение достигло границы пласта.

Движение контакта будет определяться из системы кинематических условий, которая описывает траекторию движения любой частицы на ГНК. Для того, чтобы можно было определить конфигурацию ГНК во время движения будем решать N систем:

$$m \frac{dZ_j}{dt} = - \frac{k_j}{\mu_n} F_j \quad j=1, N, \quad (10)$$

где

$$Z_j = \begin{pmatrix} x_j \\ y_j \end{pmatrix}; \quad F_j = \begin{pmatrix} b_1^j \\ b_2^j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial x} \\ \frac{\partial P_1}{\partial y} \end{pmatrix} \quad \begin{matrix} l = 4,3 \\ j = \overline{1, N} \end{matrix};$$

Z_j, F_j — вектор функции, l — индекс зон, по которым будет двигаться ГНК.

За начальные значения $Z_j = \begin{pmatrix} x_j \\ y_j \end{pmatrix}$ будем брать точки, равномерно отстоящие друг от друга на ГНК. Систему (10) решаем методом Рунге—Кутты с определенным шагом Δt .

Алгоритм решения задачи при второй фазе фильтрации следующий. Задается шаг Δt , по которому решается система (10) и находятся координаты движения частиц за это время. По этим координатам определяется новая форма газонефтяного контакта. Площадь, занимаемая газом и нефтью, определяется по следующим формулам:

$$S_{\text{газ}}(t) = 2 \cdot \sum_{j=1}^{N-1} (y_{j+1} - y_j) x_j; \quad S_{\text{нефть}}(t) = S_{\text{залежь}} - S_{\text{газ}}(t). \quad (11)$$

Время t , а также $S_{\text{газ}}$ и $S_{\text{нефть}}$ подставляются в объединенное уравнение материального баланса, полученное с использованием уравнений материального баланса нефти и газа и $\frac{P}{z(P)} = a_1 P + b_1$:

$$S_{\text{нефть}}(t) \cdot h m \exp[\beta(\bar{P} P_0 - P_{\text{ам}})] + c_1 S_{\text{газ}}(t) h m a_1 a \bar{P} = - c a_1 a h m (S_{\text{газ}}(t) - S_{i,0}) + S_{\text{но}} m h \exp[\beta(P_0 \bar{P}_{\text{н}} - P_{\text{ам}})] + c_1 S_{\text{го}} m h a_1 a \bar{P}_{\text{н}} - \sum_{i=1}^3 q_i t, \quad (12)$$

где $c = \frac{\rho_{\text{ам}}(a_1 b + b_1)}{\rho_0 a_1 a}$; $c_1 = \frac{\rho_{\text{ам}}}{\rho_0}$; $\bar{P}_{\text{н}}$ — средневзвешенное давление, установившееся при первой фазе, определяется из (9); $S_{\text{но}}$ и $S_{\text{го}}$ — первоначальная площадь, занимаемая соответственно нефтью и газом. \bar{P} определяется из (12) по методу касательных с заданной наперед точностью ε .

Для определения P_k найденное средневзвешенное давление подставляется в следующую формулу, полученную из (9):

$$\begin{aligned} P_k = & \left\{ \bar{P} - \frac{1}{2\sigma L_5} \left[\frac{L_1^2 \mu_n}{4h k_1 P_0} q_1 - \frac{L_1 \mu_n}{4h k_1 P_0} q_1 l_1 - \frac{\sigma L_1 \mu_n \ln 2}{\pi h k_1 P_0} q_1 + \right. \right. \\ & + \frac{(L_2^2 - L_1^2) \mu_n}{4h k_2 P_0} q_2 - \frac{(L_2 - L_1) \mu_n}{2h k_2 P_0} q_2 l_2 - \frac{\sigma (L_2 - L_1) \mu_n \ln 2}{\pi h k_2 P_0} + \\ & + \frac{(L_3^2 - L_2^2) \mu_n}{4h k_3 P_0} q_3 - \frac{(L_3 - L_2) \mu_n}{2h k_3 P_0} q_3 l_3 - \frac{\sigma (L_3 - L_2) \mu_n \ln 2}{\pi h k_3 P_0} + A_1 L_1^2 \sigma + \\ & + B_1^1 L_1 + A_2 (L_2^2 - L_1^2) \sigma + B_2^1 (L_2 - L_1) 2\sigma + A_3 (L_3^2 - L_2^2) \sigma + \\ & + B_3^1 (L_3 - L_2) 2\sigma + A_4 (L_4^2 - L_3^2) \sigma + B_4^1 (L_4 - L_3) 2\sigma + A_5 (L_5^2 - L_4^2) \sigma + \\ & \left. + B_5^1 (L_5 - L_4) 2\sigma + A_6 (L_6^2 - L_5^2) \sigma + B_6^1 (L_6 - L_5) 2\sigma \right\} / a. \quad (13) \end{aligned}$$

Здесь $B_i^1 = B_i - (a P_k + b)$, $i = \overline{1, 6}$.

Вместо L_4 и L_3 подставляются $L_{\text{ср}} = \sum_{s=1}^n \frac{y_s}{n}$ при прохождении

ГНК соответственно по четвертой и третьей зоне. Здесь y_s те же, что и в (9).

И наконец, вычисленные значения $L_{\text{ср}}$ и P_k подставляются в распределение давлений, написанное соответственно для $x=l_1+r_c$; $x=l_2+r_c$; $x=l_3+r_c$. Таким образом, находятся забойные давления $\bar{P}_{c1}, \bar{P}_{c2}, \bar{P}_{c3}$. На следующем шаге в (10), (12)–(13) подставляются значения $P_k(t), t, L$, вычисленные на предыдущем шаге, и вся процедура повторяется заново.

По изложенному выше алгоритму решения задачи расчеты проводились на ЭВМ при следующих числовых данных:

$h=10$ м; $\sigma=150$ м; $r_c=0,1$ м; $l_1=200$ м; $l_2=500$ м; $l_3=800$ м; $L_1=350$ м; $L_2=650$ м; $L_3=950$ м; $L_4=L_5=1200$ м; $L_6=2000$ м; $m=0,18$; $\mu_n=10^{-3}$ Па·с; $\mu_{\text{го}}=2,87 \cdot 10^{-5}$ Па·с; $\beta=2,04 \cdot 10^{-9}$ 1/Па;

$P_{к0} = 39226600 \text{ Па}$; $\kappa_1 = 0,50536 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; $\kappa_2 = \kappa_5 = 1,0107 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$;
 $\kappa_3 = 1,516 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; $\kappa_4 = 2,021 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$;

Значения $\mu_{г0}$ и коэффициентов a , b , a_1 , b_1 соответствуют метану.

В табл. 1 показаны варианты разработки, отличающиеся только величинами заданных дебитов нефти по скважинам.

Таблица 1

№ варианта	q_1 , м ³ /сут		
	1 ряд	2 ряд	3 ряд
1	50	50	50
2	100	100	100
3	150	150	150
4	25	50	75
5	75	50	25
6	0	75	75

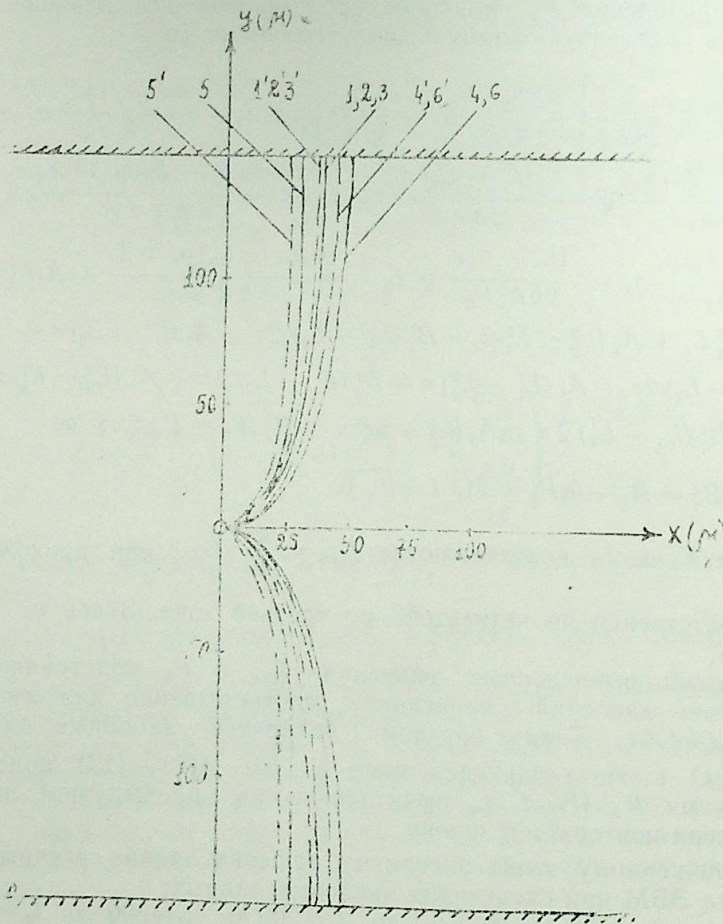


Рис. 2. Положения ГНК в момент прорыва газа в скважину при различных вариантах распределения добычи нефти между рядами

В работе [3] были определены положения ГНК по вариантам, данным в табл. 1 на момент прорыва газа в ближайшие скважины при линейном их расположении. На рис. 2 показана форма ГНК в момент прорыва газа, полученная при шахматном расположении скважин по данным табл. 1 на основе вышеизложенного решения (пунктирные линии) и форма ГНК при линейном расположении [3] (сплошные линии).

Как видно из рис. 2, закономерность, установленная в [3], сохраняется и здесь, т. е. из сопротивления вариантов 1', 2' и 3' видно, что равнократное изменение дебитов скважин сказывается лишь на времени прорыва газа, но практически не влияет на количество вытесненной нефти. При сравнении вариантов 1', 4'—6' видим, что на форму ГНК существенным образом влияет распределение заданного отбора нефти по рядам.

Сравнивая положения ГНК по идентичным вариантам при шахматном и линейном расположении, видим, что при шахматном расположении коэффициент охвата вытеснением выше, чем при линейном расположении.

Из приведенного следует, что наибольший коэффициент охвата вытеснением при заданном общем отборе $Q = q_1 + q_2 + q_3$ наблюдается при шахматном расположении и уменьшении отбора из ближайшего к ГНК ряда.

Посмотрим теперь как распределяются забойные давления в скважинах по рядам. Для этого сравним таблицы 2 и 3 (данные табл. 2 соответствуют линейному расположению скважин, а табл. 3 шахматному).

Таблица 2

№ варианта	$t = t_0$			$t = 672 \text{ сут}$			$t = t_{\text{кон}}$		
	\bar{P}_{c1}	\bar{P}_{c2}	\bar{P}_{c3}	\bar{P}_{c1}	\bar{P}_{c2}	\bar{P}_{c3}	\bar{P}_{c1}	\bar{P}_{c2}	\bar{P}_{c3}
1	0,857	0,894	0,923	0,646	0,684	0,713	0,501	0,538	0,566
2	0,715	0,788	0,846	"	"	"	0,378	0,450	0,509
4	0,889	0,900	0,918	0,676	0,687	0,706	0,535	0,546	0,565
5	0,826	0,887	0,927	0,619	0,680	0,720	0,466	0,529	0,569
6	0,914	0,892	0,918	0,701	0,680	0,705	0,560	0,539	0,564

Таблица 3

№ варианта	$t = t_0$			$t = 672 \text{ сут}$			$t = t_{\text{кон}}$		
	\bar{P}_{c1}	\bar{P}_{c2}	\bar{P}_{c3}	\bar{P}_{c1}	\bar{P}_{c2}	\bar{P}_{c3}	\bar{P}_{c1}	\bar{P}_{c2}	\bar{P}_{c3}
1'	0,857	0,910	0,923	0,646	0,700	0,713	0,501	0,553	0,566
2'	0,715	0,820	0,846	"	"	"	0,378	0,482	0,508
4'	0,889	0,916	0,918	0,676	0,704	0,706	0,535	0,562	0,564
5'	0,826	0,903	0,927	0,619	0,696	0,720	0,466	0,543	0,568
6'	0,914	0,916	0,918	0,701	0,704	0,705	0,560	0,562	0,564

Как видно из сравнения однотипных вариантов в табл. 2 и 3, изменение расположения скважин влияет лишь на забойные давле-

ния измененного ряда, а на другие ряды практически не влияет. Это соблюдается в начальный, в произвольно выбранный и в конечный момент времени.

При сравнении вариантов 1, 2, 4—6 с 1', 2', 4'—6' видно, что невзирая на дебиты первого и третьего рядов, смещение скважин второго ряда, по отношению к двум другим рядам ведет к повышению давления в этом ряду, причем, чем выше дебит, тем больше разница в забойном давлении данного ряда при шахматном расположении и при линейном. Так, при сравнении 1 и 1' она составила 0,016, 2 и 2' — 0,032, 6 и 6' — 0,024.

Из приведенного выше видно, что при разработке залежей на режиме вытеснения нефти газом важное значение имеет выбор системы расположения скважин и распределение заданного отбора нефти между элементами многорядной системы.

Литература

1. Абасов М. Т. Гидродинамические исследования разработки газонефтяных и газоконденсатных месторождений. — В кн.: Теория и практика добычи нефти. М.: Недра, 1968, с. 68—82.
2. Абасов М. Т., Калантаров А. Ш., Кулиев А. М., Мамиев Г. С. Некоторые задачи фильтрации реального газа. — Азерб. нефт. хозяйство, 1972, № 12, с. 23—25.
3. Джалилов К. Н., Ганиев Н. М., Оруджалиев Ф. Г., Салманова С. С. К исследованиям процесса разработки нефтегазовых залежей. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1984, № 4, с. 25—30.
4. Ганиев Н. М. О вытеснении нефти газом и водой применительно к разработке нефтегазовой залежи с законтурным заводнением. — Баку, 1985. — 19 с. — Рукопись представлена ИПГНГМ АН АзССР. Деп. в ВИНТИ от 5 ноября 1985, № 7718—В.
5. Курбанов А. К. Проектирование и расчет технологических показателей разработки нефтегазовых залежей. — В кн.: Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М., Наука, 1978.
6. Кундин С. А., Курбанов А. К., Куранов И. Ф., Розенберг М. Д. Методика расчета процесса заводнения нефтегазовых залежей с обширной подгазовой зоной. — Нефтяное хозяйство, 1973, № 4, с. 27—31.
7. Сомов В. Ф. Исследование уменьшения остаточных запасов нефти при разработке нефтегазовых залежей. — ВНИИнефтегаз. М., 1977. Деп. ВНИИОЭНГ, № 362.

Ф. Г. Оруджалиев, Н. М. Ганиев

ГУЈУЛАРЫН ЈЕРЛӘШМӘСИНІН НЕФТИН ГАЗЛА СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНА ТӘСИРИ

Мәгаләдә гејри-бирчине ләјдә, нефтин шахматвары дүзүлмүш гујулар системинин газла сыхышдырылмасы мәсәләсинин һәлли верилер. Гују сыраларында дебитин пәјланмасынын нефтин газла сыхышдырылмасынын тамлығына тәсири өјрәнилер. Тәдқиғатын нәтичәләри хәтти дүзүлмүш гујулар һалы үчүн алынмыш аналожи нәтичәләр илә мугәјисә едилер.

F. G. Orudjaliev, N. M. Ganiev

WELL SPACING INFLUENCE UPON OIL DISPLACEMENT WITH GAS

The article deals with a solution of a problem of oil displacement with gas to a checkerboard system in a heterogeneous reservoir. The authors have studied the influence of output distribution between rows of wells upon complete oil displacement with gas and compared the investigation results with the results of the same process at linear well spacing.

УДК 532.546

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Н. Д. ДЖАФАРОВ, Т. И. КАЗЫМОВ

УПРОЩЕННАЯ СХЕМА РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Для исследования вытеснения нефти водой к системе скважин с учетом одновременно двухфазности течения и геометрии фильтрационного потока предложены различные приближенные методики расчета [3, 4, 7, 9]. Учитывая геометрию потока по схеме «жестких» трубок тока, двухфазность различными способами (например, в работе [7] по схеме, предложенной в [11], а в работе [3] с введением эквивалентной насыщенности, в результате введения которой расчет двухфазного вытеснения сводится к решению задачи о поршневом вытеснении одной жидкости другой), эти методики для проведения расчетов требуют использования современной вычислительной техники, т. к. расчеты по этим методикам громоздки и сложны. С этой точки зрения методы работ [5, 6, 10] можно считать относительно упрощенными.

Наша цель заключается в разработке новой упрощенной расчетной схемы определения основных характеристик разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. Эта схема основана на переходе от сложного потока, учитывающего геометрию течения, к элементарным, параллельно-поступательным потокам. Идея этого перехода для построения теоретической функции распределения трубок тока для работы единичной скважины в полубесконечном пласте, изложена в [2].

Предлагаемая нами схема позволяет легко учитывать двухфазность потока и неоднородность пласта по его площади и мощности при работе системы скважин и повышает точность определяемых характеристик.

По этой схеме область фильтрации каждой скважины разбивается на фактические (криволинейные) трубки тока. Каждой криволинейной трубке тока поставляется в соответствие прямолинейная трубка тока. Длины этих прямолинейных трубок тока принимаются равными и определяются из условия равенства истинного и преобразованного объемов питаний при равенстве их мощностей, длин контуров питаний и пористости, т. е. из равенства их геологических запасов.

Время прорыва воды по фактической криволинейной и соответствующей ей прямолинейной трубке тока принимается одинаковым. Исходя из этого условия, определяются дебиты или перепады давлений в прямолинейных трубках тока соответственно при заданном дебите или перепаде давления в истинном пласте.

После этого процесс вытеснения исследуется в прямолинейных трубках, что гораздо легче сделать, чем в криволинейных трубках. Вышеупомянутые характеристики получаются суммированием этих характеристик по прямолинейным трубкам.

Ниже трансформируется вышесказанное на «язык формул» для случая, когда в однородном по проницаемости пласте действует система прямолинейных батарей скважин, работающих при заданных постоянных перепадах давления. Закон движения частицы по i -й криволинейной трубке тока, характеризующийся параметром линии тока C_1 , в общем виде можно выразить следующей формулой:

$$t = \frac{2m \delta \mu \sigma^2}{\pi^2 k \Delta P} \tau_{*1}(\theta_1, \eta_1, \bar{\mu}_n, \bar{\mu}_{cm}) \quad (1)$$

(параметр C_1 выражен через «угол обводнения» θ_1). Здесь m и k — соответственно пористость и проницаемость пласта, δ — коэффициент использования пор, σ — полурасстояние между скважинами в ряду, η_1 — текущее положение частицы жидкости, относящейся к границе раздела между нефтью и смесью, ΔP — перепад давления, $\bar{\mu}_n = \mu_n/\mu$, $\bar{\mu}_{cm} = \alpha \mu_b/\mu$; μ_n , μ_b , μ и α — соответственно вязкость нефти, воды, характеристическая вязкость и коэффициент увеличения фильтрационного сопротивления в зоне смеси [1]; $\tau_{*1}(\theta_1, \eta_1, \bar{\mu}_n, \bar{\mu}_{cm})$ — известная функция для каждого конкретного случая расположения скважин.

Вводя безразмерное время в виде $\tau = \pi^2 k \Delta P / (2m \delta \mu \sigma^2)$, (1) приводится к виду:

$$\tau = \tau_{*1}(\theta_1, \eta_1, \bar{\mu}_n, \bar{\mu}_{cm}) \quad (2)$$

Закон движения частицы жидкости в i -й прямолинейной трубке выражается следующим образом [3]:

$$\tau = \frac{\pi^2 L^2 \Delta P}{4 \sigma^2 \Delta P_1} [2 \bar{\mu}_n - (\bar{\mu}_n - \bar{\mu}_{cm}) \bar{y}_{\Phi 1}] \bar{y}_{\Phi 1} \quad (3)$$

Здесь L — длина трубки, ΔP_1 — перепад давления в рассматриваемой трубке, $\bar{y}_{\Phi 1} = y_{\Phi 1} / L$ — безразмерная глубина вторжения фронта вытеснения.

Определив из (2) при $\eta_1 = \eta_{скв}$ и (3) при $y_{\Phi 1} = 1$ время прорыва воды в i -х криволинейной и прямолинейной трубках соответственно и уравнивая их между собой, как уже было сказано выше, получим формулу для перепада давления в i -й прямолинейной трубке:

$$\Delta P_1 = \frac{\pi^2 L^2 (\bar{\mu}_n + \bar{\mu}_{cm}) \Delta P}{4 \sigma^2 \tau_{*1}(\theta_1, \eta_{скв}, \bar{\mu}_n, \bar{\mu}_{cm})} \quad (4)$$

Дебит в i -й прямолинейной трубке в зависимости от движущегося фронта будет определяться по формуле [3]:

$$q_1(y_{\Phi 1}) = \frac{k S_1 H \Delta P_1}{\mu_n L - (\mu_n - \alpha \mu_b) y_{\Phi 1}}; \quad S_1 = \frac{\sigma_1}{n} \quad (5)$$

Здесь σ_1 и n — соответственно половина длины контура питания рассматриваемой скважины и число отрезков (трубок тока), на которое она делится, H — мощность пласта.

С учетом (4) имеем:

$$q_1(\bar{y}_{\Phi 1}) = \frac{\pi^2 L k H S_1 (\bar{\mu}_n + \bar{\mu}_{cm}) \Delta P}{4 \mu \sigma^2 [\bar{\mu}_n - (\mu_n - \alpha \mu_b) \bar{y}_{\Phi 1}] \tau_{пр. 1}} \quad (6)$$

Из (3) с учетом (4) получается:

$$\bar{y}_{\Phi 1} = \frac{1}{1 - \mu_{0*}} \left[1 - \sqrt{1 - (1 - \mu_{0*}^2) \frac{\tau}{\tau_{пр. 1}}} \right] \quad (7)$$

Здесь $\mu_{0*} = \bar{\mu}_{cm} / \bar{\mu}_n$.

Подставлением (7) в (6) получается следующая формула для определения дебита в i -й прямолинейной трубке до момента прорыва воды в зависимости от безразмерного времени:

$$q_1(\tau) = \frac{\pi^2 L k H S_1 (1 + \mu_{0*}) \Delta P}{4 \mu \sigma^2 \sqrt{\tau_{пр. 1}^2 - (1 - \mu_{0*}^2) \tau} \tau_{пр. 1}} \quad (8)$$

Дебит галереи определяется по следующей формуле:

$$q(\tau) = \frac{\pi^2 L k H \Delta P (1 + \mu_{0*})}{4 \mu \sigma^2} \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{\sqrt{\tau_{пр. 1}^2 - (1 - \mu_{0*}^2) \tau} \tau_{пр. 1}}$$

Добыча нефти на этом этапе разработки будет определяться следующей формулой:

$$Q_n(\tau) = \sum_{i=1}^n \int_0^{\tau} q_1(\xi) d\xi = \frac{m \delta V}{1 - \mu_{0*}} \left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{\sigma} \sqrt{1 - (1 - \mu_{0*}^2) \frac{\tau}{\tau_{пр. 1}}} \right),$$

здесь $0 \leq \tau \leq \tau_{пр} = \tau_{пр. 1}$; $V = 2 L H \sigma$.

Добыча воды будет:

$$Q_w(\tau) = 0, \quad 0 \leq \tau \leq \tau_{пр. 1}$$

После прорыва воды в скважину дебит галереи определяется следующим образом:

$$q(\tau) = \sum_{i=1}^{\nu} q_{1*}(\tau) + \sum_{i=\nu+1}^n q_1(\tau), \quad (9)$$

$$\tau_{пр. \nu} \leq \tau \leq \tau_{пр. \nu+1},$$

здесь ν — номер трубки тока, по которой уже произошел прорыв воды.

В (9) для $q_1(\tau)$ справедлива формула (8), а $q_{1*}(\tau)$ определяется из следующих параметрических зависимостей:

$$\tau = \tau_{пр. 1} + \frac{\bar{\mu}_n \tau_{пр. 1}}{75 \delta (\bar{\mu}_n + \bar{\mu}_{cm})} \left[255 \delta (n_1 - 1) \frac{\mu_b}{\mu_n} + \right]$$

$$q_{1*}(n_1) = \frac{\pi^2 L k H S_1}{4s^2 \mu_b \tau_{пр.1}} \left[1,7 + 8 \sqrt{\frac{\mu_0}{150 \delta}} \cdot \frac{1}{\sqrt{n_1}} + 25 \frac{\mu_0}{150 \delta} \cdot \frac{1}{n_1} \right]^{-1}$$

здесь $\mu_0 = \mu_n / \mu_b$, n_1 — отношение значений добычи жидкости, соответствующих моментам времени τ ($\tau \geq \tau_{пр}$) и $\tau_{пр}$.

Дебит нефти будет:

$$q_n(\tau) = \sum_{i=1}^v z_i(\tau) q_{i*}(\tau) + \sum_{i=v+1}^n q_i(\tau),$$

здесь

$$z_i(\tau) = \sqrt{\frac{\mu_0}{150 \delta n_1}}$$

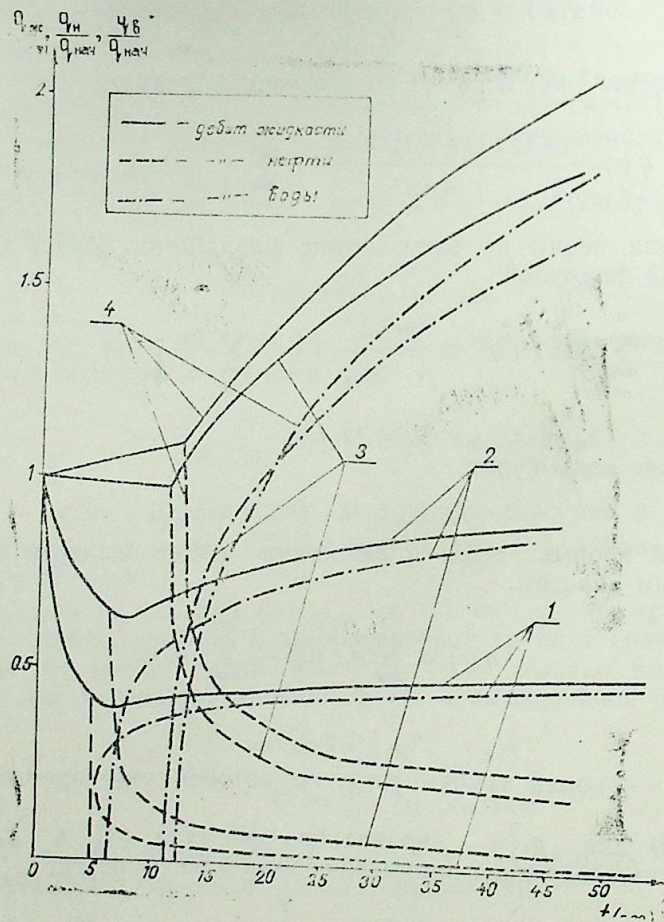


Рис. 1. Изменение дебитов жидкости, нефти и воды во времени: 1 — $\mu_0 = 1$; 2 — $\mu_0 = 2$; 3 — $\mu_0 = 5$; 4 — $\mu_0 = 6$

Добыча нефти с начала разработки составит:

$$Q_n(t) = \sum_{k=1}^v \left(\int_0^{t_{пр.к}} q_k(t) dt + \int_{t_{пр.к}}^t q_k(t) z_k(t) dt \right) + \sum_{k=v+1}^n \int_0^t q_k(t) dt,$$

$t_{пр. v} \leq t \leq t_{пр. v+1}$

После несложных преобразований получается:

$$Q_n(\tau) = m \delta \left\{ \sum_{k=1}^v V_k [1 + \bar{R} (\sqrt{n_k} - 1)] + \frac{1}{1 - \mu_{0*}} \sum_{k=v+1}^n V_k \times \right. \\ \left. \times \left[1 - \sqrt{1 - (1 - \mu_{0*}^2) \frac{\tau}{\tau_{пр.к}}} \right] \right\},$$

здесь

$$\bar{R} = 2 \sqrt{\frac{\mu_0}{150 \delta}}, \quad V_k = LHS_k.$$

Для дебита воды справедлива формула:

$$q_w(\tau) = q(\tau) - q_n(\tau)$$

Имея эти зависимости, нетрудно определить и другие показатели разработки, такие, как текущий коэффициент нефтеотдачи, добыча воды, коэффициент вытеснения. По полученным формулам произведены расчеты для случая, когда пласт ограничен с 3-х сторон не-

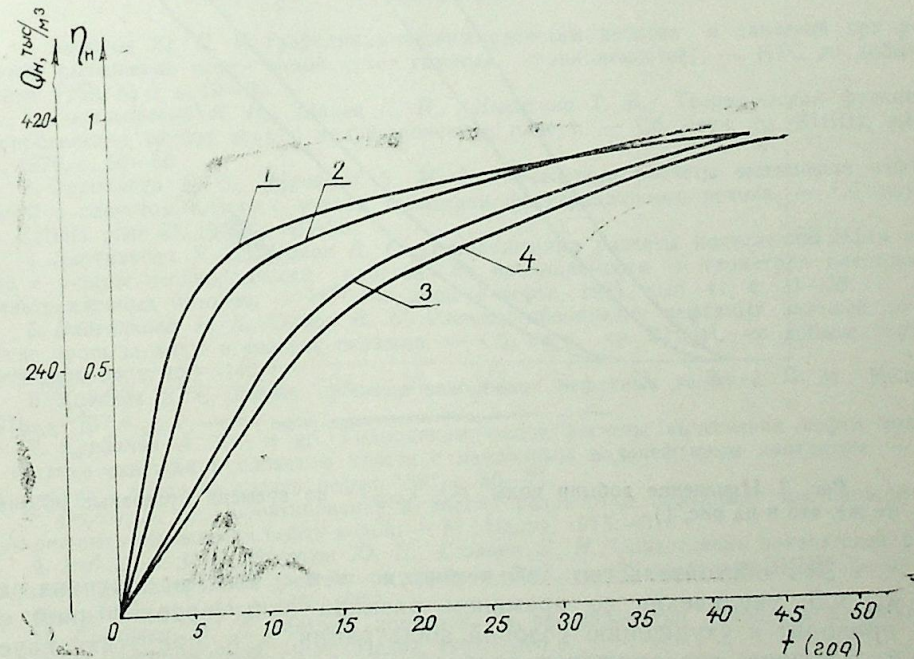


Рис. 2. Изменение коэффициента нефтеотдачи η_n и добычи нефти во времени (условные обозначения те же, что и на рис. 1).

проницаемой границей, а с 4-й стороны контуром питания и разрабатывается одним рядом добывающих скважин.

Результаты расчетов по изменению дебитов жидкости, нефти и воды, коэффициента нефтеотдачи и добычи воды отражены на рисунках 1, 2 и 3.

Из рисунков видно, что в случаях, когда $\mu_0 < 5$ до момента прорыва воды в скважину $t_{пр}$, дебит жидкости (т. е. дебит по нефти) уменьшается (сплошные линии из кривых 1, 2 на рис. 1), а при $\mu_0 > 5$ увеличивается (сплошная линия из кр. 4 на рис. 1).

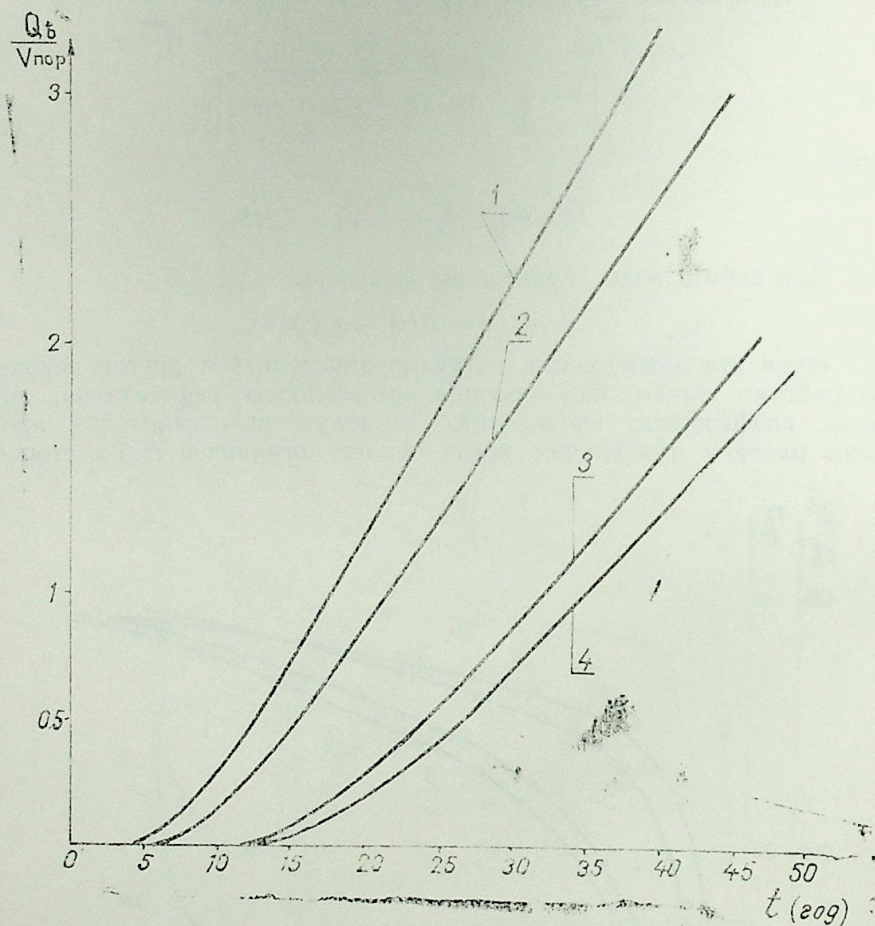


Рис. 3. Изменение добычи воды ($Q_в/V_{пор}$) во времени (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

Это обстоятельство объясняется тем, что в случаях, когда $\mu_0 < 5$, увеличение со временем размера зоны водонефтяной смеси приводит к ухудшению условий фильтрации, т. к. при этих значениях μ_0 в зоне, где движется водонефтяная смесь, фильтрационное сопротивление оказывается больше, чем если бы в этой зоне происходило движение чистой нефти с той же вязкостью [1]. Так как филь-

трация происходит при постоянном перепаде, это приводит к уменьшению дебита. А в случаях $\mu_0 > 5$ — наоборот, фильтрационное сопротивление в зоне водонефтяной смеси будет меньше по сравнению со случаем, когда в этой же зоне движется чистая нефть и, естественно, улучшение со временем условия фильтрации приводит к увеличению дебита. Следует отметить, что при $\mu_0 = 5$ и близких к нему значениях процесс вытеснения происходит так же, как и в случае разноцветных жидкостей.

После момента прорыва воды в скважину дебит жидкости при всех значениях μ_0 растет (причем, с увеличением значения μ_0 рост его становится существенным, например, для $\mu_0 = 6$ при $t = 20$ лет $q(t)/q(t_{пр}) = 1,26$; а для $\mu_0 = 1$ при том же значении t $q(t)/q(t_{пр}) = 1,07$). Дебит по нефти с момента $t_{пр}$ вначале резко уменьшается, а потом темп изменения его существенно замедляется и почти параллельно к оси абсцисс (пунктирные линии на рис. 1), а дебит по воде ведет себя в обратном порядке, сначала быстро растет, а потом рост его замедляется.

Известно, что при малых значениях μ_0 нефть более полно вытесняется из пласта, поэтому текущий коэффициент нефтеотдачи (и естественно, добыча нефти) после момента $t = t_{пр}$ быстро стабилизируется. С увеличением значения μ_0 эти характеристики с момента прорыва воды в скважину еще ведут себя монотонно и стабилизируются спустя довольно много времени (кривые на рис. 2). Этим обуславливается и характер кривых изменения добычи воды (кривые на рис. 3).

Литература

1. Борисов Ю. П. К гидродинамическим расчетам дебитов и давлений при режимах вытеснения нефти водой (учет газовых проницаемостей). — НТС по добыче нефти, 1959, № 3, с. 19—25.
2. Васильевский В. Н., Зайцев С. И., Никитина Т. Б. Теоретическая функция распределения трубок тока в полубесконечном пласте. — Сб. науч. тр. ВНИИ, вып. 64, 1978, с. 50—56.
3. Городнова Е. Е., Харченко В. М. Приближенные расчеты вытеснения нефти водой в слоистом пласте с учетом геометрии фильтрационного потока. — Сб. науч. тр. ВНИИ, вып. 57, 1976, с. 80—93.
4. Злотникова Р. Б., Орлов В. С. Приближенные расчеты вытеснения нефти водой с учетом неоднородности пластов по проницаемости и геометрии пластовых фильтрационных потоков. — НТС по добыче нефти, 1971, вып. 41, с. 31—38.
5. Злотникова Р. Б., Орлов В. С. Расчеты обводнения нефтяных залежей до и после прорыва воды в систему скважин. — Сб. науч. тр. ВНИИ по добыче нефти, 1972, вып. 44, с. 139—146.
6. Ковалев В. С. Расчет процесса заводнения нефтяных залежей. — М.: Недра, 1970. — 137 с.
7. Курбанов А. К. и др. Гидродинамические расчеты вытеснения нефти водой в системе скважин в слоистом пласте с наклонным водонефтяным контактом. — В сб.: Теория и практика добычи нефти, 1971, с. 56—71.
8. Орлов В. С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. — М.: Недра, 1973. — 318 с.
9. Рябинина З. К., Борисов Ю. П., Егорова Л. И. Определение показателей разработки для однородной системы по трубкам тока. — Сб. науч. тр. ВНИИ по добыче нефти, 1972, вып. 44, с. 130—139.
10. Сургучев М. Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1968. — 300 с.
11. Эфрос Д. А. Движение водонефтяной смеси в системе скважин. — В сб.: Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных месторождений, 1958, вып. XII, с. 3—32.

Г. Н. Чэлилов, Н. Ч. Чэфэров, Т. И. Казымов

НЕФТ ЈАТАГЛАРЫНЫН СУБАСГЫЛЫ РЕЖИМДЭ ИШЛЭНМЭСИ КӨСТЭРИЧИЛЭРИНИН САДЭ ҺЕСАБАТ СХЕМИ

Мәгаләдә нефт јатагларынын субасгылы режимдә ишләнмәси көстәричиләринин јени садә һесабат схеми тәклиф олуиуншдур. Схем сүзүлмәнин икифазалылыгыны вә системин һәндәсәсини нәзәрә алаи мүрәккәб ахындан даһа садә олан ирәлиләмә ахынына кечмәјә әсастаныр. Алынмыш дүстурлара әсәсэн һесабатлар апарылмыш, онларын нәтичәләринин мүгајисәли арашдырылмасы јолу илә ујғун нәтичәләр алынмышдыр.

K. N. Djalilov, N. D. Djafarov, T. I. Kazimov

SIMPLIFIED SCHEME FOR CALCULATION OF CHARACTERISTICS OF OIL DEPOSITS DEVELOPMENT UNDER THE WATER DRIVE

The present article suggests a new simplified calculation scheme for determination of the basic characteristics of oil deposits development under the water drive based on a transition from a complex flow considering the two-phase filtration and flux geometry, to elementary parallel-progressive flows. A numerical experiment has been carried out.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ
Јер елмләри сәријасы, 1989, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1989, № 2

УДК 622.276.64

Н. Д. ТАИРОВ, А. М. КУЛИЕВ, М. Ф. ГУСЕИНОВ

ПОВЫШЕНИЕ ОТМЫВА НЕФТИ С ПОВЕРХНОСТИ БИТУМИНОЗНЫХ ПОРОД

Большая распространенность битуминозных пород стимулировала широкие исследования по изысканию эффективных методов получения из них нефти.

В литературе описаны методы получения нефти из битуминозных пород [1—4], в которых для указанной цели использовались различные отмывающие жидкости. Имеется также работа [3], в которой дается описание и принцип работы опытной установки для выделения битума из битуминозного песчаника с помощью ультразвука.

В предлагаемой работе приведены результаты изучения влияния ультразвукового воздействия на отмыв нефти с поверхности битуминозных пород.

В опытах в качестве битуминозных пород использованы пески, отобранные из поверхностных обнажений г. Кирмаку. Пробы пород были отобраны на глубине 1,5—2 м.

Для отмыва нефти с поверхности битуминозных пород в качестве растворителя использован осветительный керосин, имеющий следующие характеристики: плотность при 20°C 820 кг/м³; вязкость 1,2 мПа·с, поверхностное натяжение на границе разделена с дистиллированной водой 46 мН/м.

Для проведения опытов в посуду емкостью 2·10⁻⁴ м³ помещалось 0,1 кг породы, тщательно взвешенной и раздробленной, наливался керосин, посуда периодически встряхивалась. По истечении определенного времени порода отделялась от керосина, экстрагировалась и взвешивалась. Отдельно замерялись вязкость керосина с отмытой нефтью, а также оптическая плотность раствора. При этом заранее, до проведения опытов, были построены тарировочные кривые зависимости вязкости и оптической плотности раствора от концентрации нефти в керосине. Вязкость раствора измерялась вискозиметром, а оптическая плотность — фотоэлектрическим колориметром типа «KFS» и «ФЭК-1».

При проведении опытов в условиях высоких температур необходимая ее величина создавалась и поддерживалась с точностью ±1°C ультратермостатом, в который помещалась посуда с породой и керосином.

Для изучения влияния ультразвукового воздействия на отмыв нефти с поверхности битуминозных пород использован ультразвуковой диспергатор УЗДН-2 т, описание и принцип работы которого даны в работе [4, 5].

Сопоставление данных по отмыву нефти керосином со звуковым воздействием и без него позволило оценить влияние ультразвуковых колебаний на изучаемый процесс.

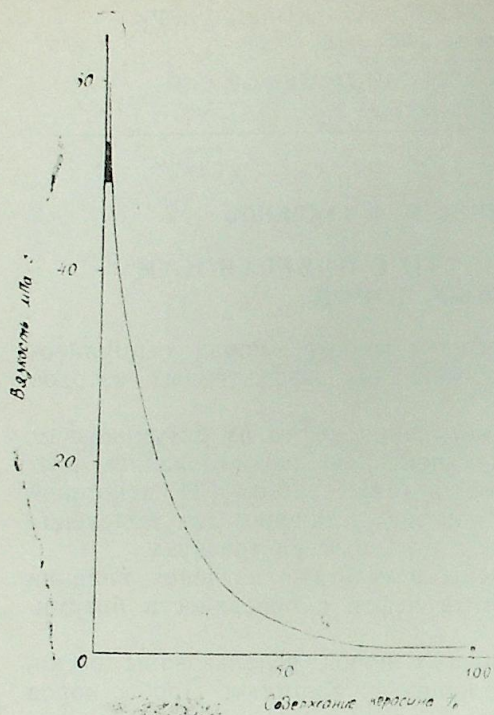


Рис. 1. Зависимость вязкости раствора от содержания нефти в керосине (до отмыва при температуре 40°C)

На рис. 1, для примера, приведена тарировочная кривая зависимости вязкости, а на рис. 2 — оптической плотности раствора от концентрации нефти в керосине при температуре 40°C.

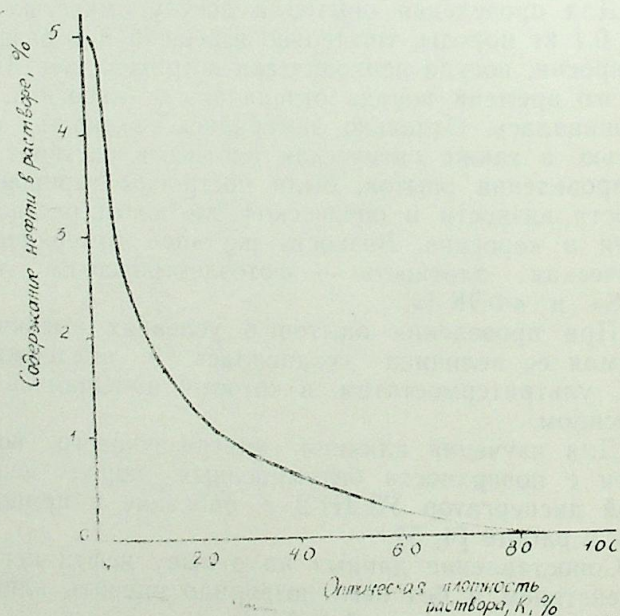


Рис. 2. Изменение оптической плотности раствора нефти в керосине (до отмыва при температуре 40°C)

На рис. 3 приведены аналогичные кривые, полученные путем измерения вязкости раствора после отмыва битуминозной породы керосином.

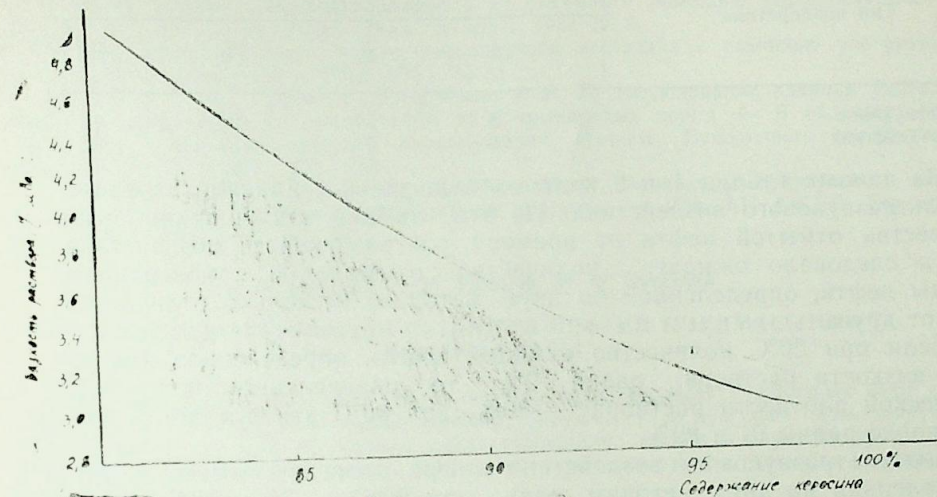


Рис. 3. Зависимость вязкости раствора от содержания нефти в керосине (после отмыва при температуре 40°C)

Кривые на рис. 3 построены следующим образом. После отмыва породы керосином при изученной температуре определялась вязкость и оптическая плотность раствора. Затем по кривым рис. 1, 2, имея вязкость и оптическую плотность раствора, определяли процентное содержание нефти в керосине. Зная эти данные, а также данные замера высушенной после отмыва породы, взвешивания и экстракции, определяли вес и процент отмытой нефти.

В табл. 1 приведены результаты измерения объема отмытой от породы нефти, определенного замером оптической плотности раствора (тарировочные кривые на рис. 1) при различном времени воздействия ультразвуком.

Таблица 1

Вид воздействия	Время воздействия, мин	Температура, °C			
		20	40	60	80
Ультразвуковое	3	60	62	63	66
	5	62	71	74	78
	7	80	82	85	89
Без воздействия при контакте породы с керосином 30 мин		70	73	76	80

В табл. 2 приведены такие же данные, но полученные путем измерения вязкости раствора после отмыва (используя тарировочные кривые на рис. 2).

Таблица 2

Тип воздействия	% отмыва нефти			
	температура, °С			
	20	40	60	80
Ультразвуковое	79	87	90	91
Без воздействия	75	79	81	82

Из данных таблиц 1 и 2 видно положительное влияние на систему ультразвукового воздействия. Из этих таблиц также видна связь количества отмываемой нефти от времени ультразвукового воздействия. Как и следовало ожидать, количество отмываемой с поверхности породы нефти, определенной по двум методам, несколько отличаются друг от друга.

Если при 20°C количество отмываемой нефти, определенное измерением вязкости раствора, равно 79%, то определенное измерением оптической плотности раствора — 80%, для 80°C эти величины соответственно равны 91 и 89%.

Без ультразвукового воздействия цифра процента отмыва нефти, определенная по двум методам, равна при 20°C — 75 и 70%, а при 80°C — 82 и 80%.

Таким образом, из данных таблиц 1 и 2 можно констатировать, что при 80°C из битуминозных пород можно отмыть в среднем до 80—90% содержащейся в ней нефти, воздействуя ультразвуком в течение непродолжительного времени. Эта цифра при 20°C равна 72,5%.

Если сравнить данные по отмыву нефти с ультразвуковым воздействием на систему и без него, то можно увидеть, что за счет ультразвукового воздействия в зависимости от температуры, количество отмываемой с поверхности породы нефти увеличивается на 7—10%.

Возрастание температуры во всех случаях способствует увеличению отмыва нефти.

Более сильное влияние ультразвуковое воздействие оказывает на время отмыва. Если при отсутствии ультразвукового воздействия на систему в течение 30 мин при 80°C из породы удаётся отмыть 80% нефти, то при ультразвуковом воздействии всего за 7 мин отмывается до 90% нефти, т. е. время отмыва уменьшается в 3—4 раза.

На основании проведенных опытов можно сделать следующие выводы:

1. Собрана установка для изучения влияния ультразвукового воздействия на отмыв нефти с поверхности битуминозных пород.

2. Установлено, что ультразвуковое воздействие на битуминозную породу в зависимости от температуры увеличивает отмыв нефти керосином на 7—10%.

3. Увеличение температуры от 20 до 80°C повышает отмыв нефти на 7—10% без ультразвукового воздействия и на 10—11% с ультразвуковым воздействием. При этом наибольшее увеличение отмыва происходит при увеличении температуры до 60—80°C.

4. Ультразвуковое воздействие уменьшает время отмыва в несколько раз (в условиях проведенных опытов в 3—4 раза).

Литература

1. Багиров М. К., Рагимов Д. А. Исследования по извлечению нефти от битуминозных пород.—НХ, 1981, № 3.
2. Метод добычи высоковязких нефтей из битумов с помощью теплоносителей и углекислого газа. — РЖ. Горное дело, 10Г355П, 1981, № 2.
3. Выделение битума из битуминизированного песчаника с помощью ультразвука. — Экспресс-информация, НПД, 1971, № 21.
4. Кулиев А. М., Таиров Н. Д., Наджафов Р. Н. Исследование влияния ультразвукового воздействия на отмыв нефти из битуминозных пород. — В сб.: Нефтебитуминозные породы, перспективы использования. Мат-лы Всесоюзного совещания. Алма-Ата: Наука, 1982, с. 151—153.
5. Таиров Н. Д., Кулиев А. М., Гусейнов М. Ф. Влияние ультразвукового воздействия на высоту и скорость капиллярной пропитки. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1985, № 2, с. 31—34.

Н. Ч. Таиров, А. М. Гулиев, М. Ф. Гусейнов

БИТУМЛУ СУХУРЛАРЫН СЭТҺИНДЭ НЕФТИН ЈУЈУЛМАСЫНЫН АРТЫРЫЛМАСЫ

Магаләдә ултрасәсн тәсири илә кениш јайылмыш битумлу сүхурларын нефт сһтијатынын сәтһдән јујулмасы өјрәнилмишдир. Битумлу сүхур нүмунәси кими, тәчрүбәләрдә Кирмаки дағында јер сәтһинә чыхан гумлардан истифадә олунамшдур. Сүхур сәтһиндән нефтин керосиндә јујулмасына сәтһә ултрасәслә тәсир етдикдә вә етмәдикдә бахылмышдыр.

Апарылан тәдигатлар көстәрмишдир ки, сүхура ултрасәслә тәсир етдикдә температурдан асылы олараг нефтин керосиндә јујулмасы 7—10% артыр, јума вахты исе 3—4 дәфә азалыр.

N. D. Tairov, A. M. Kuliev, M. F. Guseinov

INCREASE OF OIL WASHING OUT OF BITUMINOUS ROCKS SURFACE

Considering a wide prevalence of bituminous rocks and necessity for searching methods on a more complete oil extraction from such rocks the authors have experimentally studied the ultrasonic action influence upon oil washing out of bituminous rocks surface.

Sands sampled out of the surface exposures of the Kirmaku mountain were used as bituminous rocks. The oil from their surface was washed away by kerosene both under ultrasonic action and without it.

The authors have found that due to ultrasonic action depending on temperature one can wash away 7%—10% of additional oil. In this case the period of washing decreases 3—4 times.

УДК 622.276.5

З. И. ДЖАЛИЛОВ

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА ПОРОД НА ГАЗООТДАЧУ ПЛАСТА ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

В литературе мало экспериментальных данных о закономерности влияния проницаемости пласта на газоотдачу, особенно при высоких температурах.

В работе [4] указано, что не замечено влияние коэффициента проницаемости на газоотдачу пласта при вытеснении газа водой. Экспериментальными данными [1, 2] показано, что коэффициент проницаемости оказывает существенное влияние на газоотдачу пористой среды при сравнительно небольшом ее значении. При изменении проницаемости до 0,4—0,5 мкм² безводная газоотдача пористой среды заметно снижается, а последующий рост проницаемости пород-коллекторов практически не оказывает влияния на газоотдачу. При этом проницаемость изменялась [1, 2] от 0,1 до 15,0 мкм². Опыты проведены при постоянном давлении 15,0 МПа и градиенте давления 0,56 МПа. Начальная газонасыщенность модели составляла 46—47% от объема пор.

Из литературы известно, что газоотдача пластов при упруговодонапорном режиме изучена в зависимости от различных факторов, однако влиянию проницаемости пород на газоотдачу пласта при высоких температурах не уделено внимания.

Учитывая изложенное была изучена зависимость газоотдачи от проницаемости пласта при различных температурах. Модель пласта была изготовлена из пород, отобранных из естественных обнажений в Кирмакинской долине, из карбоновых пород, люберецкого песка и из смеси кварцевого песка с монтмориллонитовой глиной.

Минералогический состав породы обнажений Кирмакинской долины состоит в основном из кварца — 71%, полевого шпата, — 12%, обломков пород (глины, алевроиты и т. д.) — 17%.

При использовании кварцевого песка он промывался 10%-ным раствором соляной кислоты и водой. К кварцевому песку добавляли маршаллит, глину и карбонат в таких пропорциях, чтобы получить одинаковую проницаемость. Глина взята из Зыхского карьера Апшеронского п-ва [3]. Таким образом, проводя параллельные опыты со смесью кварцевого песка, маршаллита, глин, помимо проницаемости, изучили и влияние минералогического состава пористой среды на газоотдачу.

Длина модели пласта 1 м, диаметр 0,05 м.

При подготовке модели газонасыщенного пласта определялась газопроницаемостью модели пласта. Модель насыщалась газом месторождения Бахар, состав которого показан в работе [3]. Вытесняющим агентом была дистиллированная вода. В процессе опытов измерялись во времени количество прошедшего через газовый счетчик,

газа и количество воды, поступавшей в делительную воронку. Начальное пластовое давление было равно 15,0 МПа, перепад давления $\Delta P = 0,56$ МПа и начальная газонасыщенность составляла $\approx 47\%$.

Эксперименты проведены при прочих равных условиях, изменялась лишь проницаемость пористой среды.

Во время опытов температуру изменяли от 25 до 90°C. Выбор максимальной температуры обусловлен тем, что для большинства месторождений Азербайджана глубиной до 5000—6000 м, температура пласта не превышает 90—100°C.

Результаты исследований приведены на рис. 1—4.

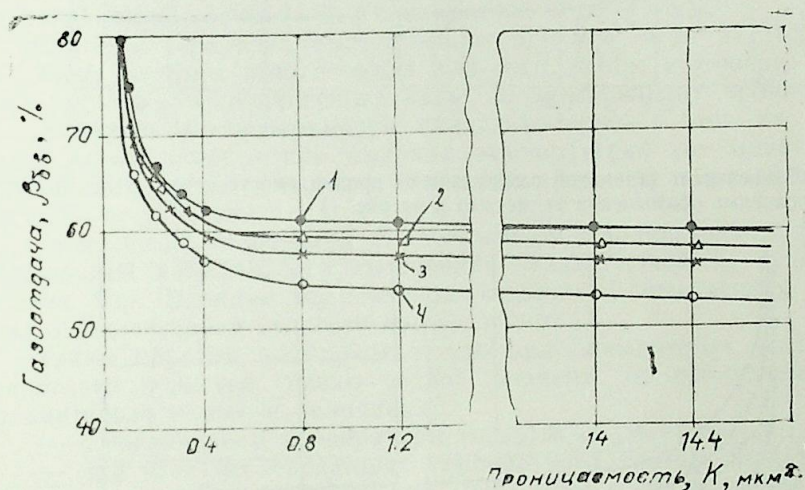


Рис. 1. Зависимость безводной газоотдачи от проницаемости пород ($P_n = 15,0$ МПа; $t = 25^\circ\text{C}$):

1 — кварц; 2 — естественная порода; 3 — карбонат; 4 — глина

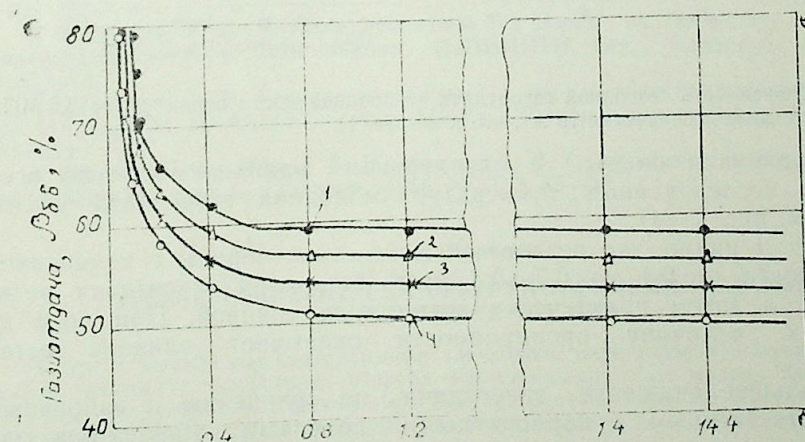


Рис. 2. Зависимость безводной газоотдачи от проницаемости пород ($P_n = 15,0$ МПа; $t = 50^\circ\text{C}$) (условные обозначения те же, что и на рис. 1).

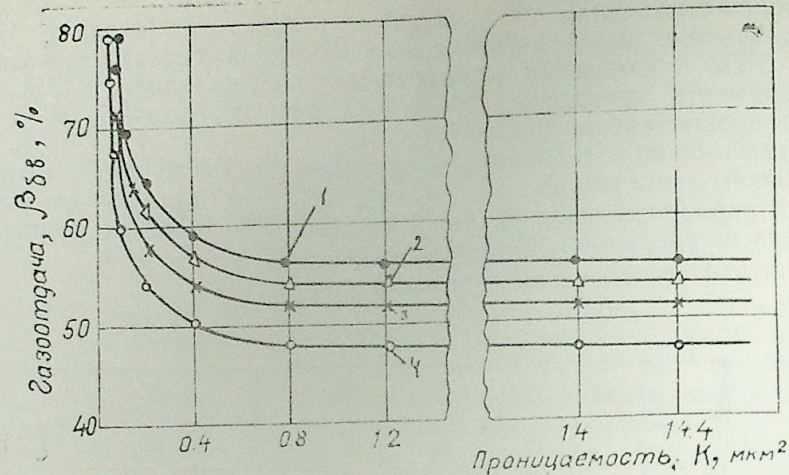


Рис. 3. Зависимость безводной газоотдачи от проницаемости пород ($P_{II}=15,0$ МПа; $t=25^{\circ}\text{C}$) (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

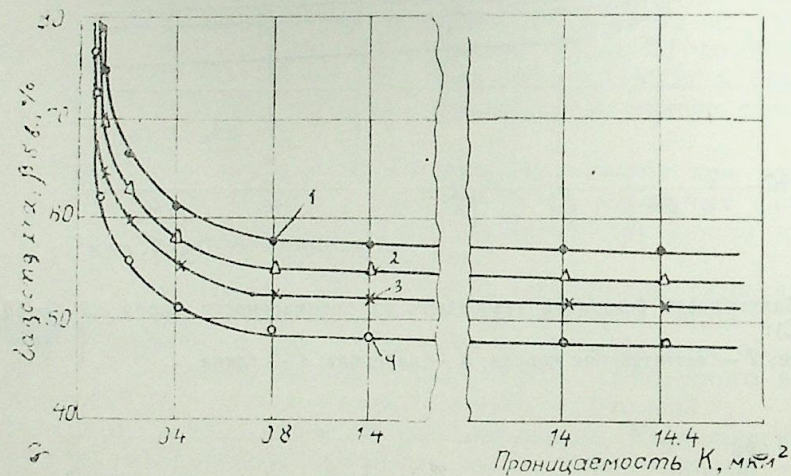


Рис. 4. Зависимость безводной газоотдачи от проницаемости пород ($P_{II}=15,0$ МПа; $t=90^{\circ}\text{C}$) (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

Как показали опыты, с увеличением проницаемости во всем интервале исследованных температур безводная газоотдача уменьшается (см. рис. 1—4).

Из рис. 1 видно, что независимо от состава породы с изменением проницаемости от 0,1 до 0,7—0,8 мкм² безводная газоотдача резко снижается, а затем практически остается постоянной. При этом на абсолютную величину проницаемости оказывает влияние состав породы.

Наибольшее снижение газоотдачи по сравнению с кварцевым песком, естественным и карбонатными породами наблюдается при добавке к кварцу глинистых частиц. Эта разница по сравнению с кварцевым песком составляет 12—13%, при температуре 25°C. Как

видно из рис. 2—4, такая закономерность наблюдается и при более высоких температурах (50, 75, 90°C).

Данные опытов показывают, что при всех проницаемостях пористой среды с увеличением температуры окружающей среды (а опыты проведены в изотермических условиях, т. е. подогретая до необходимой температуры вода, поступающая в модель пласта, нагрета до той же температуры) газоотдача уменьшается.

Если сравнить данные рис. 1 ($t=25^{\circ}\text{C}$) и рис. 4 ($t=90^{\circ}\text{C}$), то видно, что влияние температуры на снижение безводной газоотдачи в глинистой породе в два раза больше, чем в остальных. Например, в кварцевом песке с увеличением температуры от 25 до 90°C газоотдача уменьшается на 4—5%, в естественной породе — на 4—5, в карбонатной породе — на 4—5, а в глинистой — на 7—8%.

Как уже отмечено, вытесняющим агентом была дистиллированная вода, которую использовали для того, чтобы исключить возможность влияния минерализации воды на коэффициент проницаемости.

Проведенные эксперименты свидетельствуют о том, что коэффициент проницаемости при высоких температурах оказывает существенное влияние на газоотдачу пористой среды при сравнительно небольшом ее значении.

Уменьшение газоотдачи с увеличением проницаемости связано с ухудшением капиллярного вытеснения газа водой из тупиковых и мелких пор. Влияние температуры связано с повышением вязкости газа и уменьшением вязкости воды в пласте.

Таким образом, установлено, что при повышенных температурах газоотдача пористой среды также зависит от проницаемости при сравнительно малых ее величинах;

- с увеличением температуры газоотдача уменьшается;
- при всех исследованных температурах состав пористой среды оказывает влияние на газоотдачу. При этом с увеличением температуры это влияние возрастает.

Литература

1. Абасов М. Т., Везиров Д. Ш., Джалилов З. И., Таиров Н. Д. Исследование механизма вытеснения газа водой. — Изв. АН АзССР Сер. наук о Земле, 1981, № 1, с. 40—45.
2. Джалилов З. И. Влияние проницаемости пород на газоотдачу пласта при высоких давлениях. — Техн. информ. АзНИИНТИ. Сер. Нефтедоб. пром., 1978, № 30.—4 с.
3. Джалилов З. И. Влияние содержания в породе глины на вытеснение газа водой при высоких давлениях. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1986, № 2, с. 115—121.
4. Желтов Ю. В., Мартос В. Н., Фролов А. И. О механизме вытеснения газа водой из пористых сред. — Газ. пром., 1986, № 11, с. 35—39.

З. И. Чэлилов

ЈУКСАК ТЕМПЕРАТУРДА СҲУРУН ТӘРКИБИНИН ЛАЈЫН ГАЗВЕРИМИНӘ ТӘСИРИ

Тәдгигат ишиндә лај сүхурларынын тәркибинин онун газвермә эмсалына тәсири јуксак температур шәраитиндә тәчрүби өјрәнилмишдир. Лај модели Кирмаки тәбии лајынын сүхурунда һазырланмышдыр. Бунунла јанашы карбонат сүхурундан, кварс гумундан вә кварс гуму илә монтомориллонит килинин гарышығындан да истифадә олунамышдыр.

Тәчрүбәләр $P_0=15,0$ МПа, $\Delta P=0,56$ МПа вә илк газладојма эмсалы $\sigma_{гв}=47\%$ олмагла апарылмышдыр.

Мүэјјөнләшдирилмишдир ки, мәсамәли мүһитини температуру артдыгча белә мүһитни газвермә әмсалы азалыр вә бу азалма мәсамәли мүһитини тәркибиндән чох асылдыр.

Бүтүн температурларда мәсамәли мүһитини кеңиричилији артдыгча газвермә әмсалы азалыр, бу өзүнү онун кичик гүјмәтләриндә даһа чох бүрүзә верир.

Z. I. Djalilov

RESERVOIR ROCKS COMPOSITION INFLUENCE UPON RESERVOIR GAS RECOVERY AT HIGH TEMPERATURE

The article deals with the results of experimental study of reservoir rocks composition influence upon gas recovery factor. A reservoir model was made out of rocks selected from natural outcrops in the Kirmaku valley. Carbonate rocks, quartz sand of Lubertsy, and a mixture of quartz sand and montmorillonite clay were used.

The author has found that while temperature increasing gas recovery of a porous medium decreases and at the same time it depends on permeability, especially at its low values.

АЗӘРБАЙҘАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1989, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1989, № 2

УДК 519.63

В. Я. БЛЕХМАН, М. Н. МУРКЕС, М. Д. РОЗЕНБЕРГ

О КОМПОЗИЦИОННОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ФИЛЬТРАЦИИ С МАССООБМЕНОМ В УСЛОВИЯХ ЧАСТИЧНОЙ ИЛИ ПОЛНОЙ СМЕСИМОСТИ ФАЗ

Применение большинства современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к интенсивному массообмену между фильтрующимися фазами, значительным изменениям их состава и свойств. Необходимость адекватного учета этих явлений обусловила развитие композиционных математических моделей, включающих в себя дифференциальные уравнения фильтрации с начальными и граничными условиями (гидродинамический блок), соотношения для расчета фазового и объемного поведения флюидов (термодинамический блок), а также способы аппроксимации уравнений и их численного решения.

До настоящего времени процессы вытеснения нефти агентами, с ней не смешивающимися (вода, равновесный газ), ограниченно смешивающимися (неравновесный газ) и полностью смешивающимися (растворители) рассчитываются, как правило, по различным методикам. В то же время очень часто характер вытеснения заранее неизвестен и может быть определен только в процессе расчетов. Совокупность таких факторов, как начальные пластовые условия, давления и расходы на скважинах, состав и последовательность закачки агентов во многих важных для практики разработки случаях может приводить к смене одного типа вытеснения другим или их одновременной реализации в разных частях пласта. Поэтому композиционная модель должна обеспечивать возможность проведения расчетов при изменении количества фаз в процессе фильтрации, что имеет место при переходах через точки кипения, росы или критические точки.

В работах [1, 2] описана численная композиционная модель трехфазной фильтрации в предположении, что нефть и газ могут ограниченно смешиваться, а вода не участвует в массообмене. Эта модель использует уравнение состояния для расчета фазовых соотношений и безытерационную явно-неявную разностную схему решения гидродинамических уравнений. В данной работе излагаются основные элементы более общей модели, позволяющей по единой методике рассчитывать широкий класс процессов фильтрации с массообменом.

Предположим, что фильтрующаяся смесь содержит не более N компонентов в $M \leq N$ фазах, течение изотермическое; явлениями капиллярного скачка давления, диффузии, неравномерности и другими диссипативными эффектами в рассматриваемом масштабе можно пренебречь. Будем считать гравитационное разделение фаз медленным, а их расходы — подчиняющимся обобщенному закону Дарси. Такое течение описывается системой уравнений сохранения массы компонентов [3].

$$\nabla \left(k \sum_{\alpha=1}^M \frac{f_{\alpha} \rho_{\alpha}}{M_{\alpha} \mu_{\alpha}} y_{1\alpha} \nabla P \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\Phi z_1 \sum_{\alpha=1}^M \frac{\rho_{\alpha} s_{\alpha}}{M_{\alpha}} \right) + Q_1 \quad (1)$$

$$i = 1, 2, \dots, N,$$

условиями термодинамического равновесия

$$\varphi_{1\alpha}(P, \bar{y}_{\alpha}) = \varphi_{1\beta}(P, \bar{y}_{\beta}); \alpha, \beta = 1, 2, \dots, M; \alpha \neq \beta, \quad (2)$$

балансовыми соотношениями

$$z_1 = \sum_{\alpha=1}^M V_{\alpha} y_{1\alpha}; \sum_{i=1}^N z_i = \sum_{i=1}^N y_{i\alpha} = \sum_{\alpha=1}^M V_{\alpha} = 1 \quad (3)$$

$$M_{\alpha} = \sum_{i=1}^M m_i y_{i\alpha}; s_{\alpha} = \frac{V_{\alpha} M_{\alpha} / \rho_{\alpha}}{\sum_{\beta=1}^M (V_{\beta} M_{\beta} / \rho_{\beta})} \quad (4)$$

и необходимыми для расчетов зависимостями физических и термодинамических свойств от давления и состава фаз

$$\rho_{\alpha} = \rho_{\alpha}(\bar{y}_{\alpha}, P); \mu_{\alpha} = \mu_{\alpha}(\bar{y}_{\alpha}, P); \varphi_{1\alpha} = \varphi_{1\alpha}(\bar{y}_{\alpha}, P), \quad (5)$$

где k — тензор абсолютной проницаемости, Φ — пористость, P — давление, z — мольная доля компонента в смеси, ρ — плотность, μ — вязкость, f — относительная фазовая проницаемость, y — мольная доля компонента в фазе V — мольная доля фазы в смеси, s — насыщенность, m , M — молекулярная масса компонента и фазы, φ — летучесть компонента в фазе, x — векторная координата, t — время, i и α — номера компонента и фазы, знак (—) над буквой обозначает вектор.

Независимыми искомыми функциями в уравнениях (1)–(5) являются давление $P(\bar{x}, t)$ и состав смеси $z_1(x, t)$.

Для того, чтобы композиционная модель могла описывать фильтрацию в условиях перехода через критические точки, необходимо, чтобы в окрестностях этих точек зависимости физических свойств фаз удовлетворяли условиям, обеспечивающим непрерывность коэффициентов дифференциальных уравнений [1]. Рассмотрим простейший случай двухфазной фильтрации. Так как в критической точке составы фаз $y_{1\alpha}$ совпадают с общим составом системы z_1 , то $M_1 = M_2$ и условия непрерывности в этой точке сводятся к следующим:

$$\frac{f_1^- \rho_1^-}{\mu_1^-} + \frac{f_2^- \rho_2^-}{\mu_2^-} = \frac{\rho^+}{\mu^+}; \rho_1^- s_1^- + \rho_2^- s_2^- = \rho^+, \quad (6)$$

где символ (—) соответствует значениям в докритической (двухфазной) области, а (+) — в закритической (однофазной). Очевидно, что используемые в модели выражения для плотности и вязкости должны зависеть от состава, причем необходима их «стыковка» в окрестно-

стях критических точек. Автоматическая «стыковка» плотностей фаз обеспечивается при использовании уравнений состояния. Известны также различные сходящиеся корреляции для расчета вязкостей углеводородных фаз [4].

Если плотности и вязкости фаз сходятся в критической точке, то в силу равенства $s_1^- + s_2^- = 1$, второе из условий (6) будет выполнено, а первое сводится к условию для фазовых проницаемостей

$$f_1^- + f_2^- = 1 \quad (7)$$

Поскольку состав системы внутри двухфазной области может стремиться к критическому по произвольной траектории, то условие (7) должно выполняться при любых значениях насыщенностей. В то же время вдали от критических точек, когда характер течения близок к несмешивающемуся, функции $f_1(s)$ и $f_2(s)$ независимы. Из этого следует, что фазовые проницаемости необходимо рассматривать как функции не только насыщенностей, но и состава фаз.

Проведенные в работе [8] специальные исследования на модельных двухфазных системах, состоящих из чистых углеводородов, показали, что это влияние значительно, но ощущается в основном вблизи критических точек. По мере сближения составов фаз обычный криволинейный вид зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности трансформируется в прямолинейный, а значения остаточных насыщенностей стремятся к нулю. Сложные многопараметрические зависимости f_{α} от состава можно существенно упростить, если считать их зависящими от поверхностного натяжения, которое, в свою очередь, можно определить по составу и другим свойствам фаз с помощью аналитических выражений [4].

Принципы конструирования функций фазовых проницаемостей, непрерывных при переходах через критические точки, поясним на примере трех фаз: α , β и γ . Обозначим поверхностное натяжение между двумя фазами $\sigma_{\alpha\beta}$, его предельное значение $\sigma_{\alpha\beta}^*$ и введем параметры $\tilde{\sigma}_{\alpha\beta}$:

$$\tilde{\sigma}_{\alpha\beta} = \begin{cases} (\sigma_{\alpha\beta} / \sigma_{\alpha\beta}^*)^{r_{\alpha\beta}}, & \sigma_{\alpha\beta} \leq \sigma_{\alpha\beta}^*; \alpha, \beta = 1, 2, 3 \\ 1, & \sigma_{\alpha\beta} > \sigma_{\alpha\beta}^*; \alpha \neq \beta, \end{cases} \quad (8)$$

где постоянные σ^* , r для каждой пары фаз определяются экспериментально. Будем считать, что в предельных случаях должны выполняться следующие условия: а) вне окрестностей критических точек ($\sigma > \sigma^*$) справедливы обычные для несмешивающегося вытеснения выражения $f_{\alpha} = f_{\alpha}^{im}(s_{\alpha}, s_{\beta}, s_{\gamma})$; б) в тройной критической точке $f_{\alpha} = s_{\alpha}$; в) вблизи двойной критической точки фаз α , β проницаемости этих фаз равны, причем $f_{\alpha} = f_{\beta} = f_{\alpha\beta}(s_{\alpha} + s_{\beta})$. Отметим, что вид функций $f_{\alpha\beta}$ может совпадать как с f_{α} , так и с f_{β} в зависимости от того, как ведет себя закритическая смесь по отношению к несмешивающейся с ней фазе γ .

Используя линейную интерполяцию по $\tilde{\sigma}$, можно получить аналитические выражения:

$$f_{\alpha} = \tilde{\sigma}_{\alpha\beta} \tilde{\sigma}_{\alpha\gamma} f_{\alpha}^{im} + \tilde{\sigma}_{\alpha\beta} (1 - \tilde{\sigma}_{\alpha\gamma}) f_{\alpha\gamma} \frac{s_{\alpha} - s_{\alpha\gamma}^0}{1 - s_{\beta}^0} +$$

$$\begin{aligned}
& + \tilde{\sigma}_{\alpha\beta} (1 - \tilde{\sigma}_{\alpha\beta}) f_{\alpha\beta} \frac{S_{\alpha} - S_{\alpha}^0}{1 - S_{\alpha}} + (1 - \tilde{\sigma}_{\alpha\beta}) (1 - \tilde{\sigma}_{\alpha\gamma}) S_{\alpha} \\
f_{\beta} & = \tilde{\sigma}_{\alpha\beta} \tilde{\sigma}_{\beta\gamma} f_{\beta\gamma}^{im} + \tilde{\sigma}_{\alpha\beta} (1 - \tilde{\sigma}_{\beta\gamma}) f_{\beta\gamma} \frac{S_{\beta} - S_{\beta}^0}{1 - S_{\beta}} + \\
& + \tilde{\sigma}_{\beta\gamma} (1 - \tilde{\sigma}_{\alpha\beta}) f_{\beta\gamma} \frac{S_{\gamma} - S_{\gamma}^0}{1 - S_{\gamma}} + (1 - \tilde{\sigma}_{\alpha\beta}) (1 - \tilde{\sigma}_{\beta\gamma}) S_{\beta} \\
f_{\gamma} & = \tilde{\sigma}_{\beta\gamma} \tilde{\sigma}_{\gamma\alpha} f_{\gamma\alpha}^{im} + \tilde{\sigma}_{\beta\gamma} (1 - \tilde{\sigma}_{\gamma\alpha}) f_{\gamma\alpha} \frac{S_{\gamma} - S_{\gamma}^0}{1 - S_{\gamma}} + \\
& + \tilde{\sigma}_{\gamma\alpha} (1 - \tilde{\sigma}_{\beta\gamma}) f_{\gamma\alpha} \frac{S_{\alpha} - S_{\alpha}^0}{1 - S_{\alpha}} + (1 - \tilde{\sigma}_{\beta\gamma}) (1 - \tilde{\sigma}_{\gamma\alpha}) S_{\gamma},
\end{aligned} \quad (9)$$

причем изменение остаточных насыщенностей вблизи критических точек в соответствии с [5] учитывается использованием зависимостей

$$S_{\alpha\beta}^0 = a_{\alpha\beta} S_{\alpha}^0 \tilde{\sigma}_{\alpha\beta}, \quad (10)$$

где s_{α}^0 — остаточная насыщенность фазой α при несмешивающемся вытеснении, $a_{\alpha\beta}$ — коэффициент, определяемый из экспериментов вблизи критических точек фаз α и β .

Основным элементом термодинамического блока является определение фазовых долей V_{α} и составов $y_{i\alpha}$ по известным давлению P и общему составу системы z_1 , путем решения нелинейных уравнений (2) — (3). При численном решении фильтрационной задачи такое определение необходимо проводить в каждом узле сетки на каждом слое по времени итерационными методами. При этом в качестве начальных приближений искомым величин V_{α}^0 и $y_{i\alpha}^0$ целесообразно использовать их значения, вычисленные для этого же узла на предыдущем слое по времени. Однако в течение шага по времени количество фаз может измениться. В частности, если появляется фаза, которой ранее не было, то возникает проблема выбора начального приближения для ее состава. Для систем, содержащих не более двух фаз, эти вопросы обсуждались в работе [2], где предложен сквозной алгоритм расчета парожидкостного равновесия, не требующий, в отличие от известных, предварительного определения давления насыщения или начала конденсации.

Указанный алгоритм можно обобщить на произвольные многофазные системы. Если максимальное число фаз, на которые может распадаться система, равно M_0 , то сначала необходимо решить уравнение (2) — (3), предполагая наличие всех фаз, т. е. при $M = M_0$. Полученные значения V_{α} , $y_{j\alpha}$ запоминаются и используются в качестве начальных приближений при аналогичных расчетах на следующем

слое по времени. Если все вычисленные V_{α} положительны, а $\sum_{\alpha=1}^M V_{\alpha} = 1$,

то в системе содержится ровно M_0 фаз, полученные доли и составы которых имеют физический смысл и расчет фазовых равновесий на данном этапе заканчивается. В противном случае может существо-

вать не более $M_1 < M_0$ фаз, для которых $V_{\alpha} > 0$. Тогда для определения истинных значений долей и составов существующих фаз необходимо решать уравнение (2) — (3) при $M = M_1$, где в качестве начальных приближений $y_{i\alpha}^0$ принимаются $y_{i\alpha}$, вычисленные при $M = M_0$, а значение V_{α}^0 определяются из любых N линейных соотношений $z_1 = \sum_{\alpha=1}^{M_1} V_{\alpha}^0 y_{i\alpha}^0$. Цикл вычислений может продолжаться до тех

пор, пока количество фаз не уменьшится до двух, что сводится к случаю, описанному в работе [2].

Для решения системы (2) — (3) эффективным является применение комбинации метода подстановок [5, 2] и метода MVNR, предложенного авторами [9] для двухфазных систем. Данный метод также можно обобщить на многофазные системы, если, как и в [7], использовать аналитические выражения для химических потенциалов, полученные на основе уравнений состояния. Будем для определенности полагать, что первая фаза присутствует в системе ($V_1 > 0$) и в качестве независимых переменных выберем $N \times (M-1)$ величин $y_{i\alpha}$ и V_{α} ($\alpha = 2, 3, \dots, M; i = 2, 3, \dots, N$), а остальные выразим из соотношений (3):

$$y_{1\alpha} = 1 - \sum_{i=2}^N y_{i\alpha}; \quad V_1 = 1 - \sum_{\alpha=2}^M V_{\alpha}; \quad y_{11} = (z_1 - \sum_{\alpha=2}^M V_{\alpha} y_{1\alpha}) / V_1 \quad (11)$$

Если записать $N \times (M-1)$ условий фазового равновесия (2) как равенства нулю разности летучестей i -го компонента в фазе α и первой фазе и применить метод Ньютона, то после соответствующих преобразований получим линейные уравнения относительно итерационных невязок $\Delta y_{i\beta}$, ΔV_{β} :

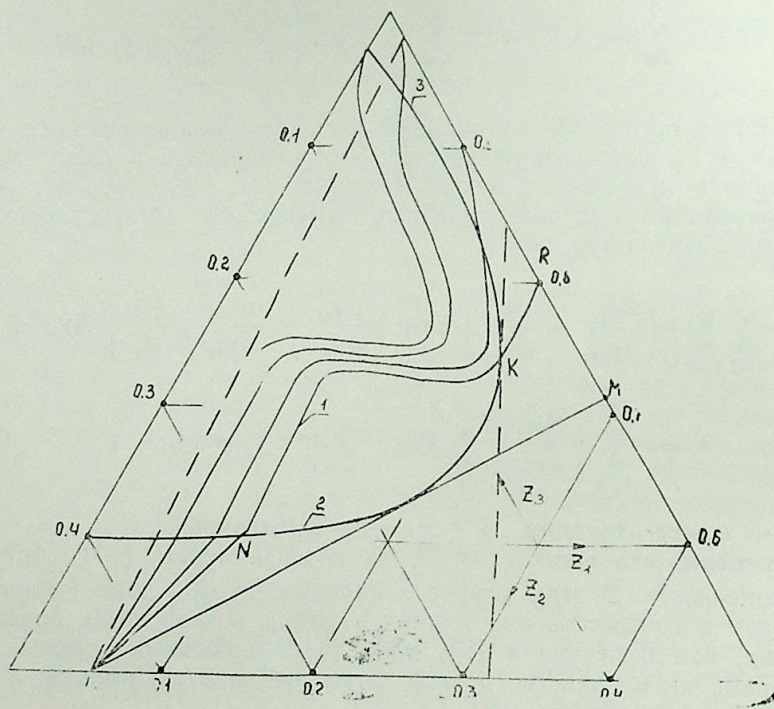
$$\begin{aligned}
& \sum_{\beta=2}^M \sum_{j=2}^N \left[\left(\frac{\partial \varphi_{j\alpha}}{\partial y_{j\alpha}} - \frac{\partial \varphi_{j1}}{\partial y_{j1}} \right) \delta_{\alpha\beta} + \left(\frac{\partial \varphi_{11}}{\partial y_{j1}} - \frac{\partial \varphi_{1\alpha}}{\partial y_{j\alpha}} \right) \frac{V_{\beta}}{V_1} \right] \Delta y_{j\beta} + \\
& + \frac{1}{V_1} \sum_{j=1}^N \left(\frac{\partial \varphi_{11}}{\partial y_{j1}} \right) \sum_{\beta=2}^M (y_{j\beta} - y_{j1}) \Delta V_{\beta} = (\varphi_{11} - \varphi_{1\alpha}),
\end{aligned} \quad (12)$$

где ν — номер итерации, δ — символ Кронеккера.

Отметим, что если $V_1 \rightarrow 0$, то коэффициенты (12) обращаются в бесконечность. В этом случае в качестве первой надо выбрать другую фазу и соответственно изменить набор независимых переменных. Поэтому, как отмечено в [9], для газожидкостных смесей вблизи точек кипения в качестве первой фазы выбирается жидкая, а вблизи точек росы — газовая.

На основе описанных выше принципов и безытерационной разностной схемы [1] была программно реализована композиционная модель трехфазной фильтрации. С помощью этой модели проведены численные расчеты процесса вытеснения нефти оторочкой обогащенного газа, продвигаемого по пласту сухим газом. При значениях

$\sigma < 0,1$ мН/м учитывалась зависимость f_{σ} от состава вида (9). Рассчитывалось линейное течение в однородном пласте между нагнетательной и добывающей скважинами. Пластовая система моделировалась смесью трех компонентов: 1 — дымовой газ (легкий); 2 — пропан (промежуточный); 3 — нефтяная фракция (тяжелый) с температурой кипения 206°C и плотностью в нормальных условиях $0,8$ т/м³. На рисунке изображена фазовая диаграмма этой системы при начальных пластовых условиях $P=50$ МПа и $T=71^{\circ}\text{C}$, построенная на основе термодинамических расчетов. Точка L ($z_1=0,5$; $z_2=0,05$; $z_3=0,45$) соответствует составу недонасыщенной газом начальной нефти, т. R ($z_1=0,8$; $z_2=0,2$; $z_3=0$) — обогащенного газа, т. G ($z_1=1$; $z_2=z_3=0$) — сухого газа, т. K — критическая, кривые 2 и 3 — соответственно, линии точек кипения и росы. Объем оторочки обогащенного газа составлял 20% от порового, а состав специально был выбран в закритической области, что позволило оценить работоспособность модели в наиболее сложном для расчетов случае, когда в пласте возникают зоны частичной и полной смесимости. Задание небольшого перепада давлений $\approx 0,1$ МПа дало возможность проиллюстрировать изменение состава системы в процессе вытеснения с помощью одной фазовой диаграммы.



Изменение состава смеси в пласте в различные моменты времени при вытеснении нефти оторочкой обогащенного газа, продвигаемой сухим газом

Кривые на рисунке 1 изображают изменение состава в пласте, соответствующее различным значениям объема закачки газа. На диаграмме хорошо виден вал промежуточного компонента, образу-

ющийся при закачке обогащенного газа. При переходе на закачку сухого газа этот вал постепенно вытесняется в добывающую скважину. В конечной стадии процесса отмечается наличие характерных для вытеснения нефти сухим газом зон изменения состава, выявленных ранее в теоретических и экспериментальных исследованиях [6, 7]. Основные особенности процесса связаны с закритическим составом обогащенного газа. При рассмотрении кр. 1, изображающей изменение состава в пласте от добывающей (т. L) к нагнетательной (т. R) скважине в момент окончания закачки обогащенного газа, видно, что состав первых порций насыщенной нефти не лежит на продолжении ноды, проходящей через т. L , как при докритическом вытеснении, а имеет более высокое содержание промежуточного компонента (т. N). Растворение его в нефти приводит к многоконтактному смешиванию и достижению критической точки. Как показали численные эксперименты, при закачке еще более жирного газа т. N смещается вправо по линии точек кипения, а кривая изменения состава системы в двухфазной области «прижимается» к этой линии. Предельный случай многоконтактного смешивания реализуется при закачке газа такого состава M , что прямая LM является касательной к линии точек кипения. При дальнейшем обогащении закачиваемый агент ведет себя как растворитель, обеспечивающий однократное смешивание с нефтью и ее поршневое вытеснение. Описанное выше поведение фазового состава систем хорошо согласуется с результатами экспериментального изучения многоконтактной смесимости при вытеснении нефти газообразными агентами [10].

Литература

1. Муркес М. Н., Блехман В. Я. Математическое моделирование многокомпонентной фильтрации на основе безытерационной разностной схемы. — В сб.: Вопросы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. М., 1987, с. 26—34.
2. Муркес М. Н. Расчет фазовых равновесий при численном моделировании фильтрации многокомпонентных смесей в процессах разработки углеводородных залежей. — В сб.: Вопросы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. М., 1985, с. 32—37.
3. Розенберг М. Д., Шовкринский Г. Ю. Основные проблемы рациональной разработки нефтегазоконденсатных месторождений. — В сб.: Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Наука, 1978, с. 12—20.
4. Рид Р., Прауэниц Д., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. — Л.: Химия, 1982.—591 с.
5. Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. — М.: Недра, 1984.—264 с.
6. Муркес М. Н. Влияние состава пластовых и закачиваемых флюидов на эффективность вытеснения нефти неравновесным газом. — М., ВНИИ. Деп. во ВНИИОЭНГ, 1977, № 359.
7. Фактуллин А. А., Намиот А. Ю. Об особенностях механизма вытеснения нефтей азотом при высоких давлениях. — В сб.: Эксплуатация скважин механизированным способом. М., 1985, с. 145—150.
8. Bardon C., Longeron D. Influence of Very Low Interfacial Tensions on Relative Permeability. SPE Journ., 1980, № 5, p. 391—401.
9. Fussell D. D., Yanocik S. L. An Iterative Sequence for Phase Equilibria Calculations Incorporating the Redlich-Kwong Equation of State. SPE Journ., 1978, № 3, p. 173—182.
10. Leach M. P., Yellig W. F. Compositional Model Studies-CO₂-Oil Displacement Mechanisms. SPE Journ., 1981, № 1, p. 89—97.

В. J. Блехман, М. Н. Муркес, М. Д. Розенберг

ФАЗАЛАРЫН НАТАМАМ ВЭ ТАМ ГАТЫШЫҒЫ ШЭРАИТИНДЭ
МАДДЭЛЭР МҮБАДИЛЭСИ ИЛЭ СҮЗҮЛМӨНИН КОМПОЗИСИЈАЛЫ
МОДЕЛЛЭШМЭСИ

Магаләдә маддәләр мүбадиләси нәзәрә алынмагла чоһфазалы гатышығын изотермик сүзүлмәсини композисијалы ријазә моделини гурулмасы үсулу тәклиф олунур.

V. J. Blehman, M. N. Murkess, M. D. Rozenberg

COMPOSITION SIMULATION OF FILTRATION
WITH MASS TRANSFER UNDER PARTIALLY
OR COMPLETE PHASE MIXING CONDITIONS

The paper proposes several methods of construction of a multi-phase composition mathematical model, describing the filtration under partially or complete phase mixing conditions. The paper gives the results of calculations on the basis of this model of characteristics of oil displacement by enriched gas plug, pushed by dry gas.

АЗЭРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ
Јер елмләри серијасы, 1989, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1989, № 2

М. А. РАСУЛОВ, Х. А. ФЕЙЗУЛЛАЕВ

УДК 519.63

МЕТОД СЕТОК ДЛЯ МНОГОМЕРНОГО НЕЛИНЕЙНОГО
УРАВНЕНИЯ ПАРАБОЛИЧЕСКОГО ТИПА С ВЫРОЖДЕНИЕМ

Пусть, как обычно $G = \{(x, y) \in \mathbb{R}^2, t \geq 0\}$ — область пространства \mathbb{R}^3 . Рассмотрим уравнение

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \frac{\partial \varphi(u)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi(u)}{\partial y^2} - \sum_{m=1}^n \delta(x - x_m) \delta(y - y_m) Q_m(t) b G, \quad (1)$$

при следующих начальном и граничном условиях

$$u(x, y, 0) = u_0(x, y), \quad (x, y) \in D \quad (2)$$

$$u(x, y, t)|_{\Gamma(\omega)} = u_1(\omega, t), \quad t > 0, \quad (x, y) \in \Gamma(\omega), \quad (3)$$

где, $u_0(x, y)$ и $u_1(\omega, t)$, $Q_m(t)$ — известные функции, δ — функция Дирака, а $\Gamma(\omega)$ — граница области G .

Относительно функции $\varphi(u)$ предполагаем, что она определена при $u \geq 0$, ограничена при ограниченных u и удовлетворяет условиям: 1. $\varphi'(u) > 0$ при $u > 0$; 2. $\varphi'(0) = 0$; 3. $\varphi(u)$ непрерывна по своим аргументам.

Уравнение (1) при $u > 0$ является параболическим, при $u = 0$ оно вырождается в уравнение первого порядка.

Уравнение подобного типа описывает фильтрацию газа (как идеального, так и реального) в двухмерной пористой среде к системе произвольно расположенных скважин [1]. В случае одной независимой пространственной переменной это уравнение изучалось в [6—8].

Наличие точек вырождения нарушает гладкость решения (1) и вызывает определенные трудности при применении тех или иных численных методов, поскольку погрешность аппроксимации производных разностями в этих точках может не стремиться к нулю при неограниченном измельчении сетки.

В настоящей работе предложена методика для исследования метода сеток для задачи (1)—(3) и доказывается средняя сходимость приближенного решения к точному обобщенному решению.

Определение: Ограниченная в \bar{G} функция $u(x, y, t)$ называется обобщенным решением задачи (1)—(3), если существуют обобщенные производные $\frac{\partial \varphi(u)}{\partial x}$, $\frac{\partial \varphi(u)}{\partial y}$, суммируемые с квадратом в G , и для любой непрерывной функции $f(x, y, t)$ выполняется равенство

$$\int_G \left[u \frac{\partial f}{\partial t} - \left(\frac{\partial f}{\partial x} \frac{\partial \varphi(u)}{\partial x} + \frac{\partial f}{\partial y} \frac{\partial \varphi(u)}{\partial y} \right) - f(x, y, t) \times \right. \\ \left. \times \Psi(x, y, t) \right] dx dy dt + \int_D u_0(x, y) f(x, y, 0) dx dy = 0, \quad (4)$$

где функция $f(x, y, t)$ равна нулю на границе G и $f(x, y, T) = 0$,

$$\Psi(x, y, t) = \sum_{m=1}^n \delta(x - x_m) \delta(y - y_m) Q_m(t).$$

Справедлива следующая

Теорема 1: Пусть выполняется предположение:

1°. $u_0(x, y)$, $u_1(x, y, t)$ — непрерывные функции своих аргументов и $0 < u(x, y, t) < M$, $u_0(x, y) \in L_2(D)$;

2°. Обобщенные производные $\frac{\partial \varphi(u)}{\partial x}$, $\frac{\partial \varphi(u)}{\partial y}$, удовлетворяют условию Липшица и существует такое число A и B , что

$$\left| \frac{\partial \varphi(u)}{\partial x} \right| \leq A, \quad \left| \frac{\partial \varphi(u)}{\partial y} \right| \leq B.$$

При выполнении условий 1°—2° существует единственное обобщенное решение задачи (1)—(3) и справедливо соотношение

$$\|u(x, y, t)\|_{L_2(D), t=\tau} + \|\text{grad } u(x, y, t)\|_{L_2(G), \varphi'_1} \leq \text{const}. \quad (5)$$

Доказательство теоремы проводится аналогично [7, 8].

Введем вспомогательную задачу

$$\frac{\partial v}{\partial t} = \varphi(\Delta v) - z(x, y, t). \quad (6)$$

$$v(x, y, t)|_{t=0} = v_0(x, y),$$

$$v(x, y, t)|_{\Gamma(\omega)} = \int_0^t [\varphi u_1(\omega, \tau) - z(\omega, \tau)] d\tau + v_0(x, y)|_{\Gamma(\omega)}. \quad (7)$$

где $v_0(x, y)$ — какое-либо решение уравнений

$$\Delta v_0(x, y) = u_0(x, y). \quad (8)$$

$z(x, y, t)$ определяется из уравнения

$$\Delta z(x, y, t) = \Psi(x, y, t). \quad (9)$$

Предположим, что почти всюду $\frac{\partial}{\partial t}(\Delta v) = \Delta \left(\frac{\partial v}{\partial t} \right)$.

Тогда почти всюду в G

$$u(x, y, t) = \Delta v(x, y, t). \quad (10)$$

Теорема 2: Если $v(x, y, t)$ — классическое решение задачи (6)—(7), то $u(x, y, t)$, удовлетворяющее соотношению (10), является обобщенным решением задачи (1)—(3).

Доказательство проводится также как в [7—8].

Свойства разностного решения

Обозначим через $\omega_{hh, \tau}$ прямоугольную сетку в

$$\omega_{hh, \tau} = \{x_i = ih, y_j = jh_1, t_k = k\tau, i = \overline{0, n}, \\ j = \overline{0, m}, k = \overline{0, k_0}, h = \frac{x_n - x_0}{n}, h_1 = \frac{y_m - y_0}{m}, \tau = \frac{T}{k_0}\},$$

$\omega_{hh, \tau} = (\omega_h \times \omega_{h_1}) \times \omega_\tau$, h, h_1, τ — соответственно шаги по пространственным и временным координатам.

Задачу (1)—(3) аппроксимируем следующей неявной схемой

$$U_t = \varphi_{x\bar{x}}(U_{i, j, k+1}) + \varphi_{y\bar{y}}(U_{i, j, k+1}) - \Psi_{i, j, k}, \quad (11)$$

$$i = \overline{1, n-1}, j = \overline{1, m-1}, k = \overline{1, k_0-1},$$

$$U_{i, j, 0} = u_0(ih, jh_1), U|_{\Gamma(\omega_{i, j})} = u_1(\omega_{i, j}, k\tau), \quad (12)$$

где

$$\varphi_{x\bar{x}}(U_{i, j, k}) = h^{-2} [\varphi(U_{i+1, j, k}) - 2\varphi(U_{i, j, k}) + \varphi(U_{i-1, j, k})],$$

$$\varphi_{y\bar{y}}(U_{i, j, k}) = h_1^{-2} [\varphi(U_{i, j+1, k}) - 2\varphi(U_{i, j, k}) + \varphi(U_{i, j-1, k})],$$

$$\Psi_{i, j, k} = \sum_m \delta(x_i - x_m) \delta(y_j - y_m) Q_m(k\tau).$$

Свойство 1. Решение задачи (11)—(12) ограничено и неотрицательно.

$$0 \leq U_{i, j, k+1} \leq M = \max_{i, j, x} \{u_0(ih, jh_1), u_1(\omega_{i, j}, k\tau)\},$$

Доказательство свойства 1 выходит из принципа максимума.

Теорема 3. Если справедливо предположение

$$0 \leq u_m \leq M \quad (m = 0, 1), U_0(x, y) \in L_2(D),$$

$$\max \{u_1, \varphi_x(u_1), \varphi_y(u_1), \Psi\} \leq \text{const},$$

$$\max_{i, j, k} U \leq \text{const} = M,$$

то для разностного решения $U_{i, j, k+1}$ задачи (11)—(12) справедливо соотношение

$$\|U\|_{L_2(\omega_{hh, \tau}), k=k_0} + \|\text{grad } \hat{U}\|_{L_2(\omega_{hh, \tau}), \varphi'_u} \leq \text{const}. \quad (13)$$

Доказательство проводится также, как в [7, 8].

Сходимость разностного метода

Выпишем разностную схему для задачи (6)—(7) на узлах сетки $\omega_{hh, \tau}$ следующим образом:

$$v_t = \varphi(\Delta v) - z_{i,j,k} \quad (14)$$

$$v_{i,j,0} = v_0(ih, jh_1)$$

$$v|_{\Gamma(\omega_{i,j})} = \tau \sum_k [\varphi(\omega_{i,j}, k\tau) - z_{i,j,k}] + v_0(ih, jh_1) |_{\Gamma(\omega_{i,j})} \quad (15)$$

$v_0(ih, jh_1)$ определяется из уравнения $\Delta v_0 = u_0(ih, jh_1)$. Легко увидеть, что при любых i, j, k справедливо равенство $\hat{U} = \Delta \hat{v}$.

Пусть $\lambda_{i,j,k}$ и $\delta_{i,j,k}$ — погрешность аппроксимации Δv , $\frac{\partial v}{\partial t}$.

Тогда (14) запишем в виде:

$$W_t + \delta_{i,j,k} = \varphi(\Delta_{hh_1} W + \lambda_{i,j,k}) - z_{i,j,k} \quad (16)$$

Из равенства (16) вычтем (14) и для удобства введем обозначение $R = v - W$, тогда для R получим задачу:

$$R_t = A(\Delta R) + \eta \quad (17)$$

с условиями

$$R_{i,j,0} = \eta^{i,j,0} = \eta^0, \quad R|_{\Gamma(\omega_{i,j})} = 0, \quad (18)$$

где

$$A = \int_0^1 \frac{\partial \varphi(u)}{\partial u} (\theta u + (1-\theta)U) d\theta, \quad \eta = A \lambda_{i,j,k} + \delta_{i,j,k}$$

η и η_0 — погрешность аппроксимации уравнения и начальной функции.

Свойство 2. Решение задачи (17)–(18) ограничено и неотрицательно

$$|R| \leq \max \eta \rightarrow 0 \text{ при } \tau, h, h_1 \rightarrow 0. \quad (19)$$

Доказательство свойства 2 выходит из принципа максимума.

Теорема 4. Если для любого $\xi \in R^3$ выполняется соотношение

$$|(\eta, \xi)| \leq K(A\xi, \xi)^{1/2} \eta_1 \quad (20)$$

$\eta_1 \rightarrow 0$ при $\tau, h, h_1 \rightarrow 0$, то при любых τ, h, h_1 справедливо неравенство

$$\begin{aligned} \max \|\text{grad}_{hh_1} R\|_{L^2(\omega_{hh_1})} + \|\Delta R\|_{L^2(\omega_{hh_1, \tau})} &\leq A \leq \\ &\leq \text{const} (\|\bar{\eta}_0\|_{L^2(\omega_{hh_1})} + k \|\eta_1\|_{L^2(\omega_{hh_1, \tau})}), \end{aligned} \quad (21)$$

где

$$\bar{\eta}^0 = hh_1 \sum_{i,j} \eta^{0,i,j}$$

Доказательство: Уравнение (17) умножим на ΔR и просуммируем по

$$\tau hh_1 \sum_{i,j,k} (R_t, \Delta R) = \tau hh_1 \sum_{i,j,k} (A \Delta R, \Delta R) + \tau hh_1 \sum_{i,j,k} (\eta, \Delta R)$$

С учетом (20), после некоторых операций, имеем:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} \max_t \|\text{grad}_{hh_1} R\|_{L^2(\omega_{hh_1})}^2 + \|\Delta R\|_{L^2(\omega_{hh_1, \tau})}^2 &\leq \\ &\leq \frac{1}{2} \|\text{grad}_{hh_1} R^0\|_{L^2(\omega_{hh_1})}^2 + k \|\eta_1\|_{L^2(\omega_{hh_1, \tau})}^2. \end{aligned} \quad (22)$$

Отсюда получим справедливость соотношения (21).

Пример расчета

На основе этого метода решена следующая задача. Рассматривается газоносный пласт прямоугольной формы с постоянными длиной L , шириной H , толщиной h и однородный по пористости и проницаемости. Газ считается идеальным $\varphi(u) = u^2$. Начальное условие

$$u(x, y, 0) = u_0(x, y) = u_0 = \text{const}$$

характеризует невозмущенность пласта до пуска скважины в эксплуатацию.

Граничное условие

$$u(x, y, t) |_{\Gamma(\omega)} = u_1(x, y, t) = u_1 = \text{const}$$

характеризует проницаемость внешней границы пласта.

В качестве исходных данных взяты $u_0 = 400$ атм, $u_1 = 400$ атм, $x \in [0, 1000$ м], $y \in [0, 500$ м].

$Q_1 = Q_2 = 5$ кг/с. $T = 10$ сут.

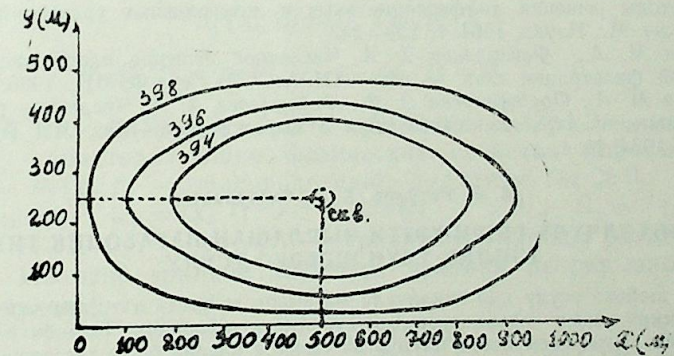


Рис. 1. Распределение давления при наличии одной скважины

Отметим, что двухмерная постановка задачи позволяет учитывать характерные особенности разработки месторождения: произвольность формы залежи и размещения на ней разноразмерных скважин, однородность пласта-коллектора по площади газоносности.

Разностная аппроксимация дифференциального уравнения (1) проводится по неявной схеме. Использование метода переменных

направлений сводит решение двухмерной задачи (1)—(3) к решению последовательности одномерных задач на промежуточном и основном временных слоях.

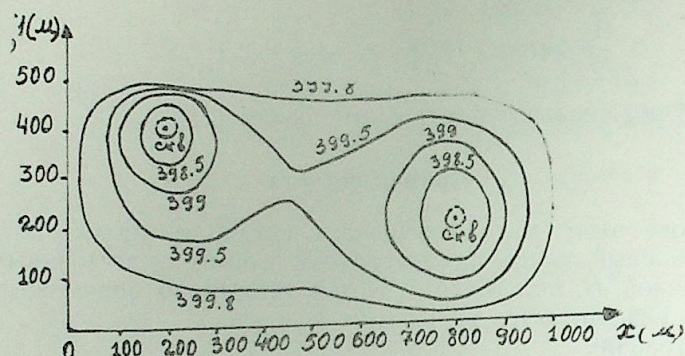


Рис. 2. Распределение давления при наличии двух скважин

Проведены расчеты на БЭСМ-6, результаты которых представлены на рис. 1, 2.

Литература

1. Полубаринова—Кочина П. Я. О нелинейных задачах теории нестационарной фильтрации. — В кн.: Некоторые проблемы математики и механики. Л.: Наука, 1970.
2. Самарский А. А. Теория разностных схем. — М., Наука, 1977.—656 с.
3. Жадаева Н. Г. — Докл. АН БССР, 1975, т. 19, № 3.
4. Абрашин В. Н., Вакульчик П. А. — Вестн. АН БССР. Сер. мат. наук, 1975, № 5.
5. Баклановская В. Ф. Численное решение одномерной задачи для уравнения типа нестационарной фильтрации. — ЖВМиМФ, 1961, т. 1, № 3.
6. Баклановская В. Ф. Исследование метода сеток решения первой краевой задачи для уравнений типа нестационарной фильтрации (двумерный случай).—В сб.: Численные методы решения дифференциальных и интегральных уравнений и квадратные формулы. М.: Наука, 1964, с. 228—243.
7. Расулов М. А., Фейзуллаев Х. А. Численное решение одной задачи теории нестационарной фильтрации газа. — Изв. АН АзССР. Сер. ФТМН, 1986, № 3.
8. Расулов М. А., Оруджалиева З. Ф., Фейзуллаев Х. А. Численное решение нелинейного уравнения параболического типа с вырождением.—Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1984, № 4.

М. Ә. Расулов, Х. А. Фейзуллаев

ЧОХӨЛЧҮЛҮ ГЕҮРИ-ХЭТТИ ЧЫРЛАШАН ПАРАБОЛИК ТИП ТЭНЛИК ҮЧҮН ШЭБЭКЭ ҮСУЛУ

Мәгаләдә шәбәкә үсулу илә икнөлчүлү мәсамәли мүнһитдә ихтијари чүр јерләшмиш гүјулар системинә газын гәрарлашмамыш сүзүлмәси өјрәнһилір. Тәҗриби һәлһин дәһиг һәллә квадратик јығылмасы исбат олунур вә тәҗриби һәлһин бәзи хәссәләри өјрәнһилір.

М. А. Rasulov, Kh. A. Feizullaev

NET METHOD FOR MULTIVARIATE NONLINEAR PARABOLIC EQUATION WITH DEGENERATION

By a net method the authors have studied the unsteady gas filtration in a two-dimensional porous medium to a system of arbitrarily spaced wells, proved the average convergence of an approximate solution to an accurate one and investigated some properties of the solution obtained.

УДК 622.279.23

А. Д. ИСКЕНДЕРОВ, Т. Б. ГАРДАШОВ, Т. М. ИБРАГИМОВ

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ СТЕФАНА ДЛЯ КВАЗИЛИНЕЙНОГО УРАВНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ В АВТОМОДЕЛЬНОМ РЕЖИМЕ

В данной работе решается задача определения неизвестной подвижной границы при фильтрации сжимаемых несмешивающихся жидкостей (например, нефть и вода) через деформируемую чисто трещиноватую среду. Подобные задачи встречаются при проектировании, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами в условиях водонапорного режима [1]. Рассмотрим процесс нагнетания в чисто трещиноватый деформируемый пласт сжимаемого флюида. Предположим, что нагнетание флюида осуществляется через нагнетательную галерею, в которой поддерживается давление, равное $p_0 t^m$. Начальное давление в пласте считается постоянным и равным нулю. Тогда процесс фильтрации будет описываться уравнениями [1, 2]:

$$c_i(P_i) \frac{\partial P_i}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_i(P_i) \frac{\partial P_i}{\partial x} \right] + b_i(P_i) \frac{\partial P_i}{\partial x} + f_i(P_i), \quad (x, t) \in \Omega_i, \quad (1)$$

$$i = 1, 2$$

с начальными и граничными условиями

$$P_i(x, 0) = 0, \quad i = 1, 2, \quad (2)$$

$$P_1(0, t) = p_0 t^m, \quad P_2(+\infty, t) = 0, \quad t > 0, \quad (3)$$

где $C_i(P) > 0$, $\lambda_i(P) > 0$, $b_i(P)$, $f_i(P) \leq 0$, $i = 1, 2$ — непрерывные функции, характеризующие физические свойства породы и жидкостей; $P_i = P_i(x, t)$ — распределение давления; $m \geq 0$, $p_0 > 0$ — заданные числа; $\Omega_1 = \{(x, t) : 0 < x < s(t), \quad i > 0\}$, $\Omega_2 = \{(x, t) : s(t) < x < \infty, \quad t > 0\}$; $x = s(t)$ — уравнение границы раздела областей Ω_1 и Ω_2 . На этой границе задаются условия непрерывностей давлений и потоков:

$$P_1(x, t)|_{x=s(t)} = P_2(x, t)|_{x=s(t)}, \quad \lambda_1(P_1) \frac{\partial P_1}{\partial x} \Big|_{x=s(t)} = \lambda_2(P_2) \frac{\partial P_2}{\partial x} \Big|_{x=s(t)} \quad (4)$$

Нас интересует решение задачи об определении подвижной границы $s(t)$. С этой целью к системе (1)—(4) присоединим дополнительное условие, являющееся выражением условия материального баланса на границе раздела:

$$\gamma(P_1(s(t), t)) \frac{ds(t)}{dt} = -\lambda_1(P_1) \frac{\partial P_1}{\partial x} \Big|_{x=s(t)}, \quad t > 0, \quad (5)$$

где $\gamma(P)$ — заданная положительная непрерывная функция. Таким образом, получим задачу об определении подвижной границы $s(t)$ и распределения давлений $P_i(x, t)$ в областях Ω_i , $i=1,2$ из условий (1)–(5). Примеры показывают, что эта задача относится к неустойчивым задачам математической физики. Это подтверждается и приведенными в конце работы численными расчетами. Для получения устойчивого решения необходимо регуляризовать рассматриваемую задачу [3]. Ниже для решения этой задачи использован метод итеративной регуляризации, применяемой в работе [4] для решения обратных задач математической физики. Кроме того, найдены достаточные условия существования решения. Задачи, аналогичные (1)–(5), но для линейного уравнения теплопроводности решены в [2, 5 и др.]. Для нелинейного уравнения теплопроводности частного вида близкая задача решалась в [6].

Перейдем к решению задачи (1)–(5). В практике наблюдаются случаи, когда подвижная граница $s(t)$ может быть отыскана в виде $s(t) = \alpha t^n$, где $\alpha > 0$ — неизвестное число, подлежащее определению, а $n > 0$ — заданное число [5]. Уравнение (1) при условиях (2)–(4) допускает автомодельное решение вида $P_i(x, t) = t^m v_i(z)$, где $z = x/t^n$. Относительно коэффициентов уравнений (1) предполагается, что: если $m=0$, то $b_1(P)=0$, $c_1(P)=f_1(P) > 0$, $\lambda_1(P) > 0$ — произвольные непрерывные функции; если же $m \neq 0$, то $c_1(P)$, $\lambda_1(P)$, $b_1(P)$, $f_1(P)$, $\gamma(P)$ — степенные функции порядка σ , $\sigma + (2n-1)m^{-1}$, $\sigma + 1 + (n-1)m^{-1}$, $\sigma + 1 - m^{-1}$ и $\sigma + 1$ соответственно, где σ — любое заданное число. Тогда задача (1)–(5) преобразуется к задаче об определении параметра α и функций $v_i(z)$, $i=1,2$ из условий

$$\frac{d}{dz} \left[\lambda_1(v_1) \frac{dv_1}{dz} \right] + [nzc_1(v_1) + b_1(v_1)] \frac{dv_1}{dz} - mc_1(v_1)v_1 + f_1(v_1) = 0, \quad z \in D_1, \quad i=1, 2, \quad (6)$$

$$v_1(0) = p_0, \quad v_2(+\infty) = 0, \quad (7)$$

$$v_1(\alpha) = v_2(\alpha), \quad \lambda_1(v_1) \frac{dv_1}{dz} \Big|_{z=\alpha} = \lambda_2(v_2) \frac{dv_2}{dz} \Big|_{z=\alpha}, \quad (8)$$

$$\alpha = - \frac{\lambda_1(v_1(\alpha))}{n \gamma(v_1(\alpha))} \cdot \frac{dv_1}{dz} \Big|_{z=\alpha}, \quad (9)$$

где

$$D_1 = \{z: 0 < z < \alpha\}, \quad D_2 = \{z: \alpha < z < \infty\}.$$

Из теории обыкновенных дифференциальных уравнений следует, что для решений уравнений (6) верны соотношения [7]:

$$v_i(z) \equiv F_i(z, v_1, v_2) = \frac{(-1)^j p_0}{M_1[\alpha, v_1] + M_2[\alpha, v_2]} \cdot M_i[z, v_1] + (2-i)p_0, \quad (10)$$

где

$$M_i(z, v_i) = \frac{1}{\lambda_i(v_i)} \exp \left\{ - \int_z^\alpha \frac{nzc_1(v_i) \frac{dv_i}{dz} + b_1(v_i) \frac{dv_i}{dz} - mc_1(v_i)v_i - f_1(v_i)}{\lambda_i(v_i) \frac{dv_i}{dz}} dz \right\},$$

$$M_1[z, v_1] = \int_0^z N_1(z, v_1) dz, \quad M_2[\alpha, v_2] = \int_z^\alpha N_2(z, v_2) dz.$$

Если учесть эти выражения в (9), то получим:

$$\alpha \equiv A(\alpha, v_1, v_2) = \frac{1}{n \gamma(v_1)} \cdot \frac{p_0}{M_1[\alpha, v_1] + M_2[\alpha, v_2]}. \quad (11)$$

К решению задачи (6)–(9) применим метод последовательных приближений по схеме:

$$\frac{d}{dz} \left[\lambda_1(v_1^{(k+1)}) \frac{dv_1^{(k+1)}}{dz} \right] + [nzc_1(v_1^{(k+1)}) + b_1(v_1^{(k+1)})] \frac{dv_1^{(k+1)}}{dz} - mc_1(v_1^{(k+1)})v_1^{(k+1)} + f_1(v_1^{(k+1)}) = 0, \quad z \in D_1^{(k)}, \quad i=1, 2 \quad (12)$$

$$v_1^{(k+1)}(0) = p_0, \quad v_2^{(k+1)}(+\infty) = 0, \quad (13)$$

$$v_1^{(k+1)}(\alpha^{(k)}) = v_2^{(k+1)}(\alpha^{(k)}), \quad \lambda_1(v_1^{(k+1)}) \frac{dv_1^{(k+1)}}{dz} \Big|_{z=\alpha^{(k)}} = \lambda_2(v_2^{(k+1)}) \frac{dv_2^{(k+1)}}{dz} \Big|_{z=\alpha^{(k)}}, \quad (14)$$

$$\alpha^{(k+1)} = - \frac{\lambda_1(v_1^{(k+1)}(\alpha^{(k)}))}{n \gamma(v_1^{(k+1)}(\alpha^{(k)}))} \cdot \frac{dv_1^{(k+1)}}{dz} \Big|_{z=\alpha^{(k)}}. \quad (15)$$

где

$$D_1^{(k)} = \{z: 0 < z < \alpha^{(k)}\}, \quad D_2^{(k)} = \{z: \alpha^{(k)} < z < \infty\}, \quad k=0, 1, 2, \dots$$

Здесь последовательные приближения осуществляются следующим образом: сперва выбирается некоторое число, при $k=0$ решается задача (12)–(14) и находятся $v_1^{(1)}(z)$, $i=1,2$. По функциям $v_1^{(1)}(z)$, $i=1,2$ из условия (15) находится $\alpha^{(1)}$. Далее, обеспечивая положительность $\alpha^{(1)}$, оно используется для проведения следующего шага итерации. Нетрудно проверить, что если $\frac{dv_1(z)}{dz} \neq 0$ и $v_1(z), \frac{dv_1(z)}{dz}$,

$i=1,2$ — ограниченные функции, то при достаточно малых p_0 решение задачи (1)–(5) единственно и последовательные приближения (12)–(15) сходятся не медленнее, чем геометрическая прогрессия.

Пусть теперь $m=0$, $c_1(P) > 0$, $\lambda_1(P) > 0$ — заданные на $(0, \infty)$ непрерывные и ограниченные функции, $v_1 \leq c_1(P)$, $\lambda_1(P) \leq v_2$, v_1, v_2 — положительные числа и из условий (1)–(5) требуется определить подвижную границу $s(t)$ и распределение давлений $P_i(x, t)$ в областях Ω_i , $i=1,2$. В этом случае для параметра α из вида системы (10), (11) непосредственно вытекает:

$$\beta_1(p_0) < \alpha < \beta_2(p_0),$$

где $\beta_1(x)$, $\beta_2(x)$ — зависящие от исходных данных задачи (1)–(5) непрерывные, неотрицательные, монотонно возрастающие функции.

Доказательство этого утверждения проводится путем оценки функций $M_i[\alpha, v_i]$ сверху и снизу с учетом этих оценок в (11). По аналогии с работой [4], для решения задачи (6)–(9) при $m=0$ применим метод последовательных приближений по более простой схеме:

$$v_i^{(k)}(z) = F_i(\alpha^{(k-1)}, v_1^{(k-1)}, v_2^{(k-1)}), \quad i = 1, 2, \quad (16)$$

$$\alpha^{(k)} = \begin{cases} \varepsilon_0, & \text{при } A(\alpha^{(k-1)}, v_1^{(k-1)}, v_2^{(k-1)}) \leq \varepsilon_0, \\ A(\alpha^{(k-1)}, v_1^{(k-1)}, v_2^{(k-1)}), & \text{при } \varepsilon_0 < A(\alpha^{(k-1)}, v_1^{(k-1)}, v_2^{(k-1)}) < N_0, \\ N_0, & \text{при } A(\alpha^{(k-1)}, v_1^{(k-1)}, v_2^{(k-1)}) > N_0, \end{cases} \quad (17)$$

где $\alpha^{(0)} > 0$ — некоторое число, $v_1^{(0)}(z)$, $v_2^{(0)}(z)$ — любые непрерывные функции, соответственно на $(-\infty, \alpha^{(0)})$, $[\alpha^{(0)}, +\infty)$ и такие, что удовлетворяется условие (8) $\varepsilon_0 \in (0, \beta_1(p_0))$, $N_0 \in (\beta_2(p_0), +\infty)$ — некоторые числа.

Аналогично задаче (1)–(5) можно решать задачу об определении параметра α и функций $P_i(x, t)$, $i=1,2$ — из условий (1)–(3) и

$$P_1(x, t)|_{x=s(t)} - P_2(x, t)|_{x=s(t)} = f_1 t^m, \quad t > 0, \quad (18)$$

$$\lambda_1(P_1) \frac{\partial P_1}{\partial x} \Big|_{x=s(t)} - \lambda_2(P_2) \frac{\partial P_2}{\partial x} \Big|_{x=s(t)} = \gamma(P_1) \frac{ds(t)}{dt}, \quad (19)$$

где f_1 — заданное число, $0 \leq f_1 \leq p_0$. Частные случаи задачи (1)–(3), (18), (19) описывают процесс промерзания грунта [6]. В этом случае для решения задачи (1)–(3), (18), (19) верны выражения:

$$v_i(z) = \frac{f_1 - (i-1)p_0}{M_i[\alpha, v_i]} M_i[z, v_i] + (i-1)p_0, \quad (20)$$

$$\alpha = \frac{1}{n \gamma(v_1(\alpha))} \sum_{i=1}^2 \frac{f_1 - (i-1)p_0}{M_i[\alpha, v_i]}. \quad (21)$$

Пусть теперь в задаче (1)–(5) $m=0$ и вместо условий (2), (3) задано

$$P_1(x, 0) = u_1, \quad x < 0, \quad P_2(x, 0) = u_2, \quad x > 0, \quad u_2 > u_1 \quad (22)$$

и уравнение (1) удовлетворяется в областях $\Omega'_1 = \{(x, t) : \infty < x < s(t), t > 0\}$, $\Omega'_2 = \{(x, t) : s(t) < x < \infty, t > 0\}$ для $n=1$ и $n=2$ соответственно. Здесь u_1, u_2 — заданные числа. Обозначим $P_0 = u_2 - u_1$. Эта задача описывает фильтрацию сжимаемых несмешивающихся жидкостей через деформируемую чисто трещиноватую среду. При этом предполагается, что фильтрация происходит в неограниченной одномерной области под влиянием некоторого начального распределения давления, которое в зоне, занятой первой жидкостью, есть u_1 , а в зоне, занятой второй жидкостью, есть u_2 . При предположении, что $s(t) = \alpha \sqrt{t}$ задача (1), (22), (3), (4) также

решается в автомодельном режиме. Решение уравнения (1) в данном случае отыскивается в виде $P_i(x, t) = v_i(z)$, где $z = x/\sqrt{t}$. Учтывая, что для этой задачи операторы $M_i[z, v_i]$, $i=1, 2$ имеют вид

$$M_1[z, v_1] = \int_{-\infty}^z N_1(z, v_1) dz, \quad M_2[z, v_2] = \int_z^{\infty} N_2(z, v_2) dz,$$

доказывается справедливость формулы (10), (11).

Математическое моделирование изучаемых выше процессов тесно связано с определением коэффициентов уравнения (1), а также границы областей. Рассмотрим задачу об определении коэффициентов $\lambda_i(P)$, $i=1,2$ уравнения (1) и решения этого уравнения $P_i(x, t)$, а также границы $s(t)$. При этом наряду с условиями (1)–(5) следует задавать еще дополнительное условие для определения неизвестных коэффициентов. Это условие зададим в виде

$$P_1(x, t_n) = \psi_1(x), \quad 0 < x < s(t_n); \quad P_2(x, t_n) = \psi_2(x), \quad s(t_n) < x < +\infty \quad (23)$$

или же

$$P_1(\eta_0, t) = \varphi_1(t), \quad t_n \leq t < +\infty; \quad P_2(\eta_0, t) = \varphi_2(t), \quad 0 < t \leq t_n, \quad (24)$$

где $t_n > 0$, $\eta_0 > 0$ — заданные числа, $\psi_i(x)$, $\varphi_i(t)$, $i=1,2$ — заданные функции. Заданием функций $\psi_i(x)$ или же $\varphi_i(t)$, функции $v_i(z)$, а следовательно, и $P_i(x, t)$ однозначно определяются [8]:

$$P_i(x, t) = t^m v_i\left(\frac{x}{t^n}\right) = \psi_i\left(\frac{x}{t^n} \cdot t_n^n\right) = \varphi_i(\eta_0^n x^{-\frac{1}{n}} t^{\frac{1}{n}}), \quad i = 1, 2.$$

Нетрудно указать отличные от (23), (24) условия, также дающие возможность определить автомодельное решение уравнения (1). Для того, чтобы не рассматривать каждый из этих случаев в отдельности, ниже предположим, что задано автомодельное решение уравнения (1) и требуется найти один или несколько коэффициентов уравнения (1).

Пусть $c_1(P) > 0$, $b_i(P)$, $f_i(P) \leq 0$, $i=1, 2$, $\gamma(P)$ — заданные непрерывные функции, из условий (1)–(5) по заданным дважды непрерывно-дифференцируемым функциям $v_i(z)$, $i=1,2$ требуется определить непрерывные положительные коэффициенты $\lambda_i(P)$, $i=1,2$ и подвижную границу областей $x=s(t)$. Так как уравнение на подвижной границе есть $x=s(t) = \alpha t^n$, то $\eta_0 = \alpha t_n^n$. Отсюда α определяется элементарно: $\alpha = \eta_0 t_n^{-n}$. Для нахождения функций $\lambda_i(P)$, $i=1,2$, уравнения (6), проинтегрировав при $i=1$ от z до α , а при $i=2$ от α до z и учитывая условия (8), (9), имеем:

$$\lambda_1[v_1(z)] = \left[\frac{dv_1(z)}{dz} \right]^{-1} \left\{ -n\gamma(v_1(\alpha)) + \int_{\alpha}^z [n z c_1(v_1) \frac{dv_1}{dz} + b_1(v_1) \frac{dv_1}{dz} - m c_1(v_1) v_1 + f_1(v_1)] dz \right\}, \quad i = 1, 2.$$

В случае $m \neq 0$ согласно принятым выше предположениям все коэффициенты системы (1) являются степенными функциями. Во

всех этих случаях также получаются явные выражения для отыскиваемых числовых параметров, аналогичные полученным в [8, 9].

На модельных примерах на основе метода последовательных приближений исследованы вопросы регуляризации и численного решения рассмотренных выше задач. Установлено, что сходимость последовательных приближений имеет место на заданном ограниченном множестве чисел, являющемся классом корректности задачи. В общем случае на некотором шаге итерационного процесса решение может выйти за пределы этого множества. При этом номер последовательных приближений может играть роль регуляризирующего параметра и этот параметр может быть найден, например, по невязке [3]. Действительно, пусть в задаче (1), (22), (4), (5) $m=0$, $n=0,5$, $\lambda_1(P)=1$, $\lambda_2(P)=2$, $c_1(P)=4$, $c_2(P)=2$, $\gamma(P)=1$. Тогда из (11) ясно, что если положим $P_0 = \bar{A}(1) = 0,4623$, то точное решение задачи (10), (11) будет $\alpha=1$, где $A(\alpha) = 0,5 \alpha \gamma(v_1) \times [M_1[\alpha, v_1] + M_2[\alpha, v_2]]$. Пусть $P_0 = p_0 + \delta$ и δ принимает значения 0,001; 0,01; 0,1. При $\delta=0,001$ на 7-м шагу итерации имеем $\bar{\alpha} = 1,0074$. Аналогично при $\delta=0,01$ и $\delta=0,1$ на 5-м и 4-м шагах итерационного процесса соответственно получаем $\bar{\alpha} = 1,0981$ и $\bar{\alpha} = 1,7361$. Во всех случаях начальное приближение $\alpha^{(0)} = 2$. На этом же примере показано, что когда $P_0 > 1$, эта задача неустойчива. В данном случае приближенное решение может быть найдено также последовательными приближениями и параметр регуляризации n может быть определен из условия $|A(\alpha^{(n)}) - p_0| = \delta$, где δ — погрешность задания p_0 .

Пусть теперь в задаче (1) — (5) $m=0$, $n=0,5$, $\lambda_1(P)=1$, $\lambda_2(P)=2$, $c_1(P)=4$, $c_2(P)=2$, $\gamma(P)=2$. Положим $p_i = \bar{A}(\alpha_i)$, $i=1, 3$, где α_i принимает значения 0,9; 0,95; 1,0. Тогда точными решениями с данными P_i будут α_i , $i=1, 3$. Пусть $\bar{P}=1,001$ и $\delta_i = 1,001 - p_i$, где $\delta_1=0,1246$; $\delta_2=0,0996$; $\delta_3=0,0765$. При $\alpha^{(0)}=1,5$ проведены численные расчеты. При этом получено, что $n(\delta_1)=4$, $n(\delta_2)=7$, $n(\delta_3)=$ и соответственно $\alpha_4=0,9163$, $\alpha_7=0,9464$, $\alpha_3=1,0200$. Отсюда видно, что полученные результаты хорошо согласуются с точным решением.

Литература

1. Абасов М. Т., Джалилов К. Н. Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных и газовых месторождений. — Баку: Азернефтнешр, 1960.
2. Веригин Н. Н. О перемещении контура газоносности при эксплуатации месторождений природных газов. — Изв. АН СССР, ОТН, 1958, № 3.
3. Тихонов А. Н., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач. — М.: Наука, 1986.
4. Искендеров А. Д. Многомерные обратные задачи для линейных и квазилинейных параболических уравнений. — Докл. АН СССР, 1975, т. 225, № 5, с. 10005—1008.
5. Рубинштейн Л. И. Проблема Стефана. — Рига, 1967.—467 с.
6. Тирский Г. А. Два точных решения нелинейной задачи Стефана. — Докл. АН СССР, т. 125, № 2, с. 293—296.
7. Степанов В. В. Курс дифференциальных уравнений. — М., 1958.
8. Искендеров А. Д., Гардашов Т. Б. Решение обратной задачи для квазилинейного уравнения теплопроводности в автомодельном режиме. — Докл. АН АзССР, 1987, т. 43, № 2, с. 17—21.
9. Искендеров А. Д., Гардашов Т. Б., Ибрагимов Т. М. Решение обратных задач для систем квазилинейных уравнений теплопроводности в автомодельном режиме. — Инж.-физ. журн., 1989, т. 56, № 1, с. 127—132.

А. Д. Искендеров, Т. Б. Гардашов, Т. М. Ибрагимов

АВТОМОДЕЛ РЕЖИМДЭ КВАЗИХЭТТИ СҮЗҮЛМЭ ТЭНЛИЖИ ҮЧҮН СТЕФАН МЭСЭЛЭСИНИН ХЭЛЛИ

Мәгаләдә вәзијјәти квазихәтти сүзүлмә тәнлији илә тәсвир олуан икифазалы Стефан типли мәсәләјә бахылып. Мәсәлә автомодел режимдә вә на'мәлум сәрһәд αt^n шәклиндә өјрәнилип. Бундан әлавә, сүзүлмә тәнлијинин әмсалларынын тә'јини үзрә тәрә мәсәләнин ашкар хәлли тапылмыш вә һесабатлар апарылмышдыр.

A. D. Iskenderov, T. B. Gardashov, T. M. Ibragimov

STEFAN'S PROBLEM SOLUTION FOR QUASILINEAR FILTRATION EQUATION IN AUTOMODEL REGIME

The article deals with two-phase problems of Stefan's type where phase states are described by quasi-linear filtration equations. The problem is studied under automodel regime and an unknown boundary is determined in αt^n form. Furthermore the authors have found the explicit solutions of reverse problems according to filtration equation coefficients and carried out numerical calculations.

УДК 622.276.21.

В. С. МАМИЕВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ И ФУНКЦИИ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТБОРА ПРИ ДВИЖЕНИИ ЖИДКОСТИ К НЕСОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЕ

При решении задач фильтрации, учитывающих течение флюидов по вертикальному направлению (профильная, осесимметричная и трехмерная модели) возникают проблемы, связанные с математическим моделированием скважин. Такая трудность, в первую очередь связана с тем, что функция интенсивности отбора (поступления) $q(z)$, с введением которой в уравнение неразрывности (или в граничное условие) учитывается скважина, является функцией глубины z , где переменная z меняется в продуктивной части скважины, на остальной же части $q(z)=0$. Кроме того, на распределение давления в окрестности скважины (когда она несовершенная и пласт неоднороден по вертикали) существенно может влиять вид функции $q(z)$. Поэтому удачное моделирование процессов фильтрации зависит и от правильного задания или определения $q(z)$.

Заметим, что в отличие от вышеуказанных задач, когда рассматривается площадная задача (плоскость $x-y$), для которой все параметры осреднены по мощности пласта, зная дебиты скважины Q_{Γ} можно определить $q(z)=Q_{\Gamma}/h$, где h — мощность пласта. Если задается давление в скважине, для этой же задачи можно пользоваться методом фильтрационных сопротивлений [1]. При этом предполагается, что скважина по степени вскрытия совершенная и давление в стволе гидростатическое. Авторы работы [2], распределяя известный дебит Q_{Γ} по вскрытой части равномерно, т. е. как $q(z)=Q_{\Gamma}/b$ (b — длина вскрытой части скважины), уклонялись от строгого подхода к данной задаче. Следовательно, такое предположение может быть определено только трудностью задания функции $q(z)$ (она нужна для граничного условия на скважине) при известном Q_{Γ} .

Следуя работам [3, 5], можно прийти к такому выводу, что при моделировании процесса эксплуатации залежи необходимо учитывать работу пласта, влияние скважин (это и есть учет $q(z)$), а также их взаимодействия. В связи с этим в данной работе рассматривается движение однофазного течения в системе пласт-скважина, когда за основу взяты модель в цилиндрических координатах (r, z) в пласте и одномерная модель в стволе скважины (рисунок).

Запишем уравнение сохранения массы и закон Дарси для однофазной фильтрации в предположении несжимаемости потока и породы в виде:

$$\frac{\partial V_r}{\partial r} + \frac{\partial r V_z}{\partial z} = 0, \text{ в } R \quad (1)$$

$$V_r = 2\pi r \frac{K_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r},$$

$$V_z = 2\pi \frac{K_z}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \gamma \right),$$

где r, z — пространственные координаты; $P(r, z)$ — давление; K_r и K_z — компоненты тензора абсолютной проницаемости пористой среды; μ — вязкость; γ — удельный вес жидкости. Через $R = (r_c < r < r_k, 0 < z < h)$ обозначена область фильтрации жидкости.

Вторым уравнением при нашем рассмотрении будет хорошо известное из трубной гидравлики уравнение (пренебрегаем эффектами, связанными с кинетической энергией) [6], описывающее стационарное движение жидкости в стволе скважины:

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \gamma + fQ^w(z), \quad r = r_c, \quad z \in \Gamma, \quad (2)$$

где $\Gamma = (z_{\min}, z_{\max})$ — часть скважины, через которую втекает или вытекает поток; $Q^w(z)$ — дебит жидкости, приходящий на длину $(z, z_{\max}) \subset \Gamma$ или скорость течения в стволе в точке z ; $f = 8\mu/(\pi r_c^3)$ — функция трения, r_c — радиус скважины.

Потребуя выполнение условия сохранения материального баланса в рассмотренной системе пласт-скважина, получаем третье, нам необходимое, уравнение в виде:

$$\frac{dQ^w(z)}{dz} + q(z) = 0, \quad z \in \Gamma. \quad (3)$$

где вышеназванная функция

$$q(z) = \begin{cases} V_r|_{r=r_c} = 2\pi r_c \frac{K_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}|_{r=r_c}, & z \in \Gamma \\ 0, & z \in [0, h] \setminus \Gamma \end{cases} \quad (4)$$

Уравнения (1)–(4) есть система уравнений относительно неизвестных P, Q^w, q , описывающая совместное течение в пласте и в скважине. Эту систему будем решать при следующих граничных условиях:

условие непроницаемости подошвы и кровли:

$$V_z = 0, \quad \text{при } z=0, h; \quad (5)$$

давление на контуре $r=r_k$

$$P(r_k, z) = P_k(z) \quad (6)$$

К условиям (5)–(6) присоединим еще одно условие, выражающее дебит рассмотренной скважины

$$\int_{z_{\min}}^{z_{\max}} q(z) dz = 2\pi r_c \frac{h_c}{\mu} \int_{z_{\min}}^{z_{\max}} \frac{\partial P}{\partial r}|_{r=r_c} dz = Q_{\Gamma} \quad (7)$$

Наша цель заключается в определении пары функций $P(r, z)$ и $q(z)$ из системы уравнений (1)–(3) при граничных условиях

(4)–(7). Прежде чем перейти к решению этой системы, проанализируем ее отдельные уравнения.

В традиционной постановке, обычно на внутренней границе области $r=r_c$, т. е. на стенке скважины требуется задание значения функции $q(z)$, и при условиях (5)–(6) давление $P(r, z)$ может быть определено однозначно из (1). Следовательно, в этом случае нет необходимости выписать дополнительные уравнения типа (2), (3). А что касается уравнений (2), (3), нетрудно догадаться, что они по существу являются граничными условиями для (1) на Γ при $r=r_c$. На самом деле, исключая из (2) и (3) функции $q(z)$ и $Q_T(z)$, с учетом выражения (7), получим:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} + 2\pi r_c \frac{\kappa_r}{\mu} f \frac{\partial P}{\partial r} = 0, \quad r=r_c, \quad z \in \Gamma \quad (8)$$

или в интегральной форме

$$\frac{\partial P}{\partial z} + 2\pi r_c f \frac{\kappa_r}{\mu} \int_b^z \frac{\partial P}{\partial r} dz = \gamma, \quad r=r_c, \quad z \in \Gamma. \quad (9)$$

Таким образом, вместо условия (4) мы имеем условия (7) и (8) или (9), которые замыкают рассмотренную систему.

А теперь перейдем к решению уравнения (1).

Нетрудно проверить, что если функция $q(z)$ является кусочно-непрерывной функцией на Γ , то решение уравнения (1), удовлетворяющее соответствующим граничным условиям на кровле, подошве и на внешней границе (условие на $r=r_k$), может быть представлено в виде

$$P(r, z) = P_k(z) - \frac{\mu q_0}{2\pi k_r} \ln \frac{r_k}{r} \sum_{n=1}^{\infty} C_n U \left(\frac{n\pi r}{\chi h} \right) \cos \frac{n\pi z}{h}, \quad (10)$$

где

$$U \left(\frac{n\pi r}{\chi h} \right) = I_0 \left(\frac{n\pi r}{\chi h} \right) K_0 \left(\frac{n\pi r_k}{\chi h} \right) - I_0 \left(\frac{n\pi r_k}{\chi h} \right) K_0 \left(\frac{n\pi r}{\chi h} \right), \quad (11)$$

$$C_n = \frac{\chi \mu h}{2\pi^2 k_r r_c} q_n \left(n U_1 \left(\frac{n\pi r_c}{\chi h} \right) \right), \quad \chi^2 = k_r / \kappa_z, \quad (12)$$

$$U_1 \left(\frac{n\pi r_c}{\chi h} \right) = I_1 \left(\frac{n\pi r_c}{\chi h} \right) K_0 \left(\frac{n\pi r_k}{\chi h} \right) + I_0 \left(\frac{n\pi r_k}{\chi h} \right) K_1 \left(\frac{n\pi r_c}{\chi h} \right); \quad (13)$$

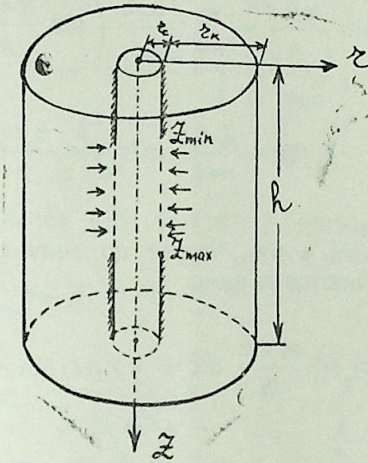
— коэффициенты ряда Фурье функции $q(z)$ по косинусам в интервале $0 < z < h$:

$$q(z) = q_0/2 + \sum_{n=1}^{\infty} q_n \cos \frac{n\pi z}{h}. \quad (14)$$

$$q_n = \frac{2}{h} \int_0^h q(z) \cos \frac{n\pi z}{h} dz; \quad (15)$$

I_0, K_0 и I_1, K_1 — функции Бесселя первого и второго рода нулевого и первого порядка мнимого аргумента.

В выражении (11) коэффициенты $q_n, n=1, 2, \dots$, (q_0 известно по условию (7): $q_0 = Q_T/h$) будем определять из условий



на внутреннем контуре, т. е. на скважине. С этой целью беря производные по z и по r от функции $P(r, z)$ и пользуясь условием (9), имеем:

$$P'_k(z) - \frac{\pi}{h} \sum_{n=1}^{\infty} C_n n U \sin \frac{n\pi z}{h} + f q_0(z-b) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{f q_n h}{n\pi} \left(\sin \frac{n\pi z}{h} - \sin \frac{n\pi b}{h} \right) = \gamma, \quad 0 < z < b.$$

Если предполагать, что $P'_k(z) = \gamma$, т. е. давление на контуре $r=r_k$ гидростатическое, то последнее выражение принимает вид:

$$\sum_{n=1}^{\infty} C_n n U \sin \frac{n\pi z}{h} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{f q_n h}{n\pi} \left(\sin \frac{n\pi z}{h} - \sin \frac{n\pi b}{h} \right) = f q_0(z-b), \quad 0 < z < b \quad (16)$$

Для интервала мощности пласта в $b < z < h$ согласно (4) приходим к следующему:

$$\sum_{n=1}^{\infty} C_n n U_1 \cos \frac{n\pi z}{h} = -\frac{\mu Q_T \chi}{2\pi^2 k_r r_c} \quad b < z < h \quad (17)$$

Чтобы найти неизвестные коэффициенты q_n и тем самым функции $P(r, z)$ и $q(z)$, составим новую вспомогательную функцию

$$F(z) = \begin{cases} f_1(z), & 0 < z < b \\ f_2(z), & b < z < h. \end{cases}$$

где

$$f_1(z) = \sum_{n=1}^{\infty} C_n n U \sin \frac{n \pi z}{h} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{f q_n h}{n \pi} \left(\sin \frac{n \pi z}{h} - \sin \frac{n \pi b}{h} \right);$$

$$f_2(z) = \sum_{n=1}^{\infty} C_n n U_1 \cos \frac{n \pi z}{h}$$

Функцию $F(z)$ разложим в ряд Фурье по синусам. Тогда коэффициенты этого ряда вычисляются в виде:

$$\begin{aligned} \frac{F_m h}{2} &= \int_0^h f(z) \sin \frac{m \pi z}{h} dz = \int_0^b f_1(z) \sin \frac{m \pi z}{h} dz + \\ &+ \int_b^h f_2(z) \sin \frac{m \pi z}{h} dz = \sum_{n=1}^{\infty} \left(C_n n U - \frac{f q_n h}{n \pi} \int_0^b \sin \frac{m \pi z}{h} \sin \frac{n \pi z}{h} dz + \right. \\ &+ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{f q_n h}{n \pi} \sin \frac{n \pi b}{h} \int_0^b \sin \frac{m \pi z}{h} dz + \sum_{n=1}^{\infty} C_n n U_1 \int_b^h \cos \frac{n \pi z}{h} \sin \frac{m \pi z}{h} dz = \\ &= - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{h}{\pi} \left\{ \left(\frac{C_n n}{2} - \frac{f q_n}{n} \right) \left[\frac{\sin \frac{\pi b}{h} (m+n)}{m+n} - \right. \right. \\ &\left. \left. - \frac{\sin \frac{\pi b}{h} (m-n)}{m-n} \right] - \frac{f q_n h}{n m \pi} \sin \frac{n \pi b}{h} \left(\cos \frac{m \pi b}{h} - 1 \right) + \right. \\ &\left. + \frac{C_n n U_1}{2} \left[\frac{(-1)^{m+n} - \cos \frac{\pi b}{h} (m+n)}{m+n} + \right. \right. \\ &\left. \left. + \frac{(-1)^{m-n} - \cos \frac{\pi b}{h} (m-n)}{m-n} \right] \right\} \end{aligned} \quad (18)$$

С другой стороны, имея в виду, что также

$$F(z) = \begin{cases} f q_0 (z-b), & 0 < z < b \\ - \frac{\mu Q_T z}{2 \pi^2 \kappa_r r_c} b < z < h \end{cases}$$

разложение $F(z)$ в ряд Фурье по синусам в интервале $0 < z < h$ для коэффициентов F_m дает

$$\begin{aligned} \frac{F_m h}{2} &= \int_b^h f q_0 (z-b) \sin \frac{m \pi z}{h} dz - \frac{\mu Q_T z}{2 \pi^2 \kappa_r r_c} \int_b^h \sin \frac{m \pi z}{h} dz = \\ &= \frac{\mu Q_T z}{2 \pi^2 \kappa_r r_c} \left[(-1)^m - \cos \frac{m \pi b}{h} \right] - \frac{f q_0 h}{m \pi} \left[2b \cos \frac{m \pi b}{h} - \right. \\ &\left. - \frac{h}{\pi \kappa_r r_c} \sin \frac{m \pi b}{h} - b \right] \end{aligned} \quad (19)$$

Сравнивая левые части (18) и (19), с учетом (15) получим:

$$\sum_{n=1}^{\infty} a_{mn} q_n = d_m, \quad m = 1, 2, \dots, \quad (20)$$

где

$$\begin{aligned} a_{mn} &= - \frac{h}{\pi} \left\{ \left(\frac{\mu \times h}{4 \pi^2 \kappa_r r_c} \cdot \frac{U}{U_1} = \frac{f}{h} \right) \times \right. \\ &\times \left[\frac{\sin \frac{\pi b}{h} (m+n)}{m+n} - \frac{\sin \frac{\pi b}{h} (m-n)}{m-n} \right] - \frac{f h}{m n \pi} \sin \frac{n \pi b}{h} \left(\cos \frac{m \pi b}{h} - \right. \\ &\left. - 1 \right) + \frac{\mu \times h}{4 \pi^2 \kappa_r r_c} \left[\frac{(-1)^{m+n} \cos \frac{\pi b}{h} (m+n)}{m+n} + \right. \\ &\left. + \frac{(-1)^{m-n} - \cos \frac{\pi b}{h} (m-n)}{m-n} \right] \left. \right\}, \end{aligned} \quad (21)$$

а через d_m обозначена правая часть выражения (19).

Система (20) является системой линейных алгебраических уравнений с бесконечным числом неизвестных q_n , т. е. коэффициентов Фурье функции $q(z)$. Для численных расчетов эту систему следует урезать и ограничиваться конечным числом неизвестных.

Замечание. Нетрудно показать, что для совершенной скважины, рассматриваемой как частный случай несовершенных скважин ($b=h$), коэффициенты q_n ряда Фурье функции $q(z)$ равны нулю.

В самом деле, при $b=h$ из (19) и (21) получаем, что

$$\begin{aligned} d_m &= 0; \\ a_{mn} &= \begin{cases} 0, & \text{если } m \neq n \\ \neq 0 & \text{если } m = n \end{cases} \end{aligned}$$

Эти выражения говорят о том, что матрица однородной системы (20) имеет только на диагонали отличные от нуля элементы, поэтому

$$\begin{aligned} q_n &= 0, \quad n = 1, 2, \dots, \\ q(z) &= Q_T/h, \end{aligned}$$

Обращаясь к формуле (10), получаем известное распределение давления в пласте для плоско-радиального потока при известном дебите Q_T :

$$P(r, z) = P_k(z) - \frac{\mu Q_T}{2\pi k_r h} \ln \frac{r_k}{r},$$

Литература

1. Методика определения технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (ВНИИ-2).—М.: ВНИИнефтегаз, 1975, вып. 52.
2. Телков А. П., Стекланн Ю. И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. — М.: Недра, 1965.
3. Settari, A. and Aziz, K. A computer model for two phase coning Simulation, Soc. Petrol. Eng. J., 14, No. 3, pp. 221—36, 1974.
4. Джалалов Г. И., Азизов Х. Ф. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1976, № 3.
5. Мамиев В. С. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1987, № 6.
6. Чарный И. А. Основы газовой динамики. — М.: Гостоптехиздат, 1961.

В. С. Мамиев

НАТАМАМ ГУЈУЈА МАЈЕНИН ҺӘРӘКӘТИ ЗАМАНЫ ТӘЗЈИГИН ВӘ ЧЫХАРМА ИНТЕНСИВЛИЈИ ФУНКЦИЈАСЫНЫН ТӘЈИНИ

Мәғаләдә бирфазалы мајенин Һәрәкәтини әјрәнлир. Ријазни модел кими ләјдә цилиндрик координатларла јазылмыш системдән вә гујуда бирәлчүлү моделдән истифадә олунур. Бу чүр мәсәләјә әдәбијјатда биринчи дүфә бахылыр.

V. S. Mamiev

DETERMINATION OF PRESSURE AND WITHDRAWAL INTENSITY FUNCTION AT FLUID MOVEMENT TO AN IMPERFECT WELL

The article deals with a stationary movement of one-phase flow in a bed-well system when the bases are a model in cylindrical coordinates in a bed and one-dimensional model in a bore hole. In this, fluid production rate is given at the upper perforated part of the well.

УДК 532.546

Т. К. РАМАЗАНОВ

НЕЛОКАЛЬНО-УПРУГИЙ РЕЖИМ ФИЛЬТРАЦИИ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Трещиновато-пористую среду можно рассматривать как совокупность большого числа пористых блоков и рассеянных трещин. Поэтому ее будем представлять как сложную систему двух разномасштабных пористых сред, вложенных одна в другую и резко различающихся по коллекторским и фильтрационным свойствам. Именно на масштабах порядка характерного пространственного размера блока пористая среда слагается из зерен породы, на существенно больших масштабах роль зерен играют блоки, которые вместе с трещинами образуют коллектор. Ниже будем называть две используемые среды соответственно системой блоков и системой трещин. При возмущении порового давления коллектора происходит обмен флюидом между системами блоков и трещин, в связи с чем обе среды значительно деформируются.

Горное давление, обуславливающее напряженное состояние окружающих пород, действует на пласт как внешняя дополнительная нагрузка и изменяется не только по пространству, но и во времени в соответствии с изменениями поровых давлений в пласте. Проявляющиеся при этом нелокальные эффекты имеют немаловажное значение для оценки коллекторских свойств пород, проектирования и анализа разработки нефтегазовых месторождений.

В отличие от предыдущих исследований [1, 2] в настоящей работе при рассмотрении возмущений поровых давлений предлагается эффективный комбинированный метод расчета обратного влияния деформации системы «трещиновато-пористый пласт+окружающий массив» на фильтрационные потоки.

1. Линейный закон деформации и уравнения фильтрации. Для изучения деформации трещиновато-пористых сред воспользуемся вышеуказанными предположениями теории механики грунтов. Согласно работе [3, 4] в блоках выполняется соотношение:

$$\Gamma_{ij2} = \sigma_{ij2}^f - P_2 \delta_{ij}, \quad i, j = 1, 2, 3. \quad (1.1)$$

Считаем, что истинное напряжение σ_{ij} трещиновато-пористых сред действует на блок как внешняя нагрузка и уравновешивается полным напряжением (1.1) в блоках. Тогда компоненты тензора полных напряжений Γ_{ij} в трещиновато-пористой среде можно представить в виде:

$$\begin{aligned} \Gamma_{ij} &= \sigma_{ij}^f - P_1 \delta_{ij}, \quad \sigma_{ij}^f = (1 - m_i)(\sigma_{ij} + P_1 \delta_{ij}), \\ \sigma_{ij} &= \Gamma_{ij2} = \sigma_{ij2}^f - P_2 \delta_{ij}, \end{aligned} \quad (1.2)$$

где P_k, m_k — соответственно давление в трещинах, пористость трещиноватого пространства ($k=1$), при $k=2$ те же величины относятся к пористым блокам.

Свяжем напряжение Γ_{ij} и давление P_k с деформациями скелета среды. Если пористые блоки деформируются по линейному закону, то согласно [5]

$$\sigma_{ij2} = 2G_2 \left(e_{ij2} - \frac{\nu_2}{1-2\nu_2} e_2 \delta_{ij} \right) + (1-m_2) \beta K P_2 \delta_{ij}, \quad (1.3)$$

где β — коэффициент изотермической сжимаемости твердых частиц, $(1-m_2) K$ — модуль всестороннего сжатия всего конгломерата твердых частиц в блоках,

$$G_2 = \frac{(1-m_2) E_2}{2(1+\nu_2)}, \quad K = \frac{E_2}{3(1-2\nu_2)}.$$

Из системы равенств (1.2) и (1.3) следует:

$$\Gamma_{ij} = 2(1-m_1) G_2 \left(e_{ij2} + \frac{\nu_2}{1-2\nu_2} e_2 \delta_{ij} \right) - (m_1 P_1 + \varepsilon_2 P_2) \delta_{ij}, \quad (1.4)$$

$$\varepsilon_2 = (1-m_1) [1-m_2] \beta K.$$

Принимаем скалярные величины m_k , которые в линейном приближении зависят только от объемной деформации и порового давления. Тогда при малых отклонениях параметров среды имеем [2]:

$$m_k(e, P_k) = m_k^0 + \left(\frac{\partial m_k}{\partial e} \right)_{P_k} e' + \left(\frac{\partial m_k}{\partial P_k} \right) P_k' = \beta_k e' + \gamma_k P_k'. \quad (1.5)$$

Здесь γ_1, γ_2 — соответственно коэффициенты сжимаемости трещин и пористых блоков, β_1, β_2 — коэффициенты изменения пористости при гидростатическом нагружении, m_k^0 — значение пористости при некотором фиксированном давлении P_0 , $P_k' = P_k - P_0$, $e' = e - e_0$, $P_k' \ll P_0$, $m_k^1 \ll m_k^0$, $e_{ij2} = e_{ij}$.

В новых переменных обобщенный закон Гука (1.4) примет вид:

$$\Gamma_{ij} = 2G \left(e'_{ij} + \frac{\nu}{1-2\nu} e' \delta_{ij} \right) - (\varepsilon_1 P_1' + \varepsilon_2 P_2') \delta_{ij}, \quad (1.6)$$

где

$$2G = (1-m_1^0) (1-m_2^0) E_2 / (1+\nu_2), \quad \varepsilon_1 = m_1 (1+\gamma_1 P_0), \quad \nu_2 = \nu,$$

$$\beta_1 e' \ll \gamma_1 P_1', \quad \beta_1 \sim 0,1; 0,2, \quad e' \ll \gamma_1 P_1'.$$

Пусть фильтрация пластовой жидкости подчиняется закону Дарси [5]

$$\frac{\kappa_k}{\mu_0} \frac{\partial P_k'}{\partial x_j} = -m_k^0 (w_{jk}' - u_{jk}'), \quad u_i = \frac{\partial d_i}{\partial t}. \quad (1.7)$$

Согласно [6, 7] напишем уравнение неразрывности потока в трещинах и блоках:

$$\frac{\partial (m_k \rho)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (m_k \rho w_{jk}) + (-1)^k q = 0, \quad (1.8)$$

где $q = (\rho \alpha_* / \mu_0) (P_2 - P_1)$ — функция перетока однородной жидкости; $\alpha_* = k_2 / S_*^2$, S_* — площадь поверхности трещин.

Линеаризуем уравнения (1.8) в случае фильтрации однородной капельной жидкости в деформируемой трещиновато-пористой среде, когда изменения параметров среды и жидкости малы относительно своих стационарных значений [5, 7]. При вышеуказанных условиях и $\rho = \rho_0 (1 + a_p P_k')$, $(1/a_p) = 10^4$ МПа, $P_k \sim 0 \div 20$ МПа с учетом $\partial (m_k^0 \rho^0 w_{jk}^0) / \partial x_j = 0$ введение характерного изменения давлений, характерной длины дает возможность оценить члены в (1.8). Тогда из (1.8), пренебрегая малыми величинами второго и третьего порядков, находим:

$$\frac{\partial m_k'}{\partial t} + a_p m_k^0 \frac{\partial P_k'}{\partial t} + m_k^0 \frac{\partial w_{jk}'}{\partial x_j} + (-1)^k \frac{\alpha_*}{\mu_0} (P_2' - P_1') = 0. \quad (1.9)$$

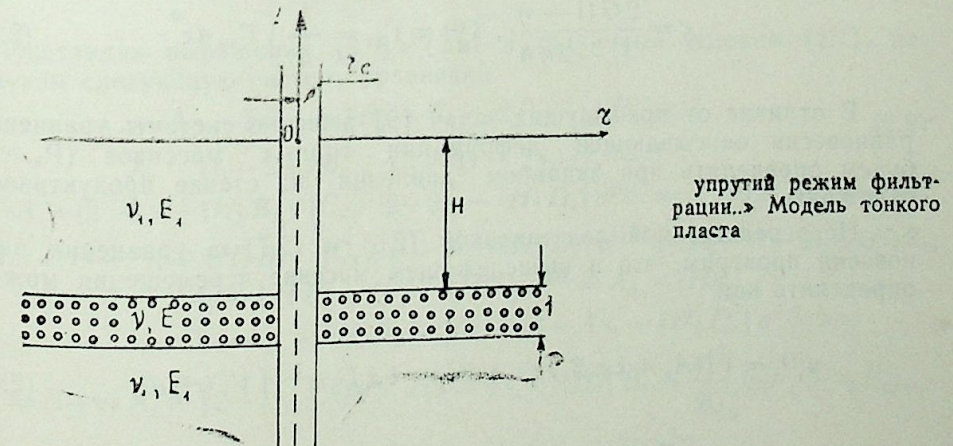
Подставляя (1.5), (1.7), в (1.9) и опуская штрих у переменных, получим уравнения неустановившегося движения слабосжимаемой жидкости в деформируемой изотропной трещиновато-пористой среде:

$$\alpha_k \frac{\partial P_k}{\partial t} + (\beta_k + m_k^0) \frac{\partial e}{\partial t} = \frac{\kappa_k}{\mu_0} \nabla^2 P_k - (-1)^k s (P_2 - P_1). \quad (1.10)$$

где

$$\alpha_k = \gamma_k + a_p m_k^0, \quad s = \alpha_* / \mu_0, \quad \kappa = 1, 2.$$

Рассмотрим обратное воздействие деформаций насыщенного трещиновато-пористого пласта при реакции окружающих его горных пород на динамику фильтрационного потока.



2. Пусть тонкий горизонтальный продуктивный пласт расположен в однородном упругом полупространстве $z < 0$ [8]. Насыщенный жидкостью пласт намного тоньше, чем вышележащий массив горных

пород ($h \ll H$) и в нем действует центральная скважина (рисунок). При возмущении давлений $P_k = P_k(r, t)$, полагая, что пласт деформируется в основном в вертикальном направлении и не оказывает влияния на деформации окружающих массивов в радиальном направлении. Отклонение исходного напряженного состояния системы «пласт+о окружающие массивы» в силу осевой симметрии будет осесимметричным, и в отличие от работы [9] примем, что в системе

$$u_r^{(1)}(r) \neq 0, u_{r(c)}^{(2)} \neq 0$$

Относя все величины на границах тонкого пласта к плоскости $z = -H \pm 0$, получим следующие граничные условия [8, 9].

$$\Gamma_{zz}^{(1)} = \Gamma_{zz}^{(2)} = 0, \quad z=0 \quad (2.1)$$

$$\begin{cases} [\Gamma_{zz}] = [\Gamma_{zz}] = 0, [u_r] = 0 \\ \Gamma_{zz} = \Gamma_{zz}^{(1)} \end{cases} \quad z=-H$$

$$\Gamma_{zz}^{(2)} = \Gamma_{zz}^{(1)} = 0 \quad z \rightarrow \infty. \quad (2.2)$$

Здесь $[\Gamma] = \Gamma^{(1)}(-H) - \Gamma^{(2)}(-H-h)$.

При указанных допущениях из (1.6) найдем напряжение Γ_{zz} в насыщенном пласте:

$$\Gamma_{zz} = 2G \frac{1-\nu}{1-2\nu} \frac{\partial u_z}{\partial z} - \varepsilon_1 P_1 - \varepsilon_2 P_2, \quad (2.3)$$

Осредняя по мощности пласта выражение (2.3), сводим его к следующему:

$$\Gamma_{zz} = c [u_z^{(1)}(-H) - u_z^{(2)}(-H-h)] - \varepsilon_1 P_1 - \varepsilon_2 P_2, \quad (2.4)$$

где

$$c = \frac{2G(1-\nu)}{(1-2\nu)h}, \quad \Gamma_{zz}^{(1)} \approx \Gamma_{zz} = \frac{1}{h} \int_0^h \Gamma_{zz} dz. \quad (2.5)$$

В отличие от предыдущих задач [9] решение системы уравнений равновесия описывающей деформации горных массивов ($P_k \equiv 0$) будем определять при заданном давлении на стенке продуктивной скважины.

Непосредственной подстановкой (2.6) и (2.7) в уравнения равновесия проверим, что в вышележащем массиве перемещения можно определять как

$$u_r^{(1)} = \int_0^\infty [(A_1 + \xi z B_1) e^{\xi z} + (C_1 + \xi z D_1) e^{-\xi z}] V_1(r\xi) d\xi, \quad (2.6)$$

$$u_z^{(1)} = \int_0^\infty \{ [-A_1 + (3-4\nu_1 - \xi z) B_1] e^{\xi z} + [C_1 + (3-4\nu_1 + \xi z) D_1] e^{-\xi z} \} V_0(r\xi) d\xi.$$

в нижележащем полупространстве как

$$u_r^{(2)} = \int_0^\infty (A_2 + \xi z B_2) e^{\xi z} V_1(r\xi) d\xi, \quad (2.7)$$

$$u_z^{(2)} = \int_0^\infty [-A_2 + (3-4\nu_1 - \xi z) B_2] e^{\xi z} V_0(r\xi) d\xi,$$

где

$$V_0(r\xi) = J_0(r\xi) Y_0(r_c\xi) - Y_0(r\xi) J_0(r_c\xi), \quad Y_1(r\xi) = -\frac{1}{\xi} \frac{dV_0(r\xi)}{dr}.$$

Отсюда найдем выражения для напряжений:

$$\begin{aligned} \Gamma_{zz}^{(1)} &= 2G_1 \int_0^\infty \{ [-A_1 + (2-2\nu_1 - \xi z) B_1] e^{\xi z} - \\ &\quad - [C_1 + (2-2\nu_1 + \xi z) D_1] e^{-\xi z} \} \xi V_0(r\xi) d\xi, \end{aligned} \quad (2.8)$$

$$\begin{aligned} \Gamma_{zz}^{(2)} &= 2G_1 \int_0^\infty \{ [A_1 - (1-2\nu_1 - \xi z) B_1] e^{\xi z} - \\ &\quad - [C_1 + (1-2\nu_1 + \xi z) D_1] e^{-\xi z} \} \xi V_1(r\xi) d\xi. \end{aligned}$$

$$\Gamma_{zz}^{(2)} = 2G_1 \int_0^\infty [-A_2 + (2-2\nu_1 - \xi z) B_2] e^{\xi z} \xi V_0(r\xi) d\xi,$$

$-\infty > z \leq H$

$$\Gamma_{zz}^{(2)} = 2G_1 \int_0^\infty [A_2 - (1-2\nu_1 - \xi z) B_2] e^{\xi z} \xi V_1(r\xi) d\xi.$$

Подставляя выражения (2.6)–(2.8) в граничные условия (2.1), получим следующую систему уравнений:

$$-A_1 + 2(1-\nu_1) B_1 - C_1 - 2(1-\nu_1) D_1 = 0 \quad (2.9)$$

$$A_1 - (1-2\nu_1) B_1 - C_1 - (1-2\nu_1) D_1 = 0,$$

$$-A_1 + (2-2\nu_1 + \xi H) B_1 - [C_1 + (2-2\nu_1 - \xi H) D_1] e^{2H\xi} = -A_2(2-2\nu_1 - \xi H) B_2,$$

$$A_1 - (1-2\nu_1 + \xi H) B_1 - [C_1 + (1-2\nu_1 - \xi H) D_1] e^{2H\xi} = A_2 - (1-2\nu_1 + \xi H) B_2,$$

$$A_1 - \xi H B_1 + (C_1 - \xi H D_1) e^{2H\xi} = A_2 - \xi H B_2,$$

$$\alpha [A_1 - (3-4\nu_1 + \xi H) B_1 - [C_1 + (3-4\nu_1 - \xi H) D_1] e^{2H\xi}] =$$

$$= (1+\alpha) A_2 - [2-2\nu_1 + \xi H + \alpha(3-4\nu_1 + \xi H)] B_2 - \frac{e^{H\xi}}{2G_1} (\varepsilon_1 P_1^* + \varepsilon_2 P_2^*),$$

где

$$\alpha = c / (2G_1 \xi), \quad P_k^* = \frac{1}{M_0} \int_{r_c}^\infty P_k(r, t) r V_0(r\xi) dr, \quad M_0 = J_0^2(r_c\xi) + Y_0^2(r_c\xi).$$

После решения системы уравнений (2.9) можно определить вертикальное нормальное напряжение на контакте между пластом и массивом

$$\Gamma_{zz}^{(0)}(-H, r, t) = - \int_0^{\infty} \Phi(H\xi) (\varepsilon_1 P_1^* + \varepsilon_2 P_2^*) \xi V_0(r\xi) d\xi, \quad (2.10)$$

где

$$\Phi(x) = \frac{x - \Delta}{x + |n_1| - \Delta}, \quad |n_1| \approx 2(1 - \nu_1^2) EH / (E_1 h), \quad \Delta = x(1 + 2x + 2x^2) e^{-2x}.$$

Это напряжение на основании формул (2.3) и (2.5) определяет объемную деформацию насыщенного слоя:

$$e = \lambda (\varepsilon_1 P_1 + \varepsilon_2 P_2 - \int_0^{\infty} \Phi(H\xi) (\varepsilon_1 P_1^* + \varepsilon_2 P_2^*) \xi V_0(r\xi) d\xi), \quad (2.11)$$

где

$$e = \frac{\partial u_z}{\partial z}, \quad \lambda = \frac{1 - 2\nu}{2G(1 - \nu)}.$$

Подставляя соотношение (2.11) в уравнение (1.10), получим:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_k}{\partial t} + a_k \frac{\partial P_1}{\partial t} - c_k \frac{\partial}{\partial t} \int_0^{\infty} \Phi(H\xi) (\varepsilon_1 P_1^* + \varepsilon_2 P_2^*) \xi V_0(r\xi) d\xi = \\ = x_k \nabla^2 P_k - (-1)^k s_k (P_2 - P_1), \end{aligned} \quad (2.12)$$

где

$$\begin{aligned} a_k &= \frac{\lambda \varepsilon_1 (B_k + m_k^0)}{a_k + \lambda (\beta_k + m_k^0)}, \quad c_k = \frac{\lambda (\beta_k + m_k^0)}{a_k + \lambda \varepsilon_k (\beta_k + m_k^0)} \quad l = k - (-1)^k, \\ x_k &= \frac{\kappa_k}{\mu_0 [a_k + \lambda \varepsilon_k (a_k + m_k^0)]}, \quad s_k = \frac{s}{a_k + \lambda \varepsilon_k (\beta_k + m_k^0)}, \\ \nabla^2 &= \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial}{\partial r} \right). \end{aligned}$$

Окончательные уравнения (2.12) относительно возмущений поровых давлений — основные уравнения фильтрации жидкости в деформируемом тонком насыщенном трещиновато-пористом пласте.

Укажем метод решения уравнений (2.12) нелокально-упругого режима фильтрации для наиболее часто встречающегося случая.

3. Первую задачу сформулируем следующим образом. Необходимо решить систему (2.12) при начальном постоянном давлении в пласте и при постоянной во времени депрессии на стенке скважины:

$$P_1(r, 0) = P_2(r, 0) = P(\infty, t) = 0, \quad (3.1)$$

$$P_1(r_c, t) = P_2(r_c, t) = \Delta P = \text{const}. \quad (3.2)$$

Требуется определить изменение дебита жидкости на стенке скважины:

$$Q(t) = - \frac{2\pi hr_c}{\mu_0} \left(\kappa_1 \frac{\partial P_1}{\partial r} + \kappa_2 \frac{\partial P_2}{\partial r} \right) \quad r = r_c \quad (3.3)$$

Используя известные свойства преобразований Вебера—Орра и граничные условия (3.2) систему (2.12) представим в виде:

$$\frac{dP_1^*}{dt} = -A_1 P_1^* + A_2 P_2^* - \frac{2\Delta P}{\pi M_0} A_3, \quad (3.4)$$

$$\frac{dP_2^*}{dt} = B_1 P_1^* - B_2 P_2^* - \frac{2\Delta P}{\pi M_0} B_3, \quad (3.5)$$

где

$$\begin{aligned} \delta \cdot A_1 &= (s_1 + x_1 \xi^2) [1 - c_2 \varepsilon_2 \Phi(H\xi)] + a_1 s_2 [1 - \Phi(H\xi)], \\ \delta \cdot A_2 &= a_1 (s_2 + x_2 \xi^2) [1 - \Phi(H\xi)] + s_1 [1 - c_2 \varepsilon_2 \Phi(H\xi)], \\ \delta \cdot A_3 &= x_1 [1 - c_2 \varepsilon_2 \Phi(H\xi)] - x_2 a_1 [1 - \Phi(H\xi)], \quad a_1 = c_1 \varepsilon_2, \\ \delta \cdot B_1 &= a_2 (s_1 + x_1 \xi^2) [1 - \Phi(H\xi)] + s_2 [1 - c_1 \varepsilon_1 \Phi(H\xi)], \quad a_2 = c_2 \varepsilon_1, \\ \delta \cdot B_2 &= (s_2 + x_2 \xi^2) [1 - c_1 \varepsilon_1 \Phi(H\xi)] + a_2 s_1 [1 - \Phi(H\xi)], \\ \delta \cdot B_3 &= x_2 [1 - c_1 \varepsilon_1 \Phi(H\xi)] - x_1 a_2 [1 - \Phi(H\xi)], \\ \delta &= [1 - c_1 \varepsilon_1 \Phi(H\xi)] [1 - c_2 \varepsilon_2 \Phi(H\xi)] - a_1 a_2 [1 - \Phi(H\xi)]^2. \end{aligned}$$

Общее решение системы (3.4) для простых корней характеристического уравнения

$$\lambda^2 + (A_1 + B_2)\lambda + A_1 B_2 - A_2 B_1 = 0 \quad (3.6)$$

имеет вид [10]:

$$P_1^* = \frac{2\Delta F}{M_0} \left(C_3 e^{\lambda_1 t} + C_4 e^{\lambda_2 t} - \frac{A_3 B_2 + A_2 B_3}{A_1 B_2 - A_2 B_1} \right), \quad (3.7)$$

$$P_2^* = \frac{2\Delta P}{M_0} \left(C_3 \frac{A_1 + \lambda_1}{A_2} e^{\lambda_1 t} + C_4 \frac{A_1 + \lambda_2}{A_2} e^{\lambda_2 t} - \frac{A_1 B_3 + A_2 B_1}{A_1 B_2 - A_2 B_1} \right).$$

Подстановка выражений (3.5) в последние члены формул (3.7) дает:

$$\frac{A_3 B_2 + A_2 B_3}{A_1 B_2 - A_2 B_1} = \frac{A_1 B_3 + A_2 B_1}{A_1 B_2 - A_2 B_1} = \frac{1}{\xi^2}. \quad (3.8)$$

Из формул (3.7), переходя к оригиналу, получим:

$$P_1 = \Delta P + \frac{2\Delta P}{\pi} \int_0^{\infty} (C_3 e^{\lambda_1 t} + C_4 e^{\lambda_2 t}) \frac{\xi V_0(r\xi) d\xi}{M_0(r_c \xi)}, \quad (3.9)$$

$$P_2 = \Delta P + \frac{2\Delta P}{\pi} \int_0^{\infty} \left(C_3 \frac{A_1 + \lambda_1}{A_2} e^{\lambda_1 t} + C_4 \frac{A_1 + \lambda_2}{A_2} e^{\lambda_2 t} \right) \frac{\xi V_0(r\xi) d\xi}{M_0(r_c \xi)}.$$

Обратившись к начальным условиям (3.1), находим:

$$C_3 = \frac{A_1 - A_2 + \lambda_2}{\xi_2 (\lambda_2 - \lambda_1)}, \quad C_4 = - \frac{A_1 - A_2 + \lambda_1}{\xi^2 (\lambda_2 - \lambda_1)}. \quad (3.10)$$

Используя формулы (3.9), на основании (3.3) определим выражение для изменения дебита жидкости в неограниченном пласте при постоянном давлении на стенке скважины:

$$\frac{Q_{\mu_0}}{2\pi h k_1 \Delta P} = \varphi(t), \quad (3.11)$$

где

$$\varphi(t) = \frac{4}{\pi^2} \int_0^{\infty} \left[C_3 \left(1 + \frac{k_2}{\kappa_1} \frac{A_1 + \lambda_1}{A_2} \right) e^{\lambda_1 t} + C_4 \left(1 + \frac{\kappa_2}{\kappa_1} \frac{A_1 + \lambda_2}{A_2} \right) e^{\lambda_2 t} \right] \frac{dx}{x [J_0^2(x) + Y_0^2(x)]}, \quad C_3 = C_3 \xi^2, \quad C_4 = C_4 \xi^2.$$

Интервал, определяющий функцию $\varphi(t)$, находится численным методом. Числовые значения параметров, используемых при расчетах, следующие: $r_c = 0.1$ м, $a_1 = 0.8$, $c_1 = 1$, $\varepsilon_1 = 2.10^{-3}$, $\alpha_1 = 10$ м²/сек, $s_1 = 2.10^{-5}$ 1/сек, $H_c = H / r_c = 10^3$, $a_2 = 2.10^{-1}$, $c_2 = 1$, $\varepsilon_2 = 0.8$, $\alpha_2 = (10^{-2} - 10^{-3})$ м²/сек, $s_2 = 2.10^{-6}$ 1/сек, $k_2/k_1 = 10^{-2}, 10^{-3}, 10^{-4}$; $n_1 = 1, 10, 100$.

Расчеты показывают, что в начальный период работы скважины отбор жидкости из трещиновато-пористого пласта ухудшает его фильтрационные свойства по сравнению с изолированным в связи с до-

Таблица 1

t, с	$10^2 \varphi(t)$		
	$n_1 = 1$	$n_1 = 10$	$n_1 = 100$
	$\kappa_2/\kappa_1 = 0.01$		
1	14,973	15,008	15,105
10	9,246	9,276	9,338
10 ²	5,588	5,613	5,648
10 ³	3,078	3,097	3,114
10 ⁴	1,396	1,408	1,415
10 ⁵	0,768	0,737	0,736
10 ⁶	0,532	0,262	0,247
10 ⁷	0,105	0,0321	0,0217

Таблица 2

t, с	$10^2 \varphi(t)$		
	$n_1 = 1$	$n_1 = 10$	$n_1 = 100$
	$\kappa_2/\kappa_1 = 0.001$		
1	14,558	14,575	14,594
10	9,013	9,024	9,035
10 ²	5,443	5,449	5,455
10 ³	2,983	2,986	2,990
10 ⁴	1,336	1,337	1,339
10 ⁵	0,739	0,706	0,704
10 ⁶	0,526	0,266	0,252
10 ⁷	0,106	0,0342	0,0232

полнительным сжатием пласта ($n_1 \rightarrow \infty$), обусловленным деформацией вмещающего горного массива. Влияние отношений n_1 и k_2/k_1 на функцию $\varphi(t)$ при фиксированных значениях H/h и k_1 представлено в таблицах 1 и 2. Видно, что в первые сутки работы скважины значения функции $\varphi(t)$ в жестком пласте ($n_1 \gg 1$), превышают соответствующие значения ее в мягком ($M_1 \sim 1$), но с возрастанием времени эта функция для жесткого пласта затухает быстрее.

Проведен анализ влияния изменения коэффициента проницаемости блоков на функцию $\varphi(t)$. Оказывается, что в начальный период работы скважины ($t \sim 10^4$ сек) k_2 влияет на $\varphi(t)$ сильнее, чем n_1 . Однако при $t \geq 10^6$ с. зависимость $\varphi(t)$ от k_2 незначительна и ее влиянием можно пренебречь.

Обсуждая результаты расчетов, приходим к выводу, что на ранней стадии разработки жидкость добывается одновременно из трещин и блоков, но значительная часть отбора идет из трещин за счет быстрого распространения в них возмущений. При больших значениях времени переток из блоков в трещины практически отсутствует и весь пласт работает как эквивалентный однородный, определяемый проницаемостью трещин.

Литература

1. Наказная Л. Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. — М.: Недра, 1972. — 184 с.
2. Aifantis E. C., Wilson B. K. On the theory of consolidation with double porosity. — Int. J. Engng. 1982, v. 20, N 9, pp. 1009—1035.
3. Бан А., Богомолова А. Ф., Максимов В. А. и др. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. — М.: Госмонтажиздат, 1962. — 275 с.
4. Терцаги К. Теория механики грунтов/ Перевод с нем. — М.: Госстройиздат, 1961. — 507 с.
5. Николаевский В. Н., Басниев К. С., Горбунов А. Т. и др. Механика насыщенных пористых сред. — М.: Недра, 1970. — 336 с.
6. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П. Об основных уравнениях фильтрации однородной жидкости в трещиноватых породах. — Докл. АН СССР, 1960, т. 132, № 3, с. 545—548.
7. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984. — 208 с.
8. Ентов В. М., Малахова Т. А. Об изменениях напряженно-деформированного состояния горных пород при изменении давления в насыщенном жидкостью пласте. — Изв. АН СССР, МТТ, 1974, № 6, с. 53—65.
9. Николаевский В. Н., Рамазанов Т. К. Напряженно-деформированное состояние пласта и восстановление давления в скважине. — В кн.: Мех. деформируем. тела. Прочность и вязко-упругопластичность. М.: Наука, с. 94—105.
10. Понтрягин Л. С. Обыкновенные дифференциальные уравнения. — М.: Наука, 1970. — 332 с.

Т. Г. Рамазанов

ЧАТЛЫ-МЭСАМЭЛИ МУЎИТДЭ ГЕЈРИ-МЭЎЭЛЛИ СУЗУЛМЭ РЕЖИМИ

Зэйф сыхылан мајени хэти-деформасијалы чатлы-мэсамэли муЎитдэ гэрарлашма-мыш һэрэкетинин үмуми дифференциал тэнликләри алынмышдыр. Лајын даг сүхурларынын деформасијасы илә бағлы олан элава сыхылмасы нэзэрэ алынмагла диварларында сабит тэзјиг верилэн гујунун һасилатынын дүшмэсинин тэјини мэсэлэси өјрэнилмишдир. Сузүлмэнин гејри-мэһэлли эластик режиминдэ гујунун дебитинин һэмичија мэһэлли эластик режиминдэкинден аз олдуғу ва заман кечдикча биринчинин икинчија асимптопик олараг јахынлашдығы мүэјјэн олунмушдур.

UNLOCAL AND ELASTIC FILTRATION DRIVE IN
A FRACTURED POROUS MEDIUM

The author has got general differential equations for an unstable movement of a weakly pressed liquid in non-linear deformed fractured porous reservoirs.

The article considers the problem of determination of well output decrease with a constant pressure along its wall, taking into account additional reservoir compaction by a massive deformation. It is stated that under an unlocal and elastic filtration drive well output is always less than under the local elastic one, and in time it approaches the latter asymptotically.

The analysis of influence of blocks permeability coefficient change on well output has been carried out.

УДК 550.343

Р. А. РАСУЛОВ

ВОЗМУЩЕННЫЕ ДВИЖЕНИЯ В ВЕРХНЕЙ МАНТИИ

Из геофизической литературы известно, что вся внешняя оболочка Земли — литосфера сложена из относительно жестких горных пород при низких температурах. Верхняя часть мантии — астеносфера, наоборот, имеет достаточно высокую температуру и, поэтому в ней возникает процесс частичного плавления [1, 2]. Под действием внешних сил или внутренней конвекции астеносфера может течь в геологическом времени подобно высоковязкой жидкости [3, 4].

Известно, что движения в мантии происходят волнообразно, что играет большую роль в развитии земной коры [5]. В свою очередь, верхняя мантия тоже состоит из нескольких слоев, различающихся гидродинамическими параметрами [6].

При математическом моделировании этих задач обычно скорость движения разделяют на две части: первая — скорость основного потока, которую следует определить в ходе решения задачи, вторая — скорость возмущенного движения.

1. Рассмотрим плоское движение высоковязкой жидкости, состоящей из двух слоев различных (но постоянных в пределах каждого) плотностей.

Пусть над первым слоем толщиной H с кинематической вязкостью η_1 лежит второй слой мощностью h и кинематической вязкостью η_2 . Если $v_{x1} = U_1(z, t) + V'_{x1}(x, z, t)$, тогда из системы уравнений Навье—Стокса получаются уравнения движения основного потока высоковязкой несжимаемой жидкости [4]:

$$\frac{\partial U_i(z, t)}{\partial t} = \eta_i \frac{\partial^2 U_i(z, t)}{\partial z^2} - f_i(t) \quad (i=1, 2). \quad (1.1)$$

Здесь $f_i(t)$ — внешняя сила, которая действует в каждом слое в направлении оси Ox , $U_i(z, t)$ — скорости основного потока, $V'_{x1}(x, z, t)$ — скорости возмущения, которые определим в дальнейших исследованиях.

Сформулируем начальное $U_i(z, 0) = U_{0i}(z)$ ($i=1, 2$), и граничные условия. (1.2)

Предположим, что нижняя граница первого слоя жесткая, т. е. при $z = -H$ $U_1(z, t) = 0$. (1.3)

На границе раздела при $z = 0$ скорости и напряжения должны быть непрерывны (1.4)

$$U_1(z, t) = U_2(z, t),$$

$$\eta_1 \frac{dU_1}{dz} = \eta_2 \frac{dU_2}{dz} \quad (1.5)$$

Пусть свободная поверхность второго слоя неподвижна, т. е. при $z=h$ скорость движения равна нулю

$$U_2(z, t) |_{z=h} = 0. \quad (1.6)$$

2. Решение задачи.

Напишем систему однородных уравнений, соответствующую (1.1)

$$\frac{1}{\eta_i} \frac{\partial U_i}{\partial t} = \frac{\partial^2 U_i}{\partial z^2}, \quad (i = 1; 2) \quad (2.1)$$

Применяя к уравнению (2.1) преобразование Лапласа с учетом начальных условий (1.2), получаем систему неоднородных обыкновенных линейных дифференциальных уравнений второго порядка:

$$\frac{d^2 y_i(z, \lambda)}{dz^2} - \left(\frac{\lambda}{\eta_i}\right)^2 y_i(z, \lambda) = -\frac{U_{0j}(z)}{\eta_i}, \quad (2.2)$$

где

$$\eta_i = \sqrt{-\lambda^2}, \quad y_i(z, \lambda) = \int_0^\infty e^{-\lambda t} U_i(z, t) dt.$$

В изображениях Лапласа граничные условия примут следующий вид:

$$y_i(z, \lambda) |_{z=-H} = 0, \quad (2.3)$$

$$\left. \begin{aligned} y_1(z, \lambda) &= y_2(z, \lambda) \\ \eta_1 \frac{dy_1(z, \lambda)}{dz} - \eta_2 \frac{dy_2(z, \lambda)}{dz} \end{aligned} \right\} \text{при } z=0, \quad (2.4)$$

$$y_2(z, \lambda) |_{z=h} = 0. \quad (2.5)$$

Решения задачи (2.2), (2.3)–(2.5) строятся обычным методом (см., напр., [7]) и имеют вид:

$$y_i = C_1^{(i)} e^{\frac{\lambda}{\eta_i} z} + C_2^{(i)} e^{-\frac{\lambda}{\eta_i} z} + \int_{a_j}^{b_j} \frac{U_{0j} g_{0j}(z, \xi, \lambda)}{\eta_i} d\xi \quad (2.6)$$

($i = 1; 2$), ($i = 1, 2$),

где $C_1^{(i)}$, $C_2^{(i)}$ — неизвестные постоянные,

$$y_i(z, \lambda) = \sum_{j=1}^2 \int_{a_j}^{b_j} G^{(i,j)}(z, \xi, \lambda) U_{0j}(\xi) d\xi, \quad (2.7)$$

где $G^{(i,j)}(z, \xi, \lambda) = \frac{\Delta^{(i,j)}(z, \xi, \lambda)}{\Delta(\lambda)}$ называется функцией Грина.

$$\Delta^{(i,j)}(z, \xi, \lambda) = \begin{vmatrix} g^{(i,j)}(z, \xi, \lambda) & e^{\frac{\lambda}{\eta_1} z} & e^{-\frac{\lambda}{\eta_1} z} & 0 & 0 \\ L_1(g^{(i,j)}(z, \xi, \lambda)) & & & & \\ L_2(g^{(i,j)}(z, \xi, \lambda)) & & \Delta(\lambda) & & \\ L_3(g^{(i,j)}(z, \xi, \lambda)) & & & & \\ L_4(g^{(i,j)}(z, \xi, \lambda)) & & & & \end{vmatrix} \quad (2.8)$$

$$\Delta(\lambda) = \begin{vmatrix} -\frac{\lambda}{\eta_1} H & \frac{\lambda}{\eta_1} H & 0 & 0 \\ e^{-\frac{\lambda}{\eta_1} H} & e^{\frac{\lambda}{\eta_1} H} & 0 & 0 \\ 1 & 1 & -1 & -1 \\ \eta_1 \lambda & -\eta_1 \lambda & -\eta_2 \lambda & \eta_2 \lambda \\ 0 & 0 & e^{-\frac{\lambda}{\eta_2} h} & e^{-\frac{\lambda}{\eta_2} h} \end{vmatrix} \quad (2.9)$$

$$g_{0j}(z, \xi, \lambda) = \begin{cases} \frac{-\frac{\lambda}{\eta_1}(z-\xi) e^{-\frac{\lambda}{\eta_1}(z-\xi)} - e^{-\frac{\lambda}{\eta_1} z}}{4\lambda}, & a_j \leq \xi \leq z \leq b_j \\ \frac{-\frac{\lambda}{\eta_1}(z-\xi) e^{-\frac{\lambda}{\eta_1}(z-\xi)} - c^{\frac{\lambda}{\eta_1}}}{4\lambda}, & a_j \leq z \leq \xi \leq b_j \end{cases} \quad (2.10)$$

$$g^{(i,j)}(z, \xi, \lambda) = \begin{cases} g_0^{(i,j)}(z, \xi, \lambda) & i=j \\ 0 & i \neq j \end{cases} \quad (i, j) = 1; 2$$

Согласно вычетному методу для искомых решений имеем представление [8]:

$$U_i(z, t) = \frac{1}{2\pi\sqrt{-1}} \sum_{\nu} \sum_{j=1}^2 \int_{a_j}^{b_j} e^{\lambda t} d\lambda \int_{a_j}^{b_j} C^{(i,j)}(z, \xi, \lambda) \times \\ \times [U_{0j}(\xi) + \int_0^t e^{\lambda \tau} f_j(\tau) d\tau] d\xi, \quad (i = 1; 2). \quad (2.11)$$

3. В частном случае, если $\eta_1 = \eta_2$, выражения (2.11) значительно упрощаются и дают возможность найти простые выражения для скорости движения одного слоя, мощность которого равна $h+H$.

Объемную силу $f(t)$ зададим следующим образом:

$$f(t) = \frac{F_0}{2} \left(1 - \cos \frac{2\pi}{T} t\right). \quad (3.1)$$

Здесь T — период действующей силы, F_0 — амплитуда силы. Сделаем обозначение: $\eta_1 = \eta_2 = \eta$.

Тогда

$$\Delta(\lambda) = 4\lambda\eta \operatorname{sh} \left[\frac{\lambda}{\eta} (H+h) \right] = 0. \quad (3.2)$$

Легко можно получить, что

$$\lambda_\nu = \frac{i\pi\nu\eta}{h+H}, \quad (\nu = 0; \pm 1, \pm 2 \dots)$$

являются простыми корнями уравнения (3.2) и

$$\Delta(\lambda_\nu) = 4i\pi\nu \operatorname{Cos} \pi\nu. \quad (3.3)$$

$$\Delta^{(1,1)}(z, \xi, \lambda) = \begin{vmatrix} g_0^{(1)}(z, \xi, \lambda) & e^{\frac{\lambda}{\eta} z} & e^{-\frac{\lambda}{\eta} z} & 0 & 0 \\ -\frac{1}{2\lambda} \operatorname{sh} \left[\frac{\lambda}{\eta} (H+\xi) \right] & e^{-\frac{\lambda}{\eta} H} & e^{\frac{\lambda}{\eta} H} & 0 & 0 \\ \frac{1}{2\nu} \operatorname{sh} \left(\frac{\lambda}{\eta} \xi \right) & 1 & 1 & -1 & -1 \\ -\frac{\eta}{2} \operatorname{ch} \left(\frac{\lambda}{\eta} \xi \right) & \eta\lambda & -\eta\lambda & -\eta\lambda & \eta\lambda \\ 0 & 0 & 0 & e^{\frac{\lambda}{\eta} h} & e^{-\frac{\lambda}{\eta} h} \end{vmatrix} =$$

$$= g_0^{(1)}(z, \xi, \lambda) \cdot \Delta(\lambda) - 2\eta \operatorname{sh} \left[\frac{\lambda}{\eta} (H+\xi) \right] \cdot \operatorname{sh} \left[\frac{\lambda}{\eta} (z-h) \right] + \\ + 2\eta \operatorname{sh} \left[\frac{\lambda}{\eta} (h-\xi) \right] \cdot \operatorname{ch} \left[\frac{\lambda}{\eta} (H+\xi) \right].$$

Рассмотрим следующий интеграл:

$$J_1 = \sum_{\nu} \frac{1}{2\pi\sqrt{-1}} \int_C \lambda e^{\lambda t} \frac{\Delta^{(1,1)}(z, \xi, \lambda)}{\Delta(\lambda)} d\lambda.$$

Если $\lambda = \lambda_\nu$ — решение уравнения $\Delta(\lambda) = 0$, тогда согласно теории вычетов

$$J_1 = \sum_{\nu} \lambda_\nu e^{\lambda_\nu t} \frac{\Delta^{(1,1)}(z, \xi, \lambda_\nu)}{\Delta'(\lambda_\nu)}.$$

Тогда искомая скорость имеет вид:

$$\frac{U_1}{F_0} = \sum_{\nu=1}^{\infty} \frac{\eta e^{\lambda_\nu t} \sin \frac{\pi\nu}{h+H} (z-h) \left(1 - \cos \frac{\pi\nu}{h+H} \cdot H \right)}{2(-1)^\nu \pi\nu} \times \left[\frac{e^{\lambda_\nu t}}{2\lambda_\nu^2} - \right.$$

$$\left. - \frac{1}{2\nu^2} - \frac{\frac{2\pi}{T} \sin \frac{2\pi}{T} t + \lambda_\nu^2 \cos \frac{2\pi}{T} t}{\lambda_\nu^4 + \left(\frac{2\pi}{T} \right)^2} + \frac{\lambda_\nu^2}{\lambda_\nu^4 + \left(\frac{2\pi}{T} \right)^2} \right]. \quad (3.4)$$

4. В этом частном случае мы предположим, что $h \gg H$. Тогда

$$\Delta(\lambda) = 2\lambda e^{\frac{\lambda}{\eta_2} h} \left[\eta_2' \operatorname{sh} \left(\frac{\lambda}{\eta_2} H \right) + \eta_1' \operatorname{ch} \left(\frac{\lambda}{\eta_1} H \right) \right].$$

Собственные значения в этом случае примут вид:

$$\lambda_\nu = m \ln \alpha - 2\pi i\nu, \quad (\nu = \pm 1; \pm 2 \pm \dots),$$

где

$$\alpha = \frac{\eta_2' - \eta_1'}{\eta_2' + \eta_1'}, \quad m = \frac{\eta_1'}{2H} \text{ и}$$

$$\Delta'(\lambda_\nu) = 2 e^{\frac{\lambda_\nu}{\eta_2} h} \left[\operatorname{sh} \left(\frac{\lambda_\nu}{\eta_1} H \right) \left(\eta_2' + \lambda_\nu (H+h) \right) + \operatorname{ch} \left(\frac{\lambda_\nu}{\eta_1} H \right) \times \right. \\ \left. \times \left(\eta_1' + \lambda_\nu \left(\frac{\eta_2' H}{\eta_1} + \frac{\eta_1' h}{\eta_2} \right) \right) \right].$$

$$\Delta^{(1,1)}(z, \xi, \lambda) = \begin{vmatrix} g_0^{(1)}(z, \xi, \lambda) & e^{\frac{\lambda}{\eta_1} z} & e^{-\frac{\lambda}{\eta_1} z} & 0 & 0 \\ -\frac{1}{2\lambda} \operatorname{sh} \left[\frac{\lambda}{\eta_2} (H+\xi) \right] & e^{-\frac{\lambda}{\eta_1} H} & e^{\frac{\lambda}{\eta_1} H} & 0 & 0 \\ \frac{1}{2\lambda} \operatorname{sh} \left(\frac{\lambda}{\eta_1} \xi \right) & 1 & 1 & -1 & -1 \\ -\frac{\eta_1'}{2} \operatorname{ch} \left(\frac{\lambda}{\eta_1} \xi \right) & \eta_1' \lambda & -\eta_1' \lambda & -\eta_2' \lambda & \eta_2' \lambda \\ 0 & 0 & 0 & e^{\frac{\lambda}{\eta_2} h} & e^{-\frac{\lambda}{\eta_2} h} \end{vmatrix} =$$

$$= g_0^{(1)}(z, \xi, \lambda) \cdot \Delta(\lambda) + e^{\frac{\lambda}{\eta_2} h} \left[\eta_1' \operatorname{ch} \left(\frac{\lambda}{\eta_1} \xi \right) - \eta_2' \operatorname{sh} \left(\frac{\lambda}{\eta_1} \xi \right) \right] \times \\ \times \left\{ \operatorname{sh} \left[\frac{\lambda}{\eta_1} (H+\xi) \right] + \operatorname{sh} \left[\frac{\lambda}{\eta_1} (z+H) \right] \right\}.$$

Тогда для $\frac{U_1}{F_0}$ получаем следующее выражение:

$$\frac{U_1}{F_0} = \sum_{\nu=1}^{\infty} \int_{-H}^0 \frac{\lambda_{\nu} e^{\lambda_{\nu}^2 t} \Delta^{(1,1)}(z, \xi, \lambda_{\nu})}{\Delta'(\lambda_{\nu})} \left[\frac{e^{\lambda_{\nu}^2 t}}{2\lambda_{\nu}^2} - \frac{1}{2\lambda_{\nu}^2} - \frac{\frac{2\pi}{T} \sin \frac{2\pi}{T} t + \lambda_{\nu}^2 \cos \frac{2\pi}{T} t}{\lambda_{\nu}^4 + \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2} + \frac{\lambda_{\nu}^2}{\lambda_{\nu}^4 + \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2} \right] \quad (4.1)$$

На основе (3.3), (4.1) проведены расчеты и сделан вывод.

Расчеты проведены по формуле (3.3) при следующих реальных значениях параметров верхней мантии:

$$\eta = 10^{18}; 10^{19}; 10^{20} \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad h = 5 \cdot 10^4; 10^5 \text{ м}; \quad H = 10^5; 10^6 \text{ м}; \quad T = 10^8; 10^{10} \text{ с}.$$

Результаты расчетов показывают, что под действием периодических внешних сил, возникающих в мантии, нестационарный астено-сферный поток ничтожен. Это наводит нас на мысль, что нестационарный поток может создать внутренняя конвекция в верхней мантии или движение литосферы, залегающей над астеносферой, т. е. надо искать причину движения в верхней мантии в самой Земле.

При следующих малых значениях кинематической вязкости, мощности слоев, периода действующей силы:

$$\eta = 10^5; 10^6 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad h = 5 \cdot 10^4; 10^5 \text{ м}; \quad T = 10^8; 10^{10} \text{ с}, \quad H = 10^5; 10^6 \text{ м}$$

значение выражения (4.1) получаем равным $-4,014 \cdot 10^{-8}$; $-6,487 \cdot 10^{-3}$ $1,005 \cdot 10^{-4}$.

Однако эти значения η не соответствуют реальным значениям.

Литература

1. Жарков В. Н., Трубицын В. П. Физика планетных недр. — М.: Наука, 1980.
2. Николаевский В. Н. Механика геоматериалов и землетрясения. — В сб.: Итоги науки и техники. Сер. Механика деформируемого твердого тела, 1983, т. 15. М.: ВИНТИ, 149—230.
3. Elsasser W. H. Convection and stress propagation in the upper mantle. In: Applications Modern Phys. Earth Planet. Interior. New York: Wiley, 1969, 223—246.
4. Николаевский В. Н., Рамазанов Т. К. Теория быстрых тектонических волн. — ПММ, 1985, т. 49, № 3, с. 462—469.
5. Гаджиев Р. М., Кадиров Ф. А. Внутренние волны в слоях верхней мантии. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1984, № 2.
6. Гаджиев Р. М. Волновые движения в мантии и их роль в развитии земной коры. — В кн.: Применение математических методов в геологии. — Алма-Ата: Наука, 1968, с. 287—292.
7. Степанов В. В. Курс дифференциальных уравнений. — М.—Л.: Гостехиздат, 1950, с. 467.
8. Расулов М. Л. Метод контурного интеграла. — М.: Наука, 1964. — 404 с.

Р. Э. Расулов

ЛУХАРЫ МАНТИЈАДА ГЕЈРИ-СТАЦИОНАР ҺЭРЭКЭТ

Мәғаләдә харичи гүввәләрин тә'сири алтында Јерин јухары мантија гатындакы јүксәк өзлүдү мајенин гејри-стационар һәрәкәтинә бахылып. Гидродинамик мәсәләни конкрет һәлл едәрәк мүәллиф кәстәрир ки, јухары мантијанын параметрләринин һәғиги

гүјмәтиндә гатларда һәрәкәт өмәдә кәјмир. Әсас селин һәрәкәти аңчаг кинематик өз-лүлүјүн кичик гүјмәтләриндә јараныр.

R. A. Rasulov

HIGH-VISCOUS FLUID IN UPPER MANTLE

Unsteady flow of high-viscous fluid in Earth upper mantle under the influence of impressed forces is studied in the paper. Solving concrete hydrodynamic task authors showed that there was no flow in the bed at real values of upper mantle parameters.

Velocity of the main flow is termed only at small values of kinematic viscosity.

УДК 622. 276

Р. Д. ДЖЕВАНШИР, Н. И. БАШРАМАЛИБЕИЛИ, М. А. КАЗИЕВА

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ УПЛОТНЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПОРОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПО МАТЕРИАЛАМ ГАММА-КАРОТАЖА

Физической основой использования гамма-каротажа для изучения уплотнения глинистых пород является зависимость интенсивности естественного гамма-излучения от пористости. Как известно, глинистые породы, по сравнению с другими породами осадочного комплекса, обладают повышенной радиоактивностью. Это объясняется их большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов. Можно полагать, что основным индикатором изменения интенсивности естественной радиоактивности с глубиной является концентрация радиоактивного калия на единицу объема породы. Следует иметь в виду и возможность влияния на этот показатель радиоактивных урана и тория, что может быть при необходимости учтено по данным экспериментальных исследований или с помощью спектрального гамма-каротажа.

В процессе уплотнения осадков ионы калия, притянутые к глинистым частицам, не полностью удаляются из порового пространства. Поэтому при нормальных условиях, по мере уменьшения пористости, концентрация ионов калия в объеме породы увеличивается, что приводит к росту с глубиной естественной радиоактивности. Это является предпосылкой того, что изменение с глубиной параметра естественной радиоактивности может быть использовано для изучения уплотнения глинистых пород наряду с другими геофизическими методами.

На рис. 1—3 представлены кривые уплотнения глинистых пород, построенные нами для разрезов Муравленковского и Федоровского месторождений в Западной Сибири, а также месторождений им. Каверочкина и им. 28 Апреля, находящихся в пределах Апшероно-Прибалханской зоны поднятий. С этой целью использованы материалы электрического, индукционного, нейтронного-гамма, гамма-гамма (плотностного) и гамма-каротажа. Как видно, кривые, полученные по данным различных методов ГИС, включая гамма-каротаж, хорошо согласуются между собой и в целом идентично описывают как участки нормального уплотнения глинистых пород, где естественная радиоактивность линейно увеличивается с глубиной (рис. 1—3), так и зоны АВПД, где геофизические параметры пластов глин отклоняются от направления линий нормального уплотнения (рис. 2, 3). Приведенные данные свидетельствуют о том, что гамма-каротаж может быть использован для изучения параметров уплотнения глинистых пород наряду с другими геофизическими методами.

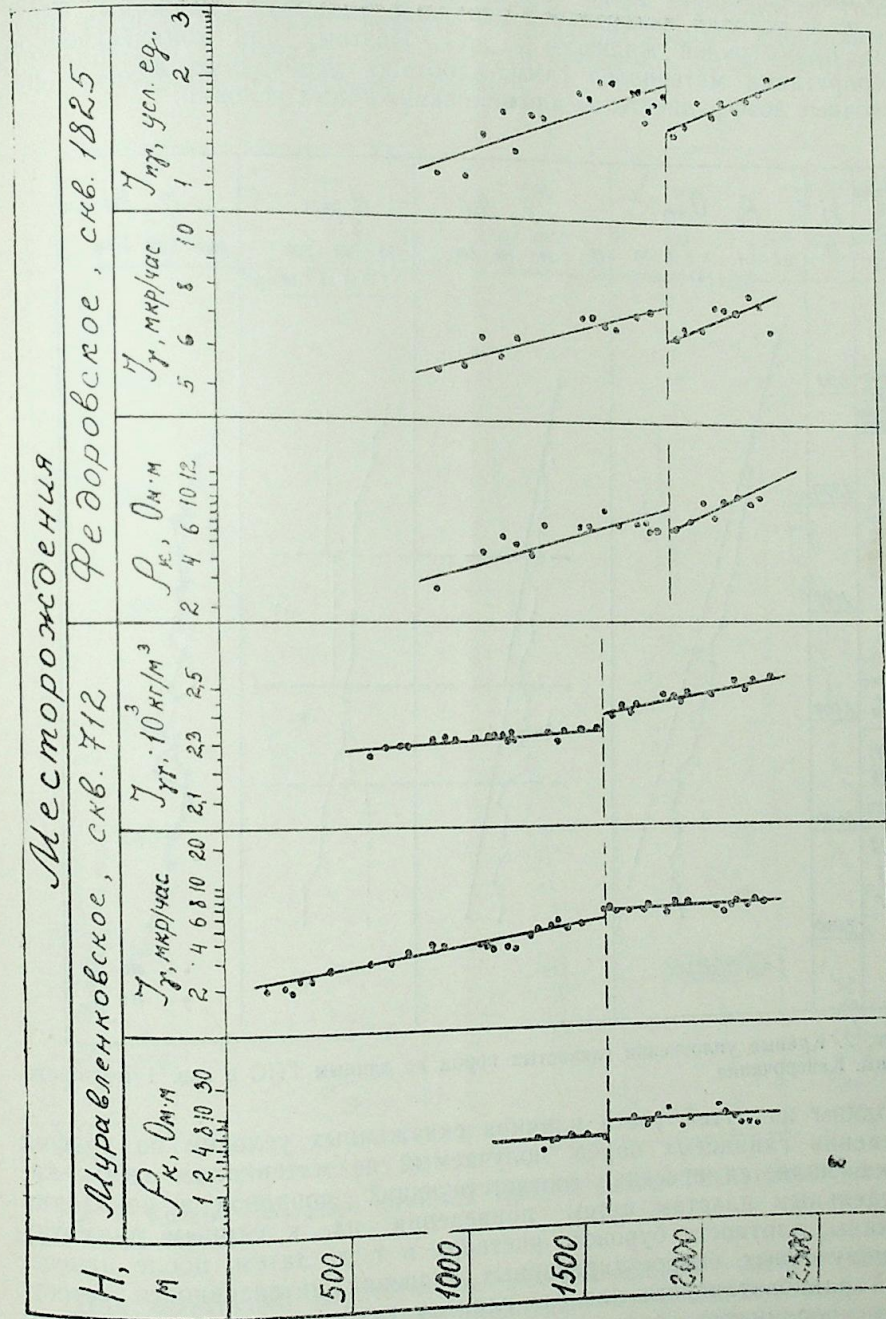


Рис. 1. Кривые уплотнения глинистых пород по данным ГИС в скв. 712 Муравленковского и в скв. 1825 Федоровского месторождений Западной Сибири

Представляет интерес выяснение возможностей количественной оценки поровых давлений в глинах по данным гамма-каротажа. При этом следует иметь в виду, что показания гамма-каротажа являются функцией не только радиоактивности и пористости (плотности) пород, но и условий измерений в скважине (диаметр скважины, плотность промывочной жидкости и др.). Поэтому при количественной интерпретации материалов гамма-каротажа необходимо вводить поправочные коэффициенты за влияние скважинных условий.

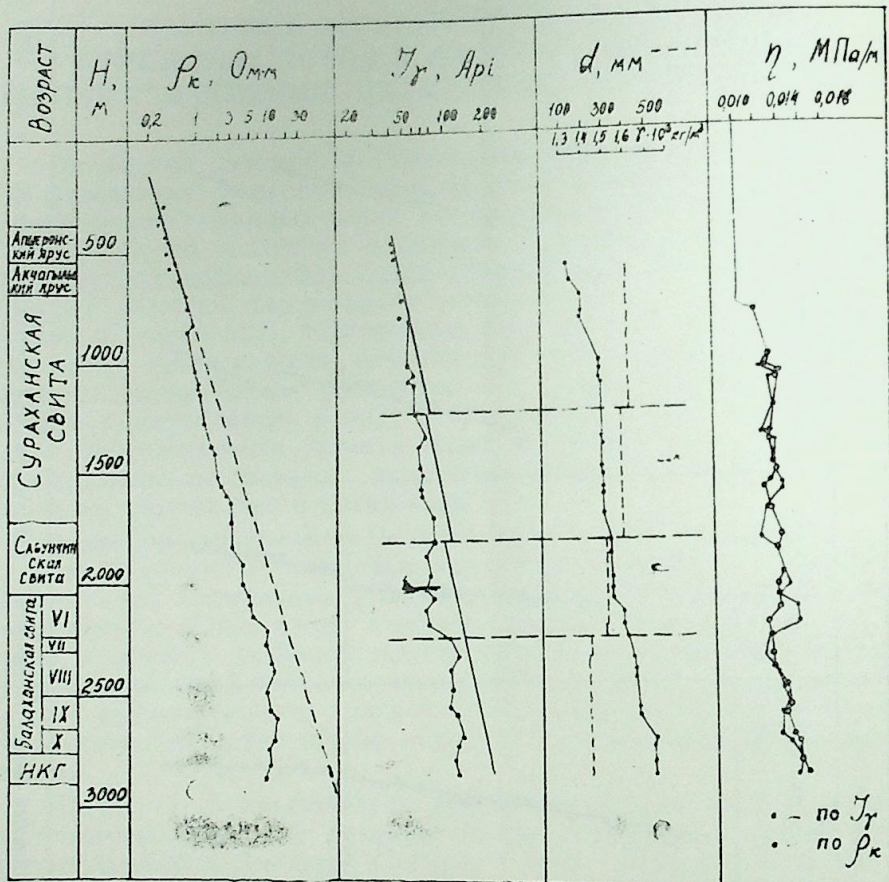


Рис. 2. Кривые уплотнения глинистых пород по данным ГИС в скв. 1 месторождения им. Каверочкина

Одним из путей учета влияния скважинных условий на график уплотнения глинистых пород, получаемый по материалам гамма-каротажа, является внесение соответствующих поправок в показания по отдельным пластам путем приведения их к единому диаметру скважины, плотности бурового раствора и т. д. Затем, после нанесения полученных скорректированных значений интенсивности естественной радиоактивности пластов глин от глубины в полулогарифмических координатах, надо строить линии нормального уплотнения глин, выделять зоны АВПД и производить количественную оценку поровых давлений. На наш взгляд, предпочтительнее применять

другой способ учета влияния скважинных условий на показаний гамма-каротажа, заключающийся в корректировке положения линии нормального уплотнения глин на участках резкого изменения диаметра скважины и плотности бурового раствора. Такой прием позволяет более четко обосновать положение линии нормального уплотнения глин на участках разреза, характеризующихся идентичными скважинными условиями, и тем самым обеспечить более точную количественную оценку поровых давлений.

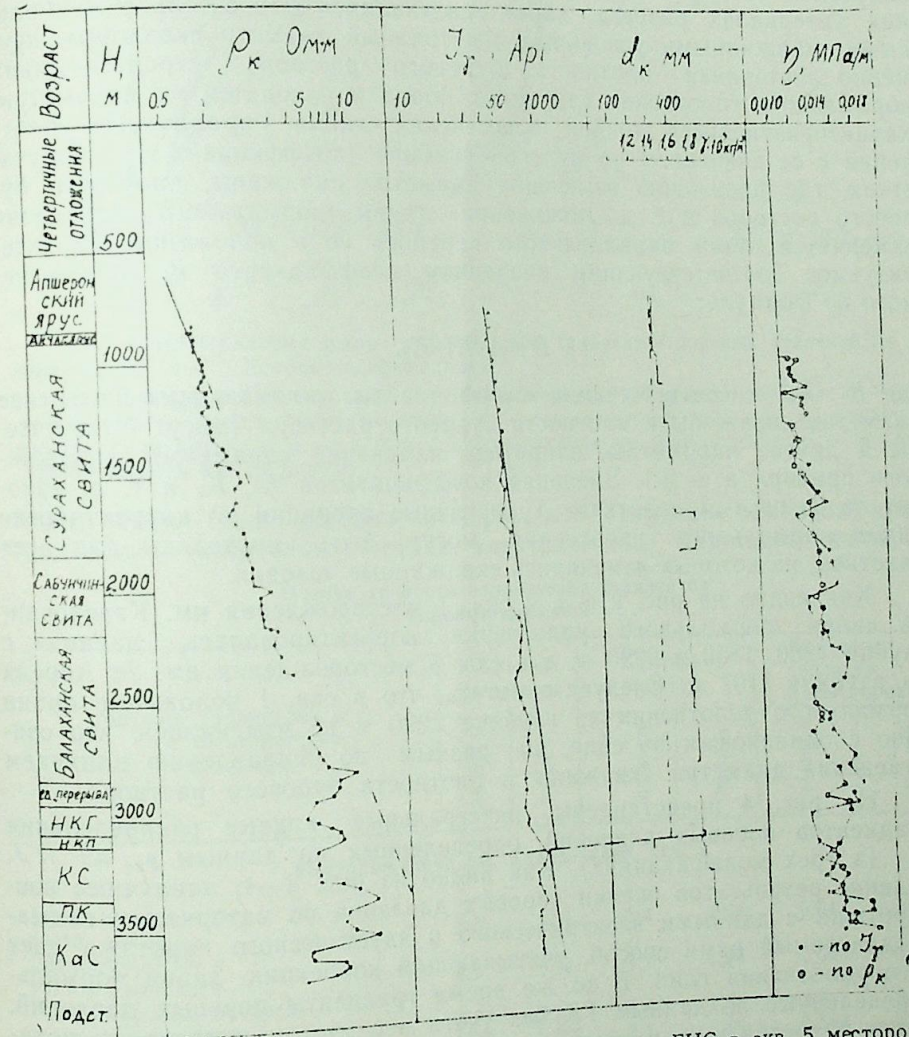


Рис. 3. Кривые уплотнения глинистых пород по данным ГИС в скв. 5 месторождения им. 28 Апреля

Для выяснения возможности количественной оценки поровых давлений по материалам гамма-каротажа нами использованы материалы геофизических исследований по скв. 1 месторождения им. Каверочкина и скв. 5 месторождения им. 28 Апреля. Поровые давления

определялись по данным электрического, акустического и гамма-каротажа — в трех вариантах: без каротажа, причем по данным гамма-каротажа — в трех вариантах: без каротажа, причем по данным гамма-каротажа — в трех вариантах: без учета поправки за скважинные условия, с учетом поправки в показания гамма-каротажа по отдельным пластам глин, а также по рекомендуемому нами способу, путем коррекции положения линии нормального уплотнения глин (см. рис. 2, 3).

Рекомендуемый способ осуществляется следующим образом. Строится график зависимости интенсивности естественного гамма-излучения от глубины в полулогарифмических координатах. В верхних интервалах разреза, характеризующихся относительно стабильными скважинными условиями (постоянный диаметр скважины, примерно постоянная плотность бурового раствора), строятся линии нормального уплотнения глинистых пород и находятся их параметры, характеризующиеся точкой пересечения линии нормального уплотнения с ее значением по нулевой глубине (коэффициент A). На участках, где произошло изменение диаметра скважины, плотности бурового раствора и т. д., положение линии нормального уплотнения изменяется путем параллельного переноса ее в положение, характеризующее соответствующим значением коэффициента B , определяемого по формуле:

$$B = A \cdot K_1 \cdot K_2,$$

где K_1 , K_2 — соответственно коэффициенты, учитывающие изменение диаметра скважины и плотности бурового раствора (могут быть учтены и другие параметры, например, изменение параметров скважинного прибора и т. д.). Значения коэффициентов K_1 , K_2 и т. д. находят по известным палеткам. Аналогичные операции по корректировке линии нормального уплотнения могут быть проведены для всех участков, на которых изменялись скважинные условия.

Как видно на рис. 2 и 3, в скв. 1 месторождения им. Каверочкина линия нормального уплотнения корректировалась, начиная с глубин 1280, 1850 и 2290 м, а в скв. 5 месторождения им. 28 Апреля на глубине 3797 м. Следует отметить, что в скв. 1 положение линии нормального уплотнения на глубине 2290 м не изменилось, что связано с одинаковым по силе, но разным по направлению влиянием изменения диаметра скважины и плотности бурового раствора.

На рис. 4 представлены интегральные кривые распределения градиентов поровых давлений, определенных по данным ρ_k , ΔT и J_1 (в трех модификациях). Как видно из рис. 2—4, наилучшее совпадение результатов оценки поровых давлений по материалам гамма-каротажа с данными электрического и акустического каротажа дает предлагаемый нами способ, учитывающий коррекцию линии нормального уплотнения глин. В то же время градиенты поровых давлений, определенные по данным ГК без учета и с учетом поправки в показания по отдельным пластам глин, оказались завышенными, что особенно четко можно видеть при сопоставлении интегральных кривых распределения градиентов поровых давлений (см. рис. 4). Сравнение на рис. 4, по средним (критерий Стьюдента), дисперсиям (критерий Фишера), а также по критерию Колмогорова показало (таблица), что выборки, полученные по данным ρ_k , ΔT и J_1 (предлагаемый метод), близки между собой и их можно отнести к единой совокуп-

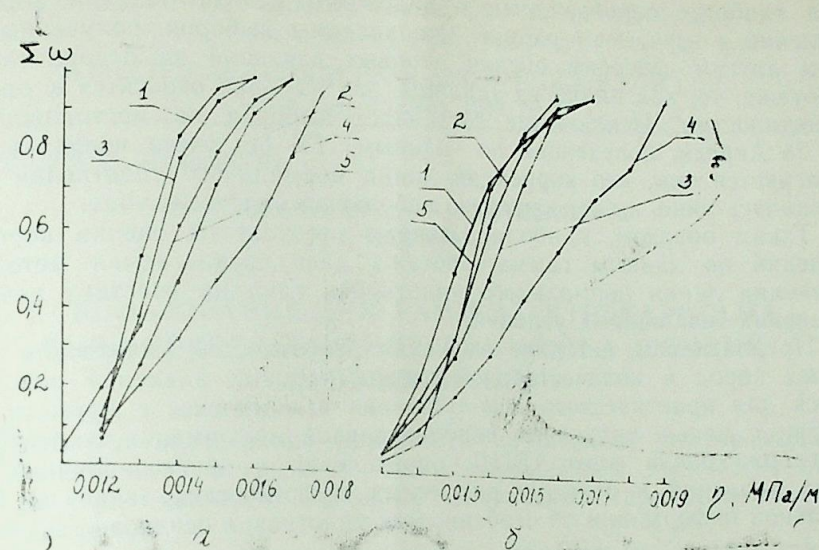


Рис. 4. Интегральные кривые распределения градиентов поровых давлений по данным ρ_k , ΔT и J_1 (в трех модификациях):

1 — электрический каротаж; 2 — гамма-каротаж без учета поправки; 3 — гамма-каротаж по предлагаемой методике; 4 — гамма-каротаж с учетом поправки; 5 — акустический каротаж; а — в скв. 1 месторождения им. Каверочкина; б — в скв. 5 месторождения им. 28 Апреля

ности. Здесь надо сделать оговорку, что сравнение выборок производилось относительно метода электрического каротажа, являюще-

Оценка точности определения градиентов поровых давлений

Методы, сравниваемые с электрическим каротажем	Критерий Стьюдента		Критерий Фишера		Критерий согласия Колмогорова	
	вычисл.	теорет.	вычисл.	теорет.	вычисл.	теорет.
Месторождение им. Каверочкина, скв. 1						
Гамма-каротаж без учета поправки	3,8	2,01	2,4	1,84	0,04	0,05
Гамма-каротаж с учетом поправки	4,9	2,01	4,7	1,94	0,001	0,05
Гамма-каротаж по предлагаемой методике	0,83	2,01	1,4	1,84	2,0	0,05
Акустический каротаж	1,25	2,001	3,1	1,84	0,864	0,05
Месторождение им. 28 Апреля, скв. 5						
Гамма-каротаж без учета поправки	1,25	1,99	1,02	1,69	0,112	0,05
Гамма-каротаж с учетом поправки	4,6	1,99	2,4	1,69	0,0003	0,05
Гамма-каротаж по предлагаемой методике	0,32	1,99	1,1	1,69	0,577	0,05
Акустический каротаж	0,35	1,99	1,8	1,69	0,593	0,05

гося наиболее опробованным и надежным методом оценки поровых давлений в изучаемом районе. Что касается выборок, полученных по двум другим способам оценки поровых давлений на основе гамма-каротажа, то, как видно из таблицы, эти выборки относятся к другим совокупностям. Исключение составляет выборка по месторождению им. 28 Апреля, полученная по данным ГК без учета поправки, что объясняется тем, что коррекция линии нормального уплотнения производилась лишь на относительно небольшом участке глубин.

Таким образом, наиболее точные результаты оценки поровых давлений по данным гамма-каротажа дает предлагаемая методика коррекции линии нормального уплотнения глин на участках резкого изменения скважинных условий.

Предлагаемая методика изучения особенностей уплотнения глинистых пород и количественной оценки поровых давлений рекомендуется для практического использования в комплексе с другими методами, с целью получения дополнительной информации о глубинах залегания кровли зоны АВПД, определения и прогнозирования поровых давлений и решения различных геологических задач на базе детальной информации об особенностях уплотнения осадков.

Р. Ч. Чаваншир, Н. И. Байрамалибејли, М. Э. Газыјева

ГАММА-КАРОТАЖ МАТЕРИАЛЛАРЫНА ЭСАСЭН КИЛЛИ СҮХУРЛАРЫН СЫХЫЛМАСЫ ХҮСУСИЈАТЛАРИНИН ӨЈРЭНИЛМӘСИ ВӘ МӘСАМӘЛИК ТЭЗЈИГИНИН КӘМИЈАТЧӨ ГИЈМӘТЛӘНДИРИЛМӘСИ

Мәгаләдә кил сүхурларынын сыхылмасы хусусијәтләринин өјрәнилмә imkanлары нәзәри чәһәтдән әсасландырылыб вә гамма-каротаж материалларына әсасән мәсамә тәзјигинин гијмәтләндирилмәси методикасы тәклиф олунмушдур. Азәрбајчан вә Гәрби Сибир јатаглары үзрә материаллардан истифадә олунмушдур.

R. D. Djevanshir, N. I. Bairamalibeyli, M. A. Kazieva

STUDY OF PECULIARITIES OF CLAYEY ROCKS CONSOLIDATION AND QUANTITATIVE EVALUATION OF PORE PRESSURES OVER GAMMA-RAY LOGGING DATA

The authors have theoretically based a possibility of study of peculiarities of clayey rocks consolidation, and suggested a technique for pore pressure evaluation over gamma-ray logging data. Materials over the Azerbaijan and West Siberia reservoirs have been used.

УДК 1622.276 031.011.48:550.832

И. С. ДЖАФАРОВ, А. А. АДИГЕЗАЛОВА,
Р. Т. МУСТАФАЕВ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИАГРАММ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПРОБЕГА ВОЛНЫ

Проблема определения пористости на морских месторождениях Каспийского моря в связи с резким уменьшением количества отбираемого керна является одной из актуальных при освоении этих месторождений.

Стандартные геофизические методы определения пористости по сопротивлению невозможно широко применять в связи с отсутствием законтурных скважин.

Отсутствие надежных способов эталонирования аппаратуры радиоактивного каротажа также затрудняет использование его для количественной интерпретации. Известный способ статистического определения пористости [1] опробован нами и хотя дает неплохие результаты, не вошел в практику широкого внедрения из-за его трудоемкости [2].

Наиболее надежным способом при определении пористости может служить акустический каротаж. Однако при относительно большом объеме выполненных геофизических исследований этот вид исследования проведен в весьма ограниченном числе глубоких скважин.

В связи с этим нами изучена возможность воспроизведения кривой акустического каротажа по одному из методов ГИС.

Такие исследования известны и проводятся как у нас в стране, так и за рубежом [3—5].

Объектом исследования выбрана свита «Перерыва» месторождения Бахар.

Было проведено визуальное сравнение кривых акустического каротажа с кривыми электро- и радиоактивного каротажа, с целью выбора кривой, имеющей с ней наибольшее сходство.

Такой кривой оказалась кривая электрокаротажа из комплекта БКЗ, записанная зондом длиной 0,45 м ($R_{K0.45}$), что, по-видимому, связано с небольшим радиусом исследования зонда АК, в большинстве случаев находящимся в пределах зоны проникновения.

Проведено сопоставление сопротивлений с интервальным временем пробега волны (ΔT) по пяти скважинам (№ 73, 149, 157, 179, 187) (рис. 1), при этом показания с кривых считывались через каждые 40 см разреза. Из рассмотрения исключены глины и глинистые породы со значительно увеличенными значениями диаметра по кавернограмме как интервалы, против которых ΔT возрастают.

Сопоставление кривых АН и электрокаротажа позволило получить связь между интервальным временем пробега волны и сопротивлением.

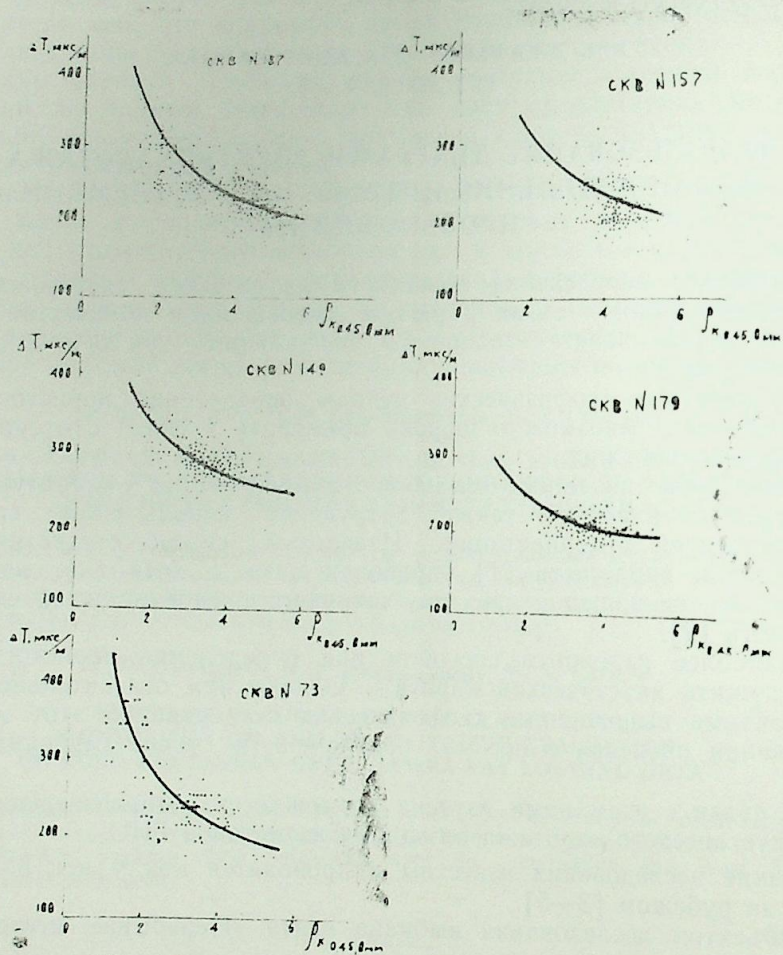


Рис. 1. Зависимости между интервальным временем пробега волны (ΔT) и сопротивлением, записанным зондом длиной 0,45 м ($\rho_{k0,45}$) по скважинам

Характерным является то, что по полученной связи можно воспроизвести ΔT только в диапазоне изменений $\rho_{k0,45}$ от 1,0 до 6,0 Ом·м.

Из распределений $\rho_{k0,45}$, построенных по большому количеству пластов (287 пластов по 24 скважинам) видно, что для пластов свиты «перерыва» $\rho_{k0,45}$ изменяются в более широких пределах — от 1,0 до 16,0 Ом·м (рис. 2а).

Полученное распределение $\rho_{k0,45}$ полимодальное с двумя модами, соответствующими 3,4 и 9,4 Ом·м, с размахами от 1,0 до 7,4 и от 7,4 до 15,5 Ом·м, т. е. оно характеризует неоднородные данные. В самом деле, анализ показал, что скважины, вскрывшие свиту «пере-

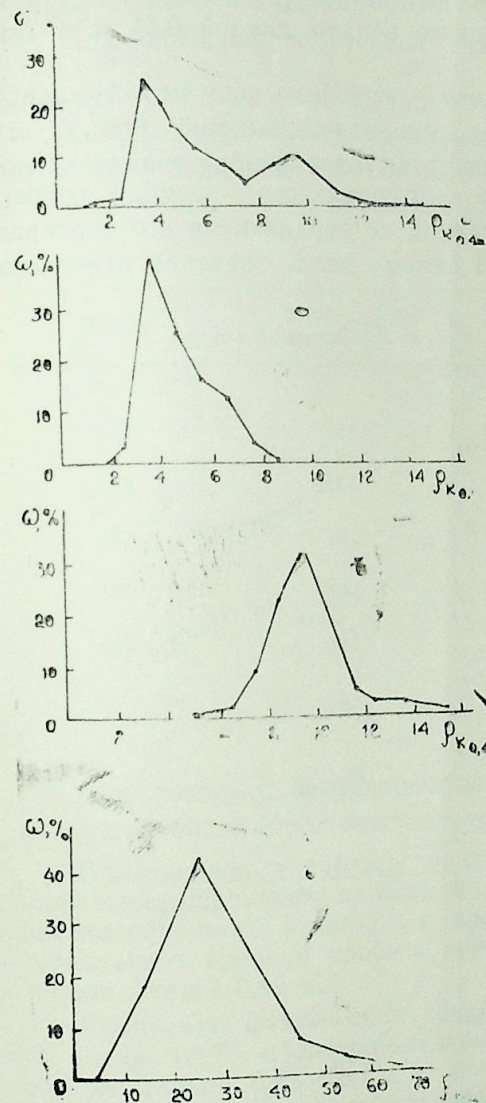


Рис. 2. Распределения сопротивлений пластов, записанных зондом длиной 0,45 м:

а — по скважинам с сопротивлением промывочной жидкости $\rho_c = 0,09 \div 0,35$ Ом·м; б — по скважинам с $\rho_c = 0,11 \div 0,26$ Ом·м; в — по скважинам с $\rho_c = 0,21 \div 0,35$ Ом·м; г — распределение $\rho_{k0,45} / \rho_c$

рыва», делятся на две группы по значениям сопротивлений бурового раствора: скважины с сопротивлениями бурового раствора ρ_c изменяющимися от 0,11 до 0,26 и от 0,21 до 0,35 Ом·м. Как видно из рис. 2б, в, для первого интервала характерны $\rho_{k0,45}$ в пределах от 2,0 до 8,5 Ом·м, а для второго — от 5,0 до 15,5 Ом·м.

В скважинах с замерами АК, использованными для сопоставления с кривыми $\rho_{k0,45}$, ρ_c изменяются от 0,09 до 0,11 Ом·м, т. е. все

скважины относятся к группе с низкими значениями ρ_c , что и создало ограничение, связанное с тем, что преобразование $\rho_{k0,45}$ в ΔT возможно только в пределах изменения $\rho_{k0,45}$ от 1,0 до 6,0 Ом·м.

Для исключения влияния на $\rho_{k0,45}$ сопротивления глинистого раствора с ΔT были сопоставлены уже не $\rho_{k0,45}$, а $\rho_{k0,45}/\rho_c$, т. е. отношение сопротивления, записанного зондом длиной 0,45 м, к сопротивлению глинистого раствора.

Использование этого отношения позволило получить распределение $\rho_{k0,45}/\rho_c$, характеризующее однородную выборку (рис. 2 кг), и главное, — расширило возможности метода преобразования кривой сопротивления ($\rho_{r0,45}$) в кривую интервального времени пробега волны по материалам тех же скважин, не ограничивая его значениями $\rho_{k0,45}$ от 1,0 до 6,0 Ом·м. (В самом деле значения отношения

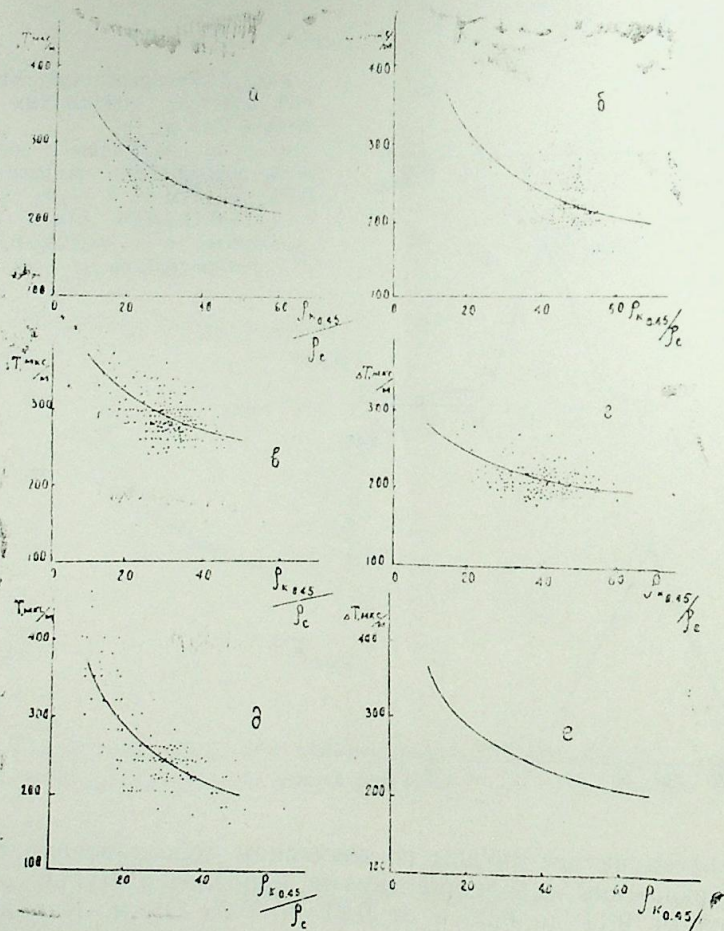


Рис. 3. Кривые зависимости между интервальным временем пробега волны (ΔT) и отношением сопротивления, записанного зондом длиной 0,45 м, к сопротивлению промысловой жидкости ($\rho_{k0,45}/\rho_c$), полученные по скважинам отдельно (а, б, в, г, д) и средняя по их горизонту (е)

$\rho_{k0,45}/\rho_c$ укладываются в пределы 10÷60 как для пластов с ρ_k , изменяющихся в пределах 1÷6,0 Ом·м, при $\rho_c = 0,1$ Ом·м, так и для пластов с $\rho_k = 5÷15$ Ом·м, при $\rho_c = 0,3$ Ом·м).

На рис. 3 представлены результаты сопоставления $\rho_{k0,45}/\rho_c$ с ΔT по каждой скважине отдельно и в целом по всем скважинам.

Для описания полученной связи было использовано уравнение вида $\Delta T = A + B \cdot (\rho_{k0,45}/\rho_c)^{-1}$, предложенное Кимом [3].

Коэффициенты этого уравнения были рассчитаны по программе случайного поиска на ЭВМ БЭСМ-6.

Полученные уравнения связи приведены в таблице.

№ скв.	Колич. сопоставлений, "	Уравнения связи
73	143	$\Delta T = -3,57 + 846 (\rho_{k0,45}/\rho_c)^{-2,74}$
149	247	$\Delta T = -7,03 + 601 (\rho_{k0,45}/\rho_c)^{-4,79}$
157	201	$\Delta T = -9,34 + 1000 (\rho_{k0,45}/\rho_c)^{-2,65}$
179	204	$\Delta T = -9,98 + 453 (\rho_{k0,45}/\rho_c)^{-5,22}$
187	365	$\Delta T = -6,21 + 644 (\rho_{k0,45}/\rho_c)^{-3,74}$
	1160	$\Delta T = 19,76 + 768,8 (\rho_{k0,45}/\rho_c)^{-2,9}$

При расчетах коэффициентов использовалась большая выборка данных из более 1000 сопоставлений $\rho_{k0,45}/\rho_c$ и ΔT .

Приведенное в таблице уравнение описывает связь между интервальным временем пробега волны и сопротивлением, общую для рассматриваемого разреза, и позволяет воспроизвести кривую интервального времени пробега волны по сопротивлениям, записанным зондом длиной 0,45 м.

Сравнение фактических значений интервального времени пробега волны (ΔT) и воспроизведенных по сопротивлениям, записанным зондом длиной 0,45 ($\Delta T'$), с помощью критерия согласия Колмогорова, показало их хорошую сходимость.

Расхождение между фактическими и рассчитанными значениями интервального времени пробега волны $\left(\frac{\Delta T - \Delta T'}{\Delta T} \right)$ составляет в основном 10%.

На рис. 4 показаны кривые ΔT и $\Delta T'$ — фактическая и воспроизведенная по сопротивлениям кривые интервального времени пробега волны по скважине № 73. Как видно, кривые хорошо сопоставляются,

1. Временное методическое руководство по определению подсчетных параметров геофизическими методами для подсчета запасов нефти и газа. — М., 1979. — 512 с.
2. Джафаров И. С., Адигезалова А. А., Сираджев А. А. Методика выделения продуктивных пластов и рекомендации для выбора объектов опробования по комплексу ГИС в свите «перерыва» месторождения Бахар. — АНХ, 1985, № 1, с. 9.
3. Transformation of Resistivity to Pseudovelocity logs. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V, 59, No. 7 (July, 1975).
4. Лихачев А. А. Сравнение скоростей, вычисленных по данным промысловой геофизики и акустического каротажа. — Уч. зап. Пермского гос. ун-та им. А. М. Горького, 1975, № 357, с. 168—169.
5. Геращенко О. А., Левин Л. С., Скоробогач Е. А. Расчет интервальных скоростей по данным электрометрии скважин. — В сб.: Геофизическая разведка нефт. и газ. месторождений Украины. Киев: Техніка, с. 35—36.

И. С. Чэфаров, А. Э. Адыкөзлова, Р. Т. Мустафаев

ЕЛЕКТРИК КАРОТАЖ ДИАГРАМЫНА ЭСАСЭН ДАЛГАЛАРЫН ЖАҢЫЛМАСЫНЫН ИНТЕРВАЛ МУДДАТИНИН ТӘЈИНИ

Мәғаләдә көстәриләр ки, акустик каротаж мәсамәлилийн тәјин едилмәси үчүн етибарлы үсулду. Апарылан кеофизики тәдгигатларын бөјүк һәчминә нәзәрән тәдгигатын бу нөвү мәһдуд сәјдә дәрин гујуларда апарылдығына көрә, биз кеофизики тәдгигат методларынын биринә көрә акустик каротаж әјрисинин гурулмасы мүмкүнлүјүнү өйрәнишик.

Мүғавимәт илә далгаларын жаңылмасынын интервал мүддәти арасында әләгә жардылмышдыр. Бу әләгәдән истифадә едәрәк АК әјриләри гурулмушду. Гурулан АК әјриләриндән истифадә едәрәк мәсамәлилийн тәјин етмәк олар.

I. S. Djafarov, A. A. Adigezalova, R. T. Mustafaev

USE OF ELECTRIC LOGGING DIAGRAMS TO DETERMINE INTERVAL TIME FOR A WAVE TRAVEL

Acoustic logging is a reliable technique for porosity evaluation. However, at a relatively high volume of geophysical investigations carried out this type of studies was conducted with a rather limited number of deep wells. In connection with it the authors have studied a possibility for building up an acoustic logging curve according to one of the methods of geophysical investigation of wells.

A connection between resistivity and interval time of a wave travel is established. It allows to build up a curve of acoustic logging which may be used to define porosity.

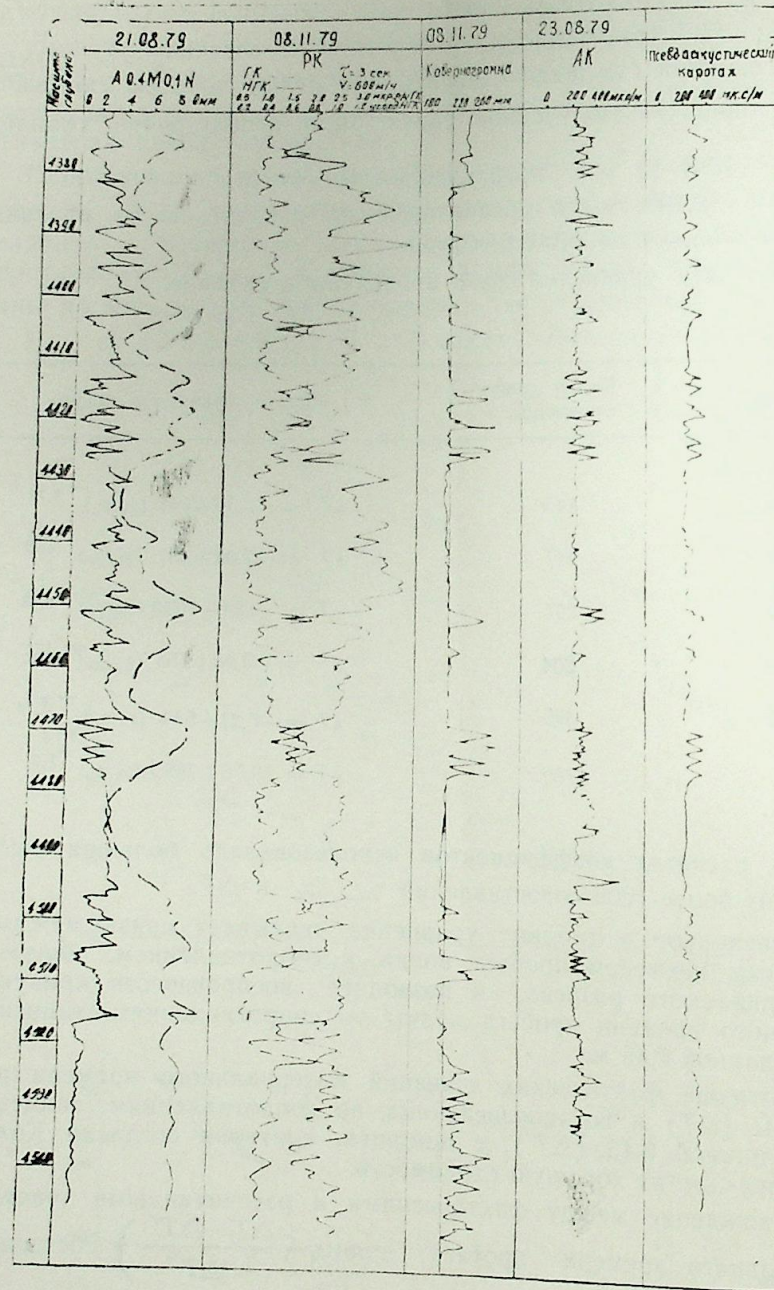


Рис. 4. Геофизическая характеристика разреза свиты «перерыва» по скв. № 73

УДК 553.982:550.832 (262.81+479.24)+622.276.031.011.43

Р. Д. КУЛИЕВ

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
 ЭЛЕКТРОПРОВОДЯЩИХ СВОЙСТВ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ
 ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ АЗЕРБАЙДЖАНА В УСЛОВИЯХ,
 МОДЕЛИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ**

К основным электрическим характеристикам, используемым в промышленной геофизике для изучения свойств пластов-коллекторов нефти и газа, относятся удельное электрическое сопротивление (ρ_n) и параметр пористости (P_n) пород.

Экспериментальные исследования советских и зарубежных ученых показали, что удельное электрическое сопротивление пород увеличивается с возрастанием внешнего давления $P_{горн}$ и уменьшается с ростом порового (пластового) давления $P_{пор}$ и температуры t . При этом существенное влияние оказывают литологический состав скелета породы, состав и тип цемента, пористость, структура пустотного пространства [1—6].

К основным структурным факторам, влияющим на изменение удельного электрического сопротивления с ростом давления, относятся извилистость и просветность поровых каналов. Увеличение внешнего давления приводит к росту извилистости поровых каналов и, как следствие, к увеличению ρ_n . Что касается просветности поровых каналов, то, как показали исследования на искусственных средах, изменение площади поперечного сечения каналов больше влияет на изменение сопротивления, чем на изменение их извилистости.

Эксперименты по изучению влияния температуры на ρ_n при одновременном воздействии давления, проведенные советскими [1, 3] и зарубежными учеными, показали, что изменение ρ_n зависит от литолого-петрофизических особенностей пород и концентрации насыщающих породу пластовых вод. Сложный характер носит изменение параметра пористости от температуры.

Анализ литературных данных [1—4] показывает, что многообразие факторов, влияющих на изменение электрических параметров пород-коллекторов в пластовых условиях, требует исследования каждого конкретного региона, комплекса пород, учета их литолого-структурных и других особенностей. В связи с этим, актуальными являются исследования электрических свойств пород-коллекторов месторождений нефти и газа Южно-Каспийской впадины — уникального осадочного бассейна, отличающегося сложным литологическим составом, и, вместе с тем недостаточной петрофизической изученностью [6]. В Азербайджане исследования электрических свойств осадочных пород проведены преимущественно на образцах, отобранных из неглубоких скважин на суше [6]; зависимости ρ_n от дав-

ления и температуры в условиях больших глубин исследованы для пород-коллекторов отдельных морских месторождений северо-западного борта Южно-Каспийской впадины в работах [1, 5].

Образцы пород-коллекторов, изученные в данной работе, отобраны из скважин в интервале глубин 2538—5848 м, на месторождениях Сангачалы-море—Дуванный-море—о. Булла, им. 8 Марта, Булла-море, Аляты-море, Бахар, Банка ЛАМ, Кюрсангя, Бибиэбат. Образцы представлены кварцевыми, кварцево-полевошпатовыми и полимиктовыми песчаниками и алевролитами с карбонатно-глинистым и карбонатно-кремнистым цементом порового и базального типов. Начальная пористость образцов (в атмосферных условиях) 4—26%, глинистость 5—33%, карбонатность до 27,5%.

Экспериментальная часть работы проведена во ВНИПИВзрыв-геофизика на модернизированной установке типа УФС, позволяющей обеспечить следующие условия эксперимента: $P_{горн}$ — до 150—200 МПа, $P_{пор}$ — до 60 МПа, t — 150—200°C. Образцы насыщались моделью пластовой воды (растворы NaCl двух концентраций — 20 и 117 г/л). Особенность методического подхода к изучаемым образ-

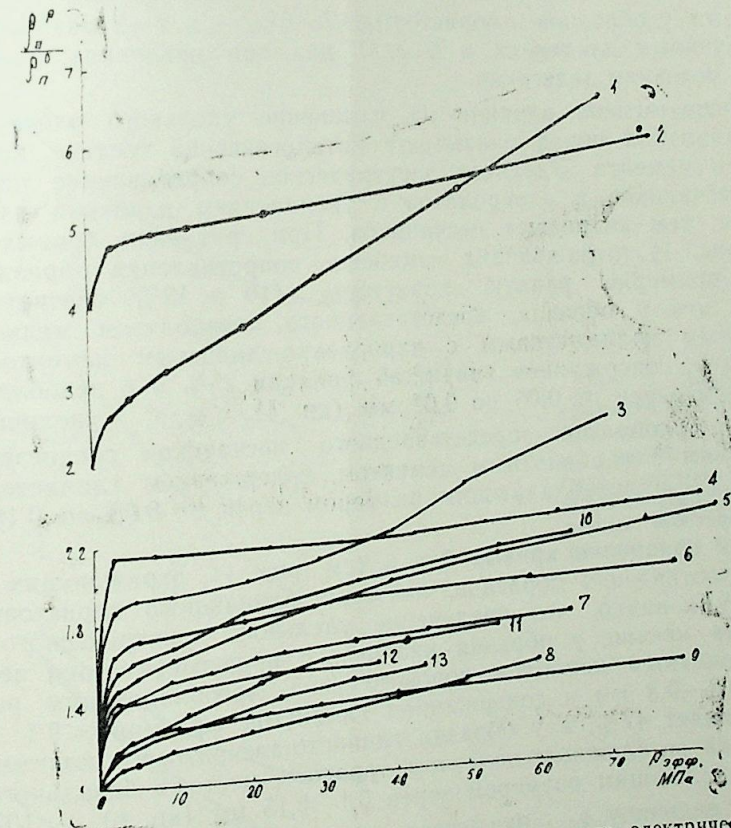


Рис. 1. Зависимость относительного изменения удельного электрического сопротивления образцов пород-коллекторов от эффективного давления: 1 — обр. 11-Б ($K_n=7-8\%$); 2 — 10-Бп (12%); 3 — 11-Б (7—8%); 4 — 5 — 20-Б (14%); 6 — 25-Б (18,4%); 7 — 24-Б (20%); 8 — 28-Б (26%); 9 — 17-Б (19%); 10 — 32-Б (12%); 11 — 35-Б (14%); 12 — 33-Б (12,4%); 13 — 29-Б (14%)

цам заключалась в том, что образец горной породы, взятый из скважины, подвергался постепенному ступенчатому воздействию давления и температуры, не превышающих значений, соответствующих условию упругой деформации на глубине естественного залегания.

Изменение относительной величины удельного электрического сопротивления ρ_n^p / ρ_n^0 пород в зависимости от эффективного давления показано на рис. 1. Эта величина с ростом давления монотонно возрастает на 10% при малых значениях (2,5—3,0 МПа) эффективного давления ($P_{горн} - P_{пор}$) и на 130% при эффективных давлениях, соответствующих глубине залегания. Для отдельных образцов сопротивление увеличилось более чем в 6 раз.

Наблюдается зависимость изменения удельного электрического сопротивления от пористости образцов. Минимальные изменения отношения ρ_n^p / ρ_n^0 соответствуют образцам с пористостью 14—26% и составляют 10—20% при малых эффективных давлениях (3,0—5,0 МПа) и 45—50% при эффективных давлениях, соответствующих глубине залегания образца. Максимальное увеличение ρ_n^p / ρ_n^0 наблюдается у образцов с пористостью 7—8% — в 2—3 раза при малых эффективных давлениях и в 3—7 раз при давлениях, соответствующих условиям залегания.

Существенное влияние на изменение удельного электрического сопротивления пород оказывают литологический состав скелета породы и цемента. Удельное электрическое сопротивление полимиктовых песчаников и алевролитов с увеличением давления изменяется больше, чем кварцевых песчаников. При сравнении кривых 4 и 12 (см. рис. 1), отражающих изменение сопротивления образцов, имеющих примерно равную пористость (10 и 12%, соответственно), видно, что у образца, представленного алевролитом мелко-среднезернистым полимиктовым с карбонатно-глинистым цементом порового типа, содержанием глинистой фракции 25% и с преобладающим размером зерен от 0,05 до 0,08 мм (кр. 4), ρ_n^p / ρ_n^0 увеличилось на 140%, а у образца, представленного песчаником среднезернистым кварцевым с карбонатным цементом, содержанием глинистой фракции 14,5% и преобладающим размером зерен от 0,08 до 0,16 мм — всего на 25%.

При сравнении кривых 9 и 6 (см. рис. 1), отражающих изменение сопротивления образцов, имеющих одинаковую пористость (19,0 и 18,4%), видно, что увеличение удельного электрического сопротивления меньше у образца кварцевого крупнозернистого песчаника с карбонатным цементом порового типа, преобладающим размером зерен 0,2—0,3 мм и содержанием глинистой фракции <9% (кр. 9) и составляет 47%, а у образца глинисто-алевритового полимиктового песчаника со сложным цементом порового, местами базального типов и преобладающим размером зерен 0,1—0,15 мм (кр. 6) — 107%.

На величину ρ_n оказывает влияние состав цемента. Удельное электрическое сопротивление образцов с глинистым цементом с ростом давления увеличивается больше, чем у образцов с карбонатным цементом. При сравнении кривых 5 и 11, соответствующих образцам с одинаковой пористостью (14%), видно, что изменение образца с кальцитово-доломитовым цементом (кр. 11) значительно меньше,

чем у образца с глинисто-карбонатным цементом (кр. 5) — соответственно 74 и 130%.

При сравнении кривых 8 и 9 видно, что при эффективных давлениях до 45 МПа удельное сопротивление образца с $K_n = 28\%$ (кр. 8), с ростом давления растет медленнее, чем ρ_n образца с $K_n = 19\%$ (кр. 9), что согласуется с характером изменения ρ_n для ранее рассмотренных образцов. При давлении, большем 45 МПа, отношение ρ_n^p / ρ_n^0 у образца с большей пористостью (кр. 8), превышает относительно изменение удельного электрического сопротивления образца с меньшей пористостью (кр. 9). Это можно объяснить тем, что содержание глинистой фракции в образце, характеризуемом кр. 8 больше, чем в образце, описываемом кр. 9 (соответственно 15 и 6%). Очевидно, в интервале эффективных давлений от 0 до 45 МПа на рост ρ_n влияет пористость образцов, а при давлениях свыше 45 МПа происходит уменьшение поперечного сечения крупных пор и поровых каналов, а при эффективных давлениях свыше 45 МПа сжатие капиллярных и субкапиллярных пор и каналов.

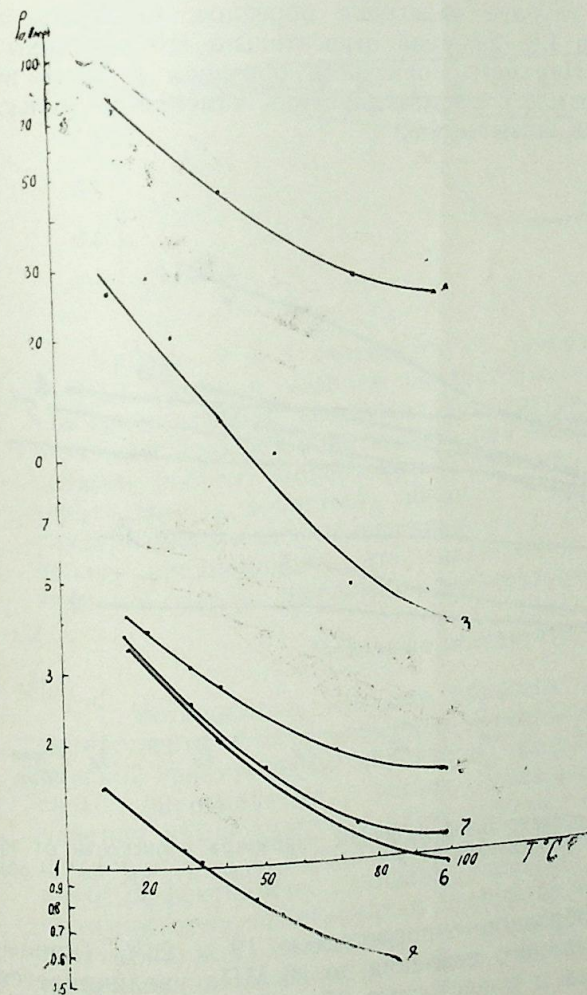


Рис. 2. Зависимость удельного электрического сопротивления породы от температуры (при $P_{эфф}$, соответствующем условиям залегания) условные обозначения те же, что и на рис. 1)

На части образцов коллекции проведены исследования зависимости удельного электрического сопротивления от температуры при одновременном воздействии давления, соответствующего глубине залегания образца. Результаты эксперимента отражены на рис. 2, из которого видно, что с ростом температуры удельное электрическое сопротивление уменьшается, причем наиболее интенсивно (в 2—3 раза) в диапазоне температур от 20 до 70—80°C. При температурах свыше 80°C темп снижения уменьшается. Изменение R_n с ростом температуры для образцов, насыщенных моделью пластовой воды меньшей концентрации — 20 г/л (кривые 1 и 3), происходит быстрее, чем для остальных образцов, насыщенных раствором NaCl с концентрацией 117 г/л (кривые 5, 6, 7, 8). Распределение кривых на рис. 2 в зависимости от пористости образцов соответствует их распределению на рис. 1.

На рис. 3 представлены кривые изменения относительных величин параметра пористости (P_n^p/P_n^o) от эффективного давления. Параметр пористости наиболее интенсивно (в 1,3—2,2 раза) растет в интервале эффективных давлений от 0 до 25—30 МПа. При давлениях, соответствующих глубине залегания образцов, параметр пористости увеличивается в 1,5—2,6 раза относительно его величины в атмосферных условиях. Параметр пористости образцов с более высокой начальной пористостью с ростом давления изменяется меньше, чем у образцов с меньшей пористостью.

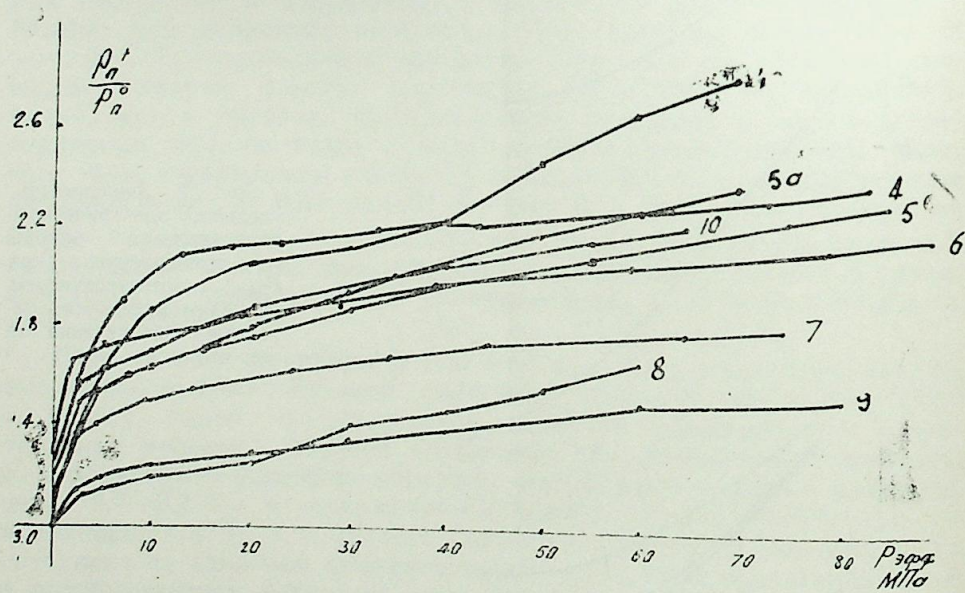


Рис. 3. Кривые изменения относительной величины параметра пористости от эффективного давления (условные обозначения те же, что и на рис. 1); кр. 5а — обр. 8-Б ($K = 15\%$)

Так, например, для образцов с пористостью 19 и 26% (кривые 9 и 8) P_n с ростом эффективного давления до 10 МПа увеличивается в 1,2 раза, а для образцов с пористостью 10 и 7—8% (кривые 4 и

2) — в 1,7—2,0 раза. С дальнейшим ростом эффективного давления (до 60 МПа) P_n этих образцов возрастает в 1,5—1,6 и 2,2—2,6 раза соответственно.

Кривые изменения относительных величин P_n с ростом температуры при эффективных давлениях, соответствующих условиям залегания образцов, представленные на рис. 4, носят сложный характер. Для образца среднекрупнозернистого песчаника с глинисто-карбонатным цементом и пористостью 26% (кр. 8), наблюдается увеличение P_n на 10% при увеличении температуры до 100°C. Для остальных образцов, представленных менее пористыми ($K_n = 7—18\%$) мелкозернистыми и полимиктовыми песчаниками со значительным содержанием алевроитовой и глинистой фракцией (кривые 5, 3, 6), характерно уменьшение параметра пористости на 10—20% с ростом температуры до 100°C.

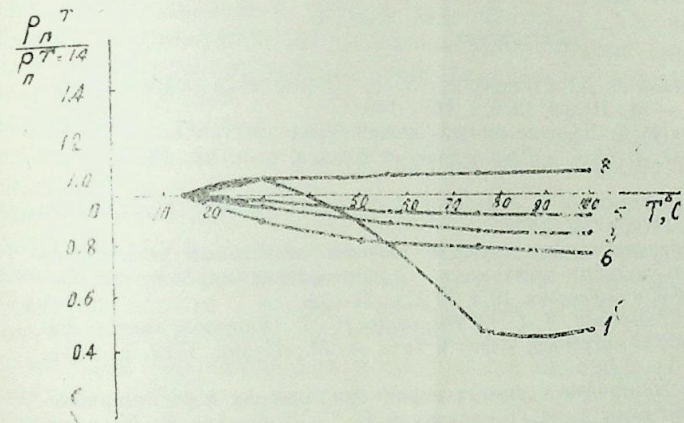


Рис. 4. Кривые изменения относительной величины параметра пористости от температуры (при $P_{эфф.}$ соответствующем условиям залегания) (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

Кривые 1 и 3 соответствуют замерам на одном образце ($K_n = 7—8\%$) вдоль и поперек напластования. Ход кр. 1 (замер по напластованию) при невысоких температурах повторяет ход кр. 8 для образца с большей пористостью, при этом P_n увеличивается. С дальнейшим ростом температуры, очевидно, решающую роль начинают играть низкая пористость образца, и кр. 1 переходит в область, характеризующуюся уменьшением P_n с ростом температуры, что позволяет предположить, что анизотропия электрических свойств проявляется сильнее при низких температурах.

Основные результаты и выводы

1. Установлено, что для образцов пород-коллекторов месторождений нефти и газа акватории Каспийского моря и частично Прикуринской низменности характерно возрастание удельного электрического сопротивления с ростом давления, причем максимальные увеличения наблюдаются у низкопористых образцов (в 3—7 раз), а минимальные — у высокопористых образцов (в 1,5 раза). С увеличением эффективного давления удельное электрическое сопротивление сортированных кварцевых песчаников и алевроитов изменяется больше, чем у полимиктовых песчаников. На изменение сопротивления существенное влияние оказывает также состав цемента породы.

2. В интервале эффективных давлений от 0 до 45 МПа на рост P_n существенное влияние оказывает пористость образцов, а свыше 45 МПа — их глинистость, что свидетельствует о сжатии в начале процесса крупных пор, а затем капиллярных и субкапиллярных пор и поровых каналов.

3. Удельное электрическое сопротивление пород-коллекторов с ростом температуры наиболее интенсивно (в 2—3 раза) уменьшается при температурах до 70—80°C, причем влияние температуры сказывается меньше для образцов, насыщенных моделью пластовой воды с более высокой концентрацией солей.

4. Параметр пористости образцов пород-коллекторов в условиях эффективных давлений и температур, соответствующих условиям залегания, изменяется на 10—20%, увеличиваясь для высокопористых крупнозернистых отсортированных песчаников и уменьшаясь для низкопористых полимиктовых и плохоотсортированных песчаников.

Литература

1. Авчан Г. М., Матвеевко А. А., Стефанкевич З. Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. — М.: Недра, 1979, с. 107—140.
2. Орлов Л. И., Гимаев Р. С. Влияние горного давления на электрическое сопротивление карбонатных пород. В сб.: — Прикладная геофизика, вып. 33. М.: Гостехиздат, 1968, с. 206—212.
3. Добрынин В. М. Деформации и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1970, с. 141—178.
4. Куликов Б. Н. Экспериментальное изучение влияния пластовых условий на сжимаемость, пористость и удельное электрическое сопротивление карбонатных пород. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, № 1, с. 31—34.
5. Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джеваншир Р. Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. — М.: Недра, 1982, с. 126—133.
6. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах/Справочник. Баяк Е. И., Томашевская И. С., Добрынин В. М. и др. Под ред. Воларовича, 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1988, 255 с.

Р. Ч. Гулиев

АЗЭРБАЙЖАНЫН ДЭРИНЛИКДЭ ЈЕРЛЭШЭН КОЛЛЕКТОР СҮХУРЛАРЫНЫН ЛАЈЫ МОДЕЛЛЭШДИРЭН ШЭРАИТДЭ ЕЛЕКТРИККЕЧИРИЧИ ХАССЭЛЭРИНИН ЕКСПЕРИМЕНТАЛ ТЭДГИГИ

Лајы моделлэшдиран шэраитдэ Азербайжанын нефт вэ газ дэниз јатаглары дојдурулмуш коллектор сүхурларынын, онларын һәгиги тәркиби, семент тәркиби, мәсәмәлији, еләчә дэ орада јерлэшән мајенин концентрасијасыны нәзәрә алмагла електриккечиричилији хассәләринә еффекив тәзјиг вэ температурун тәсири өјрәнлимиш вэ онларын кәмијјәтчә дәјишмәсини кәстәрән ганунаујундулар тәјјин олунмушдур.

R. D. Kuliev

EXPERIMENTAL STUDIES ON ELECTRO-CONDUCTIVE PROPERTIES ON DEEP-SEATED RESERVOIR-ROCKS OF AZERBAIJAN UNDER CONDITIONS SIMULATING RESERVOIR ONES

Under conditions simulating reservoir ones the author has studied the influence of effective pressure and temperature upon electro-conductive properties of reservoir-rocks saturated samples from offshore oil and gas deposits of Azerbaijan taking into account their material content, cement and porosity and saturating fluid concentration as well. The quantitative regularities of their change have been determined.

УДК 551.7.02+552.54

А. С. ЖДАНОВ

ИЗУЧЕНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ ПРОДУКТИВНЫХ, СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНЫХ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ РИТМО-КОРРЕЛЯЦИОННЫМ МЕТОДОМ

Залежи нефти в карбонатных коллекторах относятся к категории сложных, а их запасы к трудно извлекаемым. Связано это со значительной неоднородностью строения продуктивных пластов, особенностями структуры пустотного пространства и свойствами содержащихся в них флюидов.

Изменение свойств нефтегазопродуктивных карбонатных пород влияет на распределение в них запасов углеводородов и должно учитываться при их разработке.

Методы изучения неоднородности продуктивных пластов, широко используемые при исследовании терригенных разрезов, зачастую оказываются малоэффективными для карбонатных коллекторов. Объясняется это не только сложностью геологического строения карбонатных отложений, но и меньшими разрешающими возможностями методов геофизических исследований скважин (ГИС) в чистом карбонатном разрезе с низким содержанием терригенного материала.

Трудности при изучении карбонатных отложений возникают уже на первом этапе обработки данных ГИС при расчленении разрезов скважин и их корреляции. Серьезным препятствием для выполнения корреляции чисто карбонатного разреза является отсутствие возможности уверенного выделения в нем реперов и пластов с разной литологией. Нередко это приводит к противоположным решениям при корреляции такого разреза, что неизбежно снижает достоверность всех последующих геологических построений и выводов о пространственном размещении коллекторов, экранов, продуктивных горизонтов и т. д. Поэтому в карбонатном разрезе традиционные методы корреляции не могут быть применены так же успешно, как в терригенном.

Для повышения надежности методов изучения карбонатных отложений целесообразно обратиться к их наиболее важным и характерным свойствам.

Работами Л. Б. Рухина (1953 г.), Н. М. Страхова (1960 г.), С. И. Романовского (1985 г.) и других исследователей установлено, что доминирующим свойством карбонатных отложений является их слоистость и ритмичность строения.

Ритмичное строение пород, отражающее вертикальные перемещения поверхности осадконакопления, свойственно любой осадочной толще, но специфика образования карбонатных отложений в условиях мелководного моря отвела им особую роль чувствительного индикатора базиса седиментации. Это свойство карбонатных отложений является источником повышения надежности интерпретации

геолого-геофизической и промысловой информации, используемой для промышленной оценки залежей нефти в карбонатных отложениях.

Несмотря на то, что исследования ритмичности отложений получили широкое распространение, тем не менее при решении конкретных задач промысловой геологии, связанных с изучением внутреннего строения залежи нефти, представления о ритмичности строения продуктивной толщи практически не учитываются.

Фундаментальные исследования роли ритмичности в формировании карбонатных отложений были выполнены А. Б. Вистелиусом (1963 г.), У. Крамбейном и Л. Л. Шлоссом (1963 г.), Л. Д. Кнорингом и В. Н. Дечем (1972 г.).

В работах этих исследователей было показано, что в распределении пористости карбонатных пород существуют определенные закономерности, связанные с периодическими тектоническими движениями в период осадконакопления [1]. Материалы геофизических исследований скважин содержат информацию о скрытых периодических процессах [2].

Корреляцию «немых» карбонатных толщ можно существенно уточнить используя сведения о границах простых седиментационных циклов* осадочных пород [3].

В соответствии с современными представлениями теории ритмо-седиментогенеза в реальных разрезах осадочных толщ зафиксирована информация о сложном колебательном движении поверхности осадконакопления происходившем в результате наложения ряда простых гармонических колебаний каждое из которых вызвано определенным внешним гравитационным воздействием на Землю [5]. Влияние строго периодических космических процессов на формирование осадочных толщ открывает новые возможности их изучения с применением математических методов исследования.

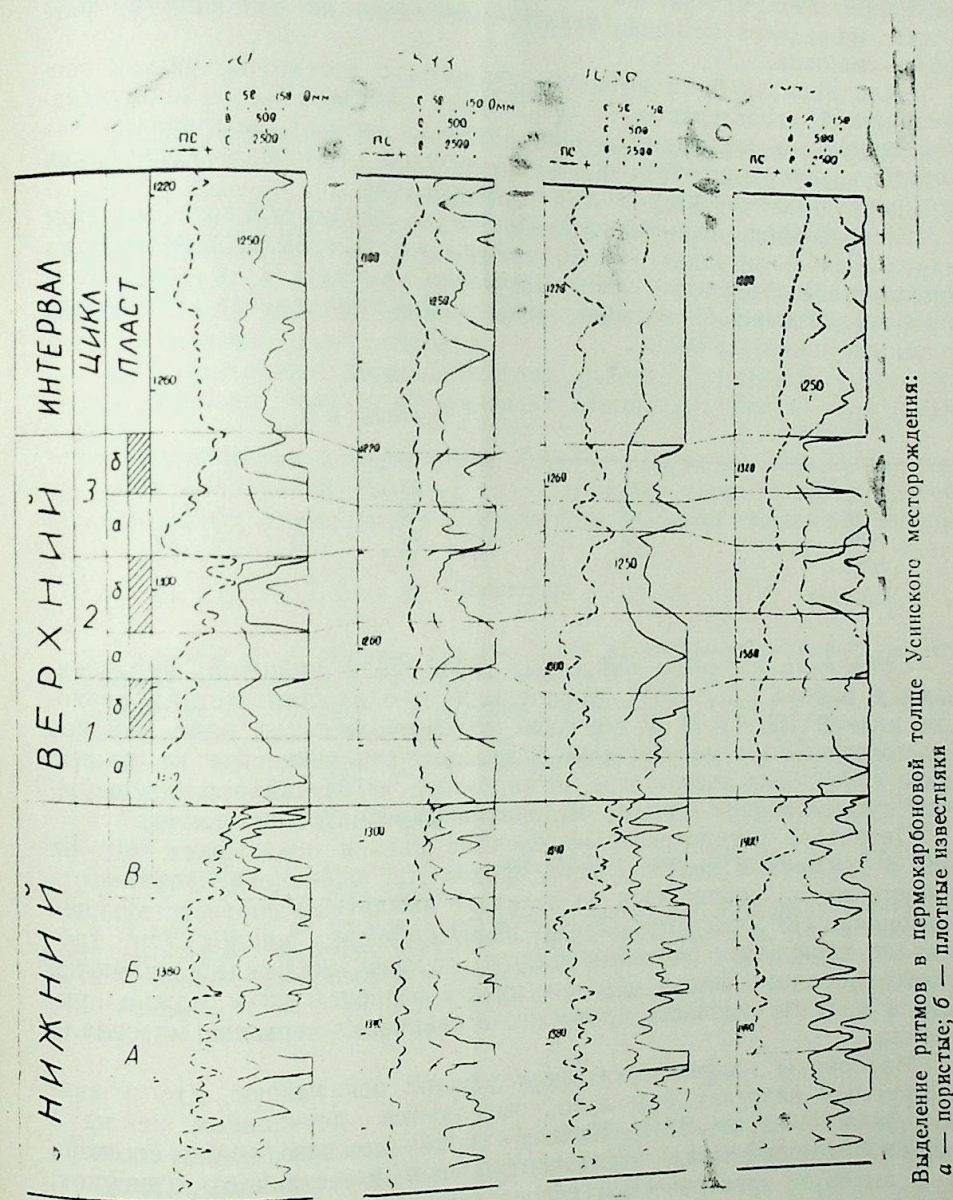
Для выявления скрытых в разрезах скважин периодичностей может быть применен гармонический анализ. Если в результате такого анализа удастся установить, что в разрезах разных скважин присутствуют сходные гармоники, то можно предположить, что циклы описываемые этими гармониками и обусловили закономерности формирования данной осадочной толщи.

Геологическое осмысление найденных периодичностей с учетом литологического состава пород дает возможность соотнести их с конкретными седиментационными циклами. Полученные таким образом представления об особенностях геологического строения изучаемой толщи могут быть использованы для обоснования расчленения разрезов скважин и их корреляции.

Правомерность изложенного подхода рассмотрим на примере изучения продуктивных отложений пермокарбоневой залежи Усинского месторождения.

Пермокарбоневая залежь Усинского месторождения отличается большим этажом нефтеносности (до 380 м), высокой вязкостью нефти (до 700 мПа·с), сложным распределением в разрезе коллекторов с разным типом пустотного пространства. Исследования керна свидетельствуют о том, что разрез сложен биогенными, биоморфно-детритовыми известняками и доломитами с незначительным содер-

* Под простым циклом понимается устойчиво повторяющийся, генетически обусловленный набор пород [4].



Выделение ритмов в пермокарбоневой толще Усинского месторождения:
а — пористые; б — плотные известняки

жанием глинистого и алевроитового материала. Такие свойства пород, как плотность, трещиноватость, доломитизация, пористость, насыщенность нефтью и водой меняются по разрезу в широких пределах. Поэтому и конфигурация кривых ГИС по многим скважинам существенно отличается друг от друга. Это чрезвычайно осложняет интерпретацию материалов ГИС и практически исключает возможность проведения обычной, ручной корреляции по большинству разрезов скважин.

Для анализа были выбраны скважины с достаточно четкой геофизической характеристикой. На рисунке показана часть продуктивной толщи, включающая нижний интервал разреза, корреляция которого не вызывает трудностей, и верхний интервал, корреляция которого по большинству скважин неоднозначна.

Исследование скрытых периодичностей осуществлялось методом максимальной энтропии [6]. Для автоматизации была использована программа вычисления спектральной плотности [7]. В результате расчетов по каждой скважине выделено по три периода преобладающих гармоник (таблица).

№№ скв.	Периоды, м		
1040	45,5	24,5	12,5
1533	58	26	13
1038	52	27	16
1045	51,5	25,5	19,5
Среднее	52	26	15

Сравнение периодов найденных гармоник с данными, приведенными в работе [3, с. 201], свидетельствует о их соответствии периодам циклов III, IV, и V порядков, рассчитанных для ряда районов Советского Союза по методике, несколько отличающейся от нашей. Такое совпадение результатов, по-видимому, не случайно и подтверждает существование единого механизма карбонатакопления.

Детальное рассмотрение выделенных циклов показывает, что их роль в суммарном колебательном процессе не одинакова. Значимость каждого цикла оценивается по величине амплитуды соответствующей гармоники. По этому показателю вклады средних циклов (см. таблицу) с периодами, близкими к 26 м, по всем скважинам являются преобладающими. Таким образом, цикл с периодом 26 м можно принять в качестве главного для исследованного верхнего интервала разреза.

Материалы геофизических исследований показывают, что в анализируемых разрезах отчетливо выделяются двучленные циклы с размерами от 20 до 27 м. Нижняя часть каждого цикла сложена трещиновато-пористыми, нефтенасыщенными известняками (рисунк, а) с высоким электрическим сопротивлением (до 2—6 тыс. Ом·м). Верхние части циклов (рисунок, б) сложены уплотненными породами с низкой нефтенасыщенностью, с электрическим сопротивлением, равным приблизительно 500 Ом·м.

В исследованных разрезах скважин присутствует по три главных цикла. В разных скважинах размеры этих циклов варьируют в не-

больших пределах, что отражает реальные условия осадконакопления.

В связи с тем, что процесс циклоседиментогенеза представляет собой региональное явление, сведения о размерах и внутреннем строении циклов могут использоваться при расчленении разрезов скважин и их корреляции в тех случаях, когда обычная интерпретация материалов исследований затруднена.

Выводы

1. Представления о ритмичности вертикальных колебательных движений поверхности осадконакопления и тесной связи с ними облика и состава сформированных под влиянием этого процесса процессов отложений получили подтверждение практикой и могут рассматриваться как геологический закон.

2. Выявление простых периодичностей, составляющих сложный колебательный процесс, может осуществляться по материалам ГИС методом максимальной энтропии.

3. В изучаемом первокарбовом разрезе Усинского месторождения выявлены три преобладающих гармоники с периодами 52,26 и 15 м.

4. Полученные данные могут быть использованы для более уверенного расчленения разрезов скважин и их корреляции с учетом установленных особенностей циклического строения осадочной толщи.

Литература

1. Вистелюс А. Б. Фазовая дифференциация палеозойских отложений среднего Поволжья и Заволжья. — М.—Л.: Изд. АН СССР, 1963—200 с.
2. Кноринг Л. Д., Деч В. Н. Изучение колебательных движений методами выявления скрытых периодичностей. — Сов. геология, 1972, № 5, с. 81—93.
3. Деч В. Н., Кноринг Л. Д. Методы изучения периодических явлений в геологии. — Л.: Недра, 1985.—255 с.
4. Романовский С. И. Динамические режимы осадконакопления. — Л.: Недра, 1985.—262 с.
5. Циклическая и событийная седиментация/Под ред. Эйзеле, А. Зейлахера. Пер. с англ. — М.: Мир, 1985.—504 с.
6. Писаренко В. Ф. Спектральная оценка максимальной энтропии и ее использование для определения частот гармоник. — В кн.: Интерпретация данных сейсмологии и неотектоники/Вычислительная сейсмология, вып. 8. М.: Недра, 1977, с. 83—119.
7. Романова Н. М. и др. О спектральном анализе временных рядов геомагнитного поля методом максимальной энтропии. — Препринт. ИЗМИРАН СССР, 1979.—36 с.

А. С. Жданов

РИТМ-КОРРЕЛЯЦИЈА УСУЛУ ИЛӘ МҮХТӘЛИФЧИНСЛИ МӘЪСУЛДАР КАРБОНАТЛЫ ЛАЈ ГАЛЫНЛЫГЛЫ РЕЗЕРВУАРЛАРЫН ӨРӘНИЛМӘСИ

Тәмиз килсиз карбонатлы чөкүнтүләрин корреляциясы вә нөвбәләшмәсиндә олан чәтинликләрин арадан галдырылмасында гују кәсилшләринин ачылмасынын комплекс тәдгигатларын периодиклији эффектив үсул сајылыр. Усин јатағынын перм-карбон чөкүнтүләринин өрәнилмәсиндә бу үсулун имканлары көстәрилир. Гују кәсилшләринин нөвбәләшмәси вә корреляциясында ајрылмыш силсиләләр һаггында мәълуматлар верилир вә һәмин мәълуматларын сонрақы истифадәсинә ујгун тәклифләр едилир.

STUDY OF RESERVOIRS OF PRODUCTIVE LAMINATED
HETEROGENEOUS CARBONATE STRATA BY THE
RHYTHMIC CORRELATION METHOD

A complex of studies on revealing periodicities hidden in a well sections is an effective technique for overcoming difficulties while dismembering and correlating clear non-clayly carbonate depositions. Possibilities of this method are illustrated by an example of the study of Permian carbonic depositions in the reservoir of Usinskoe. The author shows the data on the distinguished cycles, and gives recommendations for a further use of this information when dismembering the sections of a well and their correlation.

УДК 550.83:622.241

Р. Д. ДЖЕВАНШИР, М. А. КАЗИЕВА

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН
АВПД И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПОРОВЫХ
ДАВЛЕНИЙ ПО МАТЕРИАЛАМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Петрофизической основой оценки поровых давлений в глинах является зависимость между пористостью глин k_n и эффективным давлением (напряжением) скелета породы ($\sigma_{эф}$). Эта зависимость имеет следующий вид [1, 2, 4, 5]:

$$k_n = k_{n,0} e^{-\beta \sigma_{эф}}, \quad (1)$$

где k_n , $k_{n,0}$ — пористость глин, соответственно, на заданной глубине H и наземной поверхности; β — коэффициент необратимого уплотнения породы.

Как показано в [1], формула (1) может быть преобразована следующим образом:

$$\lg k_n = \lg k_{n,0} - \beta \sigma_{эф} \lg e = \lg k_{n,0} - \beta H (g \gamma_{н,ср} - \eta_n) \lg e = \lg k_{n,0} - AH, \quad (2)$$

где $A = \beta (g \gamma_{н,ср} - \eta_n) \lg e \approx \text{const}$; η_n — градиент нормального порового давления, g — ускорение силы тяжести, $\gamma_{н,ср}$ — средняя плотность пород.

Отсюда следует, что логарифм коэффициента пористости линейно изменяется с глубиной в зависимости от величины A , пересекая на земной поверхности величину $k_{n,0}$. При наличии в разрезе аномально высоких давлений (АВПД) эффективные напряжения оказываются меньше, чем для условий нормальных давлений, и зависимость $\lg k_n = f(H)$ отклоняется от линейной, отражая увеличение коэффициента пористости по сравнению с его нормальным значением.

На этом явлении основаны существующие способы выделения и количественной оценки АВПД [1—5].

Как известно, в практике оценки поровых давлений в глинах по материалам акустического каротажа для построения линии нормального уплотнения обычно используют зависимость логарифма интервального времени пробега упругих волн (Δt) от глубины [1, 4, 5]. Однако, как будет показано ниже, эта зависимость на участках нормального уплотнения недостаточно адекватно отражает линейную связь логарифма коэффициента пористости с глубиной.

Используемая в акустическом каротаже формула для оценки коэффициента пористости на глубине H имеет вид:

$$k_n = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_{ж} - \Delta t_m}, \quad (3)$$

где Δt , Δt_m и $\Delta t_{ж}$ — интервальное время пробега упругих волн в породе, в матрице и в жидкости соответственно.

Подставив (3) в (2) и решая эти уравнения совместно, получим:

$$\lg \left(\frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_{ж} - \Delta t_m} \right) = \lg \left(\frac{\Delta t_0 - \Delta t_m}{\Delta t_{ж} - \Delta t_m} \right) - AH, \quad (4)$$

где Δt_0 — интервальное время пробега упругих волн в породе на земной поверхности. Полагая, что Δt_m и $\Delta t_{ж}$ являются постоянными величинами, после несложных преобразований формулу (4) можно привести к виду:

$$\lg(\Delta t - \Delta t_m) = \lg(\Delta t_0 - \Delta t_m) - AH, \quad (5)$$

Из формулы (5) следует, что линейная связь между интервальным временем пробега упругих волн в глинах и глубиной при условии нормального их уплотнения более объективно отражается графиком зависимости $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$, нежели зависимостью $\lg(\Delta t) = f(H)$.

На рис. 1 приводится кривая изменения $\lg(\Delta t - \Delta t_m)$ с глубиной, полученная по данным акустического каротажа в скв. 5 морского месторождения им. 28 Апреля, относящегося к Апшероно-Прибалханской зоне поднятий. Значение Δt_m для глин принималось равным 154 и 240 мкс/м с учетом рекомендаций, данных в [1, 3, 6], хотя могут быть взяты и другие значения, например, 180 мкс/м [4]. На этом же рисунке нанесены и рассчитанные по кривым $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$ кривые зависимости $\lg \Delta t = f(H)$ для той же скважины.

Как видно из рис. 1, зависимости $\lg \Delta t = f(H)$ имеют достаточно существенный изгиб, особенно начиная с глубины порядка 2000 м, что связано с асимптотическим приближением их с глубиной к значению Δt_m . Отсюда следует, что применение графиков зависимости $\lg \Delta t = f(H)$ для целей экстраполяции или других подобных операций, связанных с оценкой АВПД, заведомо предполагает наличие определенных погрешностей, которые будут возрастать с увеличением глубины скважины. В этих условиях использование графиков $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$ позволит, на наш взгляд, устранить отмеченные погрешности, повысить обоснованность и точность количественной оценки поровых давлений по материалам акустического каротажа.

Для того, чтобы наглядно продемонстрировать, насколько могут различаться в реальных условиях результаты количественной оценки поровых давлений соответственно по кривым $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$ и $\lg \Delta t = f(H)$, приведем результаты такой оценки по скв. 5 месторождения им. 28 Апреля (рис. 2). Значение Δt_m принималось равным 154 мкс/м [3, 6]. Как видно, до глубины порядка 2000 м результаты расчетов, выполненных по известной методике [1, 4], мало различаются между собой. Однако, начиная с глубины 2000 м отмечается увеличение расхождения оценки поровых давлений и их градиентов. Абсолютные значения этого расхождения достигают, соответственно, по давлениям 6 МПа и по градиентам давлений 0,0118 МПа/м, а относительное расхождение доходит до 15% и более. Следует отметить, что глубина скв. 5 относительно невелика и составляет 3800 м. Оче-

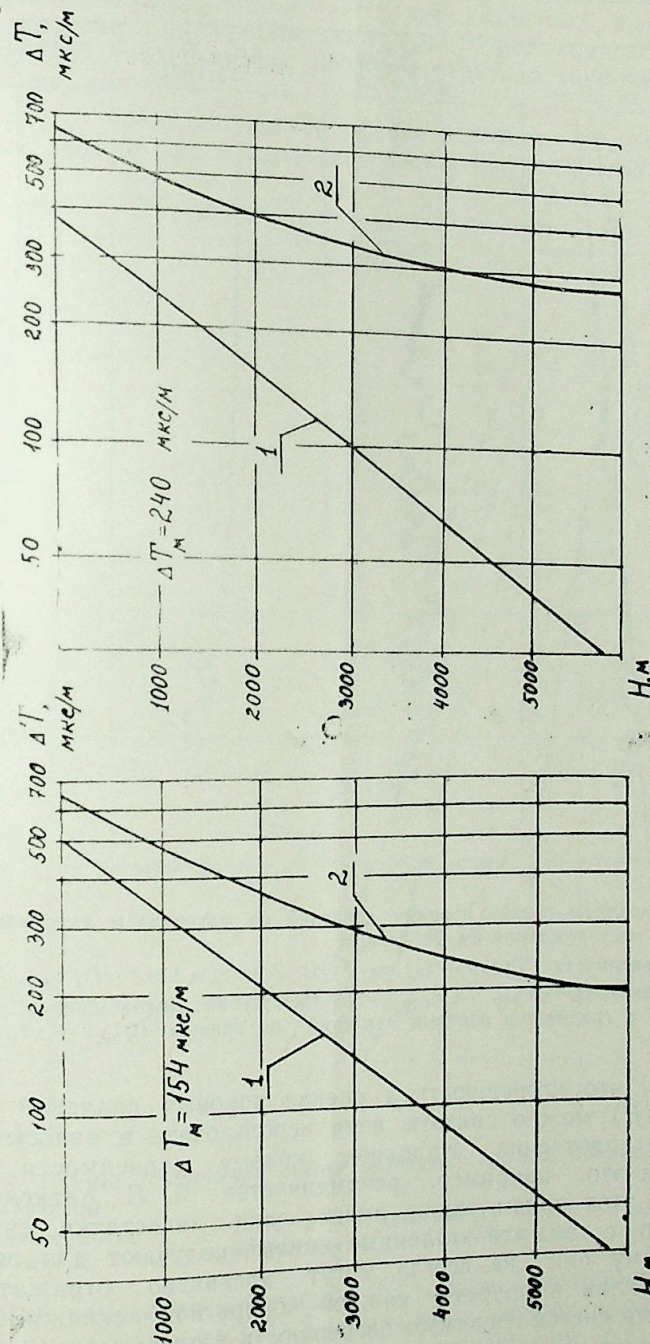


Рис. 1. Зависимости: — 1 — $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$ и 2 — $\lg \Delta t = f(H)$ от глубины при различных значениях Δt_m

видно, что с дальнейшим возрастанием глубины указанное расхождение еще более возрастет.

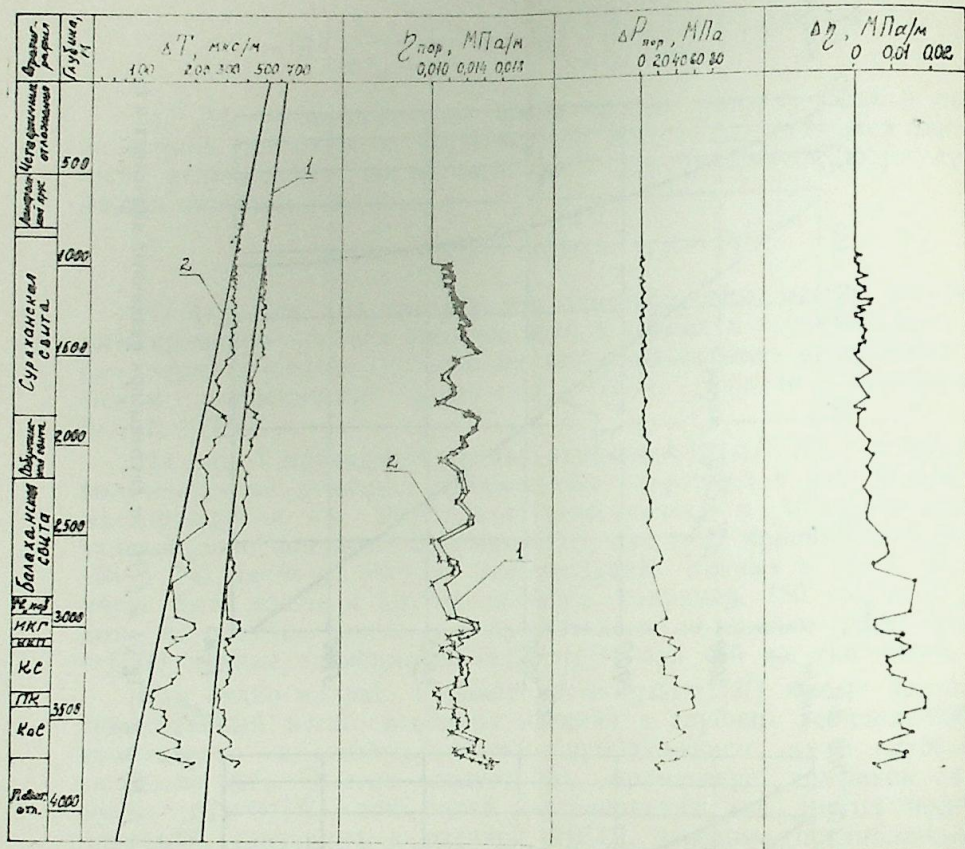


Рис. 2. Результаты оценки поровых давлений по материалам акустического каротажа в скв. 5 месторождения им. 28 Апреля:

1 — по зависимости $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$; 2 — $\lg \Delta t = f(H)$; $\gamma_{\text{пор}}$ — градиент порового давления, $\Delta P_{\text{пор}}$, $\Delta \gamma_{\text{пор}}$ — соответственно расхождения в оценке поровых давлений и градиентов поровых давлений по кривым $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$ и $\lg \Delta t = f(H)$

Заметим, что погрешность в оценке поровых давлений по кривой $\lg \Delta t = f(H)$ можно снизить, если использовать в качестве линий нормального уплотнения эталонные кривые зависимости $\lg \Delta t$ от глубины, как это, например, рекомендуется Б. Л. Александровым [1]. Однако этот прием также имеет свои недостатки, связанные, прежде всего, с тем, что эталонные кривые получают для региона в целом, поэтому они не всегда могут адекватно отражать закон уплотнения глин в разрезе каждой конкретной скважины и тем самым вносить систематическую погрешность в расчеты.

При наличии достаточно представительной информации об изменении Δt глин в зонах нормального уплотнения представляется возможным решить обратную задачу: путем несложных математиче-

ских или графических операций оценить вероятное значение Δt_m для глин конкретного разреза. Для этого достаточно, например, по фактическим данным об изменении Δt с глубиной построить серию кривых зависимости $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$ при различных значениях Δt_m . Кривая, которая наилучшим образом будет аппроксимироваться прямой при линейной зависимости, позволит судить о наиболее вероятном значении Δt_m для глин.

На рис. 3 приведен пример оценки величины Δt_m глин по предлагаемому способу для осадочного разреза Южной Луизианы (США).

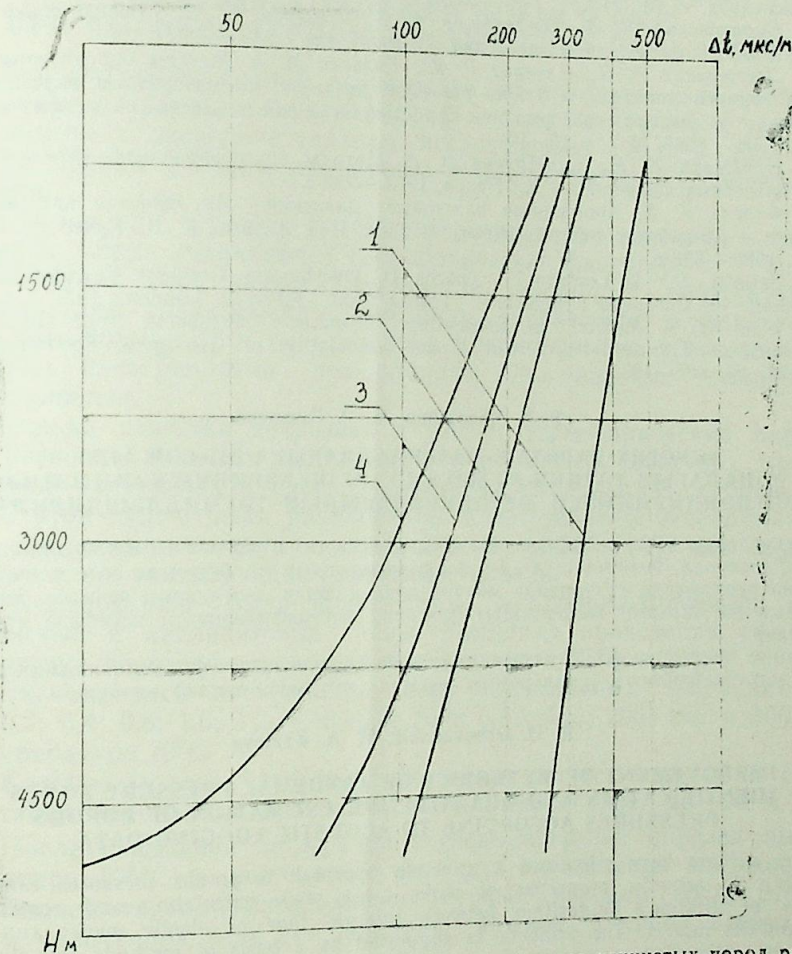


Рис. 3. Пример графической оценки значения Δt_m для глинистых пород разреза Южной Луизианы:

1 — зависимость $\lg \Delta t = f(H)$; 2 — 4 — зависимости $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$ ($\Delta t_m = 154$ мкс/м; 3 — $\Delta t_m = 197$ мкс/м; 4 — $\Delta t_m = 239$ мкс/м)

Данные об изменении с глубиной Δt глин в зоне нормального уплотнения заимствованы из [7]. Как видно из выполненных нами расчетов и построений, наиболее вероятным значением Δt_m для разреза Южной Луизианы является 154 мкс/м, так как именно при этом значении зависимость $\lg(\Delta t - \Delta t_m) = f(H)$ близка к линейной (рис.

3, кр. 2). Интересно, что значение $\Delta t_m = 154$ мкс/м для глин полностью согласуется с рекомендациями работы [6].

Описанные подходы предлагается положить в основу всех методов изучения уплотнения глин и оценки поровых давлений по материалам акустического каротажа, а также сейсморазведки.

Литература

1. Александров Б. Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. — М.: Недра, 1987.—216 с.
2. Буряковский Л. А., Джебваншир Р. Д., Алиев Р. Ю. Геофизические методы изучения геофлюидальных давлений. — Баку: Элм, 1986—148 с.
3. Джебваншир Р. Д., Алиев Р. Ю., Казиева М. А. Методы определения порового и горного давления, а также давления разрыва по материалам акустического каротажа. — Экспресс-информация. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВНИИОЭНГ, 1986, № 7, с. 16—19.
4. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. — М.: Недра, 1978.—232 с.
5. Фергль У. Х. Аномальные пластовые давления. Их значение при поисках, разведке и разработке ресурсов нефти и газа. Пер. с англ. Е. В. Кучерука. — М.: Недра, 1980.—398 с.
6. Bellotti P., Di-Lorenzo V., Giacca D. Overburden Gradient Calculation from Sonic Log.—6. European Symposium Transactions, SPWLA, London, 1979. — 27 p.
7. Ham H. A Method of Estimating Formation Pressures from Gulf Coast Well logs. — Transactions of Gulf Coast Association of Geological Societies, 1966, vol. XVI, pp. 185—197.

Р. Ч. Чаваншир, М. Ә. Газыјева

АКУСТИК КАРОТАЖ МАТЕРИАЛЛАРЫНА ЭСАСЭН АЛТ ЗОНАЛАРЫН ТЭЛИНИ ВӘ МЭСАМӘ ТЭЗЈІГЛӘРИНИН КӘМИЛЛӘТЧӘ ГИЈМӘТЛӘНДИРИЛМӘСИ МЕТОДИКАЛАРЫНЫН ТӘКМИЛЛӘШДИРИЛМӘСИ

Сүхурларын акустик хәссәләринә кәрә мөсәмә тәзјигләринин гијмәтләндирилмәсинә олан принципал јанашма үсулу әсәсләндирилмышдыр ки, бунун да әсәс мөғзи һесаплама вә гурмаларда сүхурларда мөвчуд олан еластик далгаларын кечмәси, интервал вахтыннын вә онларын матрисалары фәргинин логарифмләриндән истифадә етмәкдән ибарәтдир.

Һәмин принципин АЛТ акустик, еләчә дә сејемик кәшфијјат материалларына әсәсән гијмәтләндирилмәси үсулларынын әсасында гојулмасы тәклиф олунур.

R. D. Dzhevanshir, M. A. Kazieva

IMPROVEMENT OF METHODICS OF ABNORMAL PRESSURE ZONES IDENTIFICATION AND QUANTITATIVE ESTIMATION OF POROUS PRESSURES ACCORDING TO ACOUSTIC LOGGING DATA

The authors have stipulated a principle approach to porous pressures estimation according to acoustic properties of rocks using while calculating and constructing a value of difference logarithm between interval time of elastic waves run in a rock and its matrix. The principle is suggested as a basis of methods for abnormal pressures estimation according to acoustic logging data and seismic prospecting as well.

УДК 553.981.982:001

А. А. ИМАНОВ, Т. Х. СУЛЕЙМАНОВ

ОЦЕНКА НЕКОТОРЫХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ ВЫСОКИХ ТЕРМОБАРИСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРАХ

Для получения полной информации об экранирующих свойствах глинистых покрышек залежей нефти и газа на больших глубинах необходимо в экспериментальных исследованиях создать для испытуемой породы условия идентичные его естественным условиям залегания.

Однако при изучении и прогнозировании экранирующих свойств глины не всегда учитываются термобарические факторы.

Вместе с тем низкие показатели некоторых экранирующих свойств глин (пластичность, плотность, пористость, влажность, содержание воды и др.), определенных в атмосферных условиях, могут обладать качественными показателями при высоких термобарических условиях.

Оценка качества покрышек с учетом термобарических параметров позволит получить надежные информации о свойствах глин на глубоких залеганиях и прогнозировать их на большие глубины.

С этой целью были разработаны и изготовлены экспериментальные установки по типу, описанному в работе [1], для изучения свойств глин, учитывающих пластовые условия.

Исследованию были подвергнуты монтмориллонитовые, гидрослюдистые и каолинитовые глины. Методика проведения опытов и подготовка образцов пород подробно описана в работе [2].

Эксперименты проводились при эффективных давлениях 0,05; 0,1; 0,2; 0,4; 0,8; 1,6; 3,2; 6,4; 12,8; 25,6; 5,12; 100; 200; 250 и 300 МПа и температуре 70°C.

Каждая ступень нагрузки действовала до тех пор, пока осадка не стабилизировалась. Для этого обычно требовалось 20—20 ч.

После испытания на каждой ступени нагрузки образец высушивался при 105°C до постоянного веса для определения влажности.

Влажность глин определялась весовым методом после стабилизации уплотнения глин от действия каждой ступени нагрузки по формуле:

$$W = \frac{g_w + (g_1 - g_k)}{g_c}, \quad (1)$$

где g_k — вес образца в конце опыта; g_w — вес всей воды в образце в конце опыта

$$g_w = g_k - g_c,$$

где g_c — вес высушенного образца (после испытания):

g_1 — вес образца породы после уплотнения при каждой ступени нагрузки.

Зная весовую влажность образца, находим коэффициент пористости по формуле:

$$k_n = W \cdot \gamma_n, \quad (2)$$

где γ_n — удельный вес образца.

По полученным экспериментальным данным строились кривые уплотнения. Установлено, что процесс отжимания воды из глин с увеличением давления происходит непрерывно и при этом влажность этих глин становится меньше, чем их максимальная молекулярная влажность, определенная методом А. Ф. Лебедева [3].

Влажность, количество отжатой воды и пористость глин в конце действия каждой ступени нагрузки, с учетом и без учета температуры, приведены в таблицах 1, 2.

Как видно из таблиц, процесс отжимания воды при прочих равных условиях зависит от минералогического состава глин.

Наиболее интенсивное отжатие воды происходит при уплотнении каолинистых глин, в то время как монтмориллонитовые глины сохраняют высокую влажность при нагрузках до 300 МПа.

Как известно, монтмориллонитовые глины обладают высокой молекулярной и гигроскопической влажностью и дисперсностью [4]. Эти факторы причинно связаны не только с содержанием воды в глинах, но и пластичностью.

Кроме того, монтмориллонитовая глина состоит из более тонких пластинок, чем гидрослюдисто-каолинистые глины. Это обуславливает высокую пластичность монтмориллонитов. Меньшая толщина пластинок монтмориллонита и их большее число определяют более высокие коллоидные и физико-химические свойства, чем у каолинистых.

Монтмориллонитовые глины являются более гидрофильными, потому они легко и самостоятельно распускаются (как бы коллоидно растворяются) в воде и набухают, а следовательно, дают высокие дисперсные суспензии с большим содержанием коллоидной фракции. Этим и объясняется менее интенсивное отжатие воды из монтмориллонитовой глины по сравнению с другими типами.

Жесткость и постоянство межпакетных расстояний у каолинистых глин, обуславливает их слабую гидрофильность (ограничивает их взаимодействие с водой). Поэтому эти глины плохо растворяются в воде и мало набухают, что приводит к получению грубодисперсных и менее коллоидных систем.

Следовательно, при прочих равных условиях, в процессе одновременного уплотнения песков и песчаников, контактирующих с глинами различного минералогического состава, в них могут возникнуть разные по величине пластовые давления.

Экспериментально изучено также изменение плотности глин в процесс отжимания воды при уплотнении до величины всестороннего сжатия 300 МПа.

Плотность глин определялась весовым методом по формуле:

$$\gamma_n = \frac{g_1}{V}, \quad (3)$$

где V — объем породы, см³.

Таблица 1

Изменение влажности и пористости глин при отжатии воды в условиях всестороннего сжатия

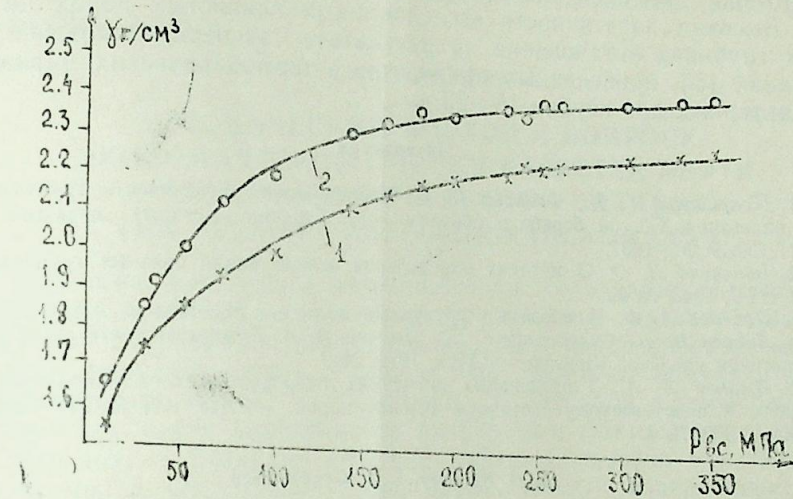
$P_{\text{сж}},$ МПа	Монтмориллонитовая глина, обр. № 1			Гидрослюдистая глина, обр. № 2			Каолинистая глина, обр. № 3		
	влажность, %	содержание воды, %	пористость, %	влажность, %	содержание воды, %	пористость, %	влажность, %	содержание воды, %	пористость, %
0	100,0	100,0	3,1055	91,49	100,0	2,4976	88,00	100,0	2,4552
0,05	70,88	70,88	1,9546	62,42	68,56	1,4625	49,28	56,00	1,3391
0,1	66,12	66,12	1,2110	48,18	52,93	1,0040	45,56	51,77	0,8475
10	47,15	47,12	0,8800	35,50	39,01	0,7325	30,00	34,09	0,6405
30	38,00	38,00	0,7711	27,10	30,00	0,5527	22,22	25,23	0,4650
50	25,10	25,10	0,6927	18,50	20,33	0,5087	16,30	18,52	0,3500
100	21,38	21,38	0,5900	15,88	17,40	0,4345	12,61	14,30	0,2350
200	18,84	18,84	0,5200	12,95	13,13	0,3300	9,42	10,70	0,1750
250	18,45	18,45	0,5092	10,27	11,29	0,2805	7,50	8,52	0,1600
300	18,10	18,10	0,5050	9,92	10,91	0,2728	6,00	7,00	0,1560

Таблица 2

Изменение влажности и пористости глин при отжатии воды в условиях всестороннего сжатия и температуры

$P_{эф}$, МПа	Монтмориллонитовая глина, обр. № 1				Каолинитовая глина, обр. № 3			
	влажность, %	содержание воды, %	пористость, %		влажность, %	содержание воды, %	пористость, %	
0	100,0	100,0	3,1055		88,00	100,0	2,4552	
0,1	43,88	43,88	1,100		30,16	34,20	0,8287	
10	31,88	31,88	0,7960		22,22	25,34	0,6271	
30	25,50	25,50	0,6210		13,06	14,00	0,4000	
50	20,10	20,10	0,5650		9,31	10,58	0,2800	
100	15,85	15,85	0,4100		6,73	7,65	0,1837	
200	13,95	13,95	0,3850		4,86	5,75	0,1326	
250	12,41	12,41	0,3425		4,68	5,32	0,1277	
300	12,23	12,23	0,3375		4,50	5,11	0,1228	

На рисунке приведены кривые изменения плотности, а в таблицах 1, 2 пористость глин разных типов в зависимости от всестороннего сжатия.



Экспериментальные кривые изменения плотности монтмориллонитовых (1) и каолинитовых (2) глин в зависимости от возрастающего с глубиной геостатического (всестороннего) давления в процессе осадконакопления

Как видно из рисунка и таблиц, с ростом давления плотность глин возрастает, пористость уменьшается, причем каолинитовые глины уплотняются более интенсивно, а пористость уменьшается значительно больше, чем у монтмориллонитовых глин, вследствие лучшего отжимания воды.

При сопоставлении значений пористости, влажности и содержания воды, определенных в условиях всестороннего сжатия (см. табл. 1), со значениями этих же параметров, определенных в условиях давления и температуры (см. табл. 2), видно, что температура приводит к снижению влажности, содержания воды в глинах и пористости.

Как видно из табл. 1, на глубине, соответствующей эффективному давлению 100 МПа, влажность составила 21,38; 15,88; 12,61%, а содержание воды 21,38; 17,40 и 14,30%, соответственно для монтмориллонитовых, гидрослюдистых и каолинитовых глин (при исходной влажности 100,0; 91,49 и 88,0%). На глубине, соответствующей эффективному давлению 300 МПа, влажность монтмориллонитовых, гидрослюдистых и каолинитовых глин составила соответственно 18,1; 9,92 и 6,0%.

С учетом температуры на глубине, соответствующей эффективному давлению 100 МПа, влажность монтмориллонитовых и каолинитовых глин составила соответственно 15,85 и 6,73%, содержание воды 15,85 и 7,65%. На глубине, соответствующей эффективному давлению 300 МПа, значения их составили соответственно 12,23; 4,5 и 12,23; 5,11% (см. табл. 2).

Установлено, что в условиях АВПод и низких пластовых температур, характерных для месторождений Бакинского архипелага, по расчетным данным на глубине 20 км эффективное давление составит примерно 100 МПа и на этой глубине возможны надежные глинистые покрышки с высокой пластичностью и содержанием воды.

Высокая пластичность исследованных глинистых пород на больших глубинах установлена в результате экспериментальных исследований [5], проведенных при высоких термобарических параметрах, характерных для глубин 18—20 км.

Литература

1. Покровский Г. И., Федоров И. В. Исследование устойчивости грунтов глубокого залегания. Сб. по борьбе с обвалами при бурении нефтяных скважин. ОНТИ ИХПТ СССР. М., 1937.
2. Бойченко П. О. О методах определения консистенции связных грунтов. Науч. бюлл. ЛГУ, 1948, № 21.
3. Лебедев А. Ф. Почвенные и грунтовые воды. — М.: Изд-во АН СССР, 1936.
4. Бабаев Н. Б., Сулейманов Т. Х., Иманов А. А. Компрессионные свойства глин при высокой удельной нагрузке. — АНХ, 1970, № 1.
5. Иманов А. А. О предельных значениях гидростатического напряжения, приводящего к пластическому состоянию горных пород. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1979, № 4.

А. Э. Иманов, Т. Х. Сулейманов

НЕФТ ВӘ ГАЗ ЛАЙЛАРЫНЫ ПOKPЫШКАЛАРЫНЫ ТӘШКИЛ ЕДӘМ КИЛЛӘРИН БӘЗИ ХАССӘЛӘРИНИН ЛҮКСӘК ТӘЗЈИГ ВӘ ТЕМПЕРАТУР ШӘРАИТИНДӘ ГИЛМӘТЛӘНДИРИЛМӘСИ

Мәғаләдә сабит температур шәраитиндә мұхтәлиф килләрин хассәләринә тәзјигин тәсири өјрәнилмишдир.

Тәзјиг 0,05 МПа-дан 300 МПа-ја гәдәр дәјишилмиш, температур исә 70°C сәвијјәсиндә сахланылмышдыр.

Апарылмыш тәдқиғатлар көстәрмишдир ки, һәртәрәfli тәзјигин артырылмасы, килләрин тәркиб һиссәсиндән асылы олараг, онларын сыхлыгына, мөсамәлик вә тәркибләриндә олан сујун мигдарынын дәјишмәсинә сәбәб олур.

Тәјин олунмушдур ки, каоиниј килләри монтмориллонит килләринә нисбәтән даһа чоһ сыхлыр.

A. A. Imanov, T. Kh. Suleimanov

EVALUATION OF SOME PROPERTIES OF CLAYEY CAPS IN OIL AND GAS RESERVOIRS AT HIGH THERMOBARIC PARAMETERS

The article gives the test results of pressure influence at constant temperature upon the properties of different clays.

Pressure change was 0.05—300 mPa, and temperature was maintained at 70°C.

The studies carried out have shown that the content of clays used influences the change in water content, density and porosity while increasing pressure of all-round compression.

УДК 622.276.5+665.61.03

С. Г. САЛИМОВА

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ВОПРОСУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА НЕФТИ С НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОЗИЦИЙ (НА ПРИМЕРЕ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР)

Экономическая оценка качества нефти — одна из сложных теоретических проблем, имеет важное практическое значение при решении задач по развитию нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности. Решение этой проблемы осложняется действием специфических особенностей в нефтяной промышленности: 1. Качество нефти определяется природными факторами, не зависит от человека. 2. Создание качества нефти не связано с какими-либо затратами. 3. Отсутствует зависимость между издержками производства добычи нефти и ее качеством. Однако между нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслями промышленности существуют определенные взаимосвязи по качеству перерабатываемых нефтей. Такие характеристики нефти, как содержание серы, потенциальное содержание фракций с температурой кипения до 360°C, потенциальное содержание базовых масел и т. д., существенно влияют на экономику нефтеперерабатывающих предприятий, так как лучшая по качеству нефть создает условия для обеспечения более высокой производительности труда и более полного удовлетворения потребностей народного хозяйства продуктами переработки нефти с наименьшими материальными и трудовыми затратами.

Особую актуальность проблема экономической оценки качества нефти приобретает в условиях Азербайджанской ССР — старейшего нефтяного района страны, где добывается дорогая, но качественная нефть. В настоящее время существуют определенные диспропорции между количеством добываемой нефти в республике и мощностями по ее переработке, для загрузки которых в 1985 г. завозились более дешевые западно-сибирская и бузачинская нефти. Поступление со стороны нефтей сернистого и парафинового основания на бакинские нефтеперерабатывающие заводы, размещенные в черте г. Баку, с одной стороны, негативно повлияло на экономику переработки нефти, с другой стороны, обострило экологическую обстановку в городе, поэтому вопросы экономической целесообразности развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности — отраслей специализации республики — имеют для Азербайджанской ССР первостепенное значение и тесно связаны с проблемой экономической оценки качества нефти.

Впервые вопросы экономической оценки качества нефти были рассмотрены в 60-х годах. Эта проблема освещалась в работах В. М. Андрианова, А. Н. Басова, З. И. Гутцайта, Б. Н. Давыдова,

С. Н. Ениколопова, Л. А. Кашницкого и других ученых и рассматривалась чаще всего в связи с ценообразованием и установлением цены на нефть.

В настоящее время при переходе предприятий на полный хозрасчет и самофинансирование повышается значение конечного результата их работы. Производство нефтепродуктов — это завершающее звено единого производственного процесса, который включает в себя геолого-разведочные работы, добычу, транспортировку нефти до нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) и ее переработку. По нашему мнению, экономическую оценку качества нефти следует проводить по конечной продукции, получаемой из нее. Необходимо учитывать все затраты, связанные с проведением геолого-разведочных работ, добычей, транспортировкой нефти и ее переработкой, которые несет народное хозяйство при производстве нефтепродуктов.

Ниже в зависимости от поставленной цели исследования предлагаются следующие формулы расчета показателей экономической оценки качества нефти:

$$\mathcal{E}_1 = \frac{C_d + C_T + C_p}{Q_1}, \quad (1)$$

$$\mathcal{E}_2 = \frac{C_d + C_T + C_p}{Q_2 + C_d}, \quad (2)$$

$$\mathcal{E}_3 = \frac{C_d + C_T + C_p}{Q_2 + Q_3}, \quad (3)$$

$$\mathcal{E}_4 = \frac{C_d + C_T + C_p}{Q_2 + C_d - Q_{TP}}, \quad (4)$$

где $\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \mathcal{E}_3, \mathcal{E}_4$ — уровень народнохозяйственных затрат на 1 р. товарной продукции, руб.;

C_d — себестоимость добычи нефти, тыс. руб.;

C_p — себестоимость переработки нефти на НПЗ без стоимости сырья, тыс. руб.;

C_T — себестоимость транспортировки нефти до НПЗ, тыс. руб.;

Q_1 — товарная продукция НПЗ, включая стоимость сырья, тыс. руб.;

Q_2 — товарная продукция НПЗ без стоимости сырья, тыс. руб.;

Q_3 — товарная продукция нефтедобывающего предприятия, тыс. руб.;

Q_{TP} — плата за трудовые ресурсы, тыс. руб.

С помощью формулы (1) можно определить уровень народнохозяйственных затрат на 1 р. товарной продукции на НПЗ при переработке определенной по качеству нефти, с учетом себестоимости геолого-разведочных работ, добычи и транспортировки нефти до НПЗ, ее переработки.

Формула (2) отражает народнохозяйственные затраты, приходящиеся на 1 р. товарной продукции, при этом исключается влияние оптовой цены на нефть, поставляемую на НПЗ (малосернистая — 31,5 р., сернистая и прочая — 30 р.) [1], на величину этого показателя. По нашему мнению, эта формула наиболее точно определяет,

во что обходятся народному хозяйству нефтепродукты из конкретной по качеству нефти, добытой на конкретном нефтедобывающем предприятии и переработанной на конкретном НПЗ, с учетом затрат на ее транспортировку.

С помощью формулы (3) можно рассчитать уровень затрат на 1 р. товарной продукции с учетом эффекта по нефтедобывающему и нефтеперерабатывающему предприятиям. Она показывает, как убытки, возникшие в результате добычи нефти на конкретном нефтедобывающем предприятии, компенсируются прибылью на НПЗ, перерабатывающем ее, и, наоборот, с учетом затрат по транспортировке нефти до НПЗ.

Формула (4), в отличие от формулы (2) учитывает отчисления предприятий за трудовые ресурсы. Норматив платы за трудовые ресурсы утверждается в размере 300 р. на одного работающего среднесписочного состава, а по отдельным трудоизбыточным регионам — 200 р. [2].

Затраты на добычу нефти (C_d) определяются как произведение количества ее переработки на НПЗ на себестоимость 1 т добычи нефти.

Себестоимость переработки нефти без учета стоимости сырья (C_p) — это затраты по обработке нефти.

Затраты по транспортировке нефти до НПЗ (C_T) определяются с учетом вида транспорта (трубопроводный, морской и т. д.), себестоимости единицы ее перекачки (перевозки) на 10 ткм расстояния транспортировки, расстояния и количества данной нефти, переработанной на НПЗ.

При определении показателя Q_2 из стоимости товарной продукции (Q_1) исключаются затраты, рассчитанные соответственно по оптовой цене на малосернистую или сернистую (высокосернистую) нефть, поступившую на НПЗ в переработку.

Стоимость товарной продукции добычи нефти (Q_3) определяется по зональным ценам предприятий на товарную продукцию.

В показателе Q_p рассматриваются отчисления нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего предприятий за использование трудовых ресурсов. Размер платы за трудовые ресурсы на НПЗ зависит от норматива и количества работников среднесписочного состава, для нефтедобывающего предприятия определяется плата за трудовые ресурсы, отнесенная на 1 т добытой нефти, которая затем распространяется на объем ее переработки.

Ниже предлагаются формулы для проведения оценки качества нефти по конечной продукции (нефтепродуктам):

$$\mathcal{E}_5 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \Pi_{ij} \cdot \Pi_i, \quad (5)$$

$$\Pi_{ij} = \frac{A_{ij}}{A_j}, \quad (6)$$

где \mathcal{E}_5 — экономическая оценка качества нефти по конечной продукции (нефтепродуктам);

P_{ij} — количество i -го нефтепродукта, выработанного на j -м заводе из 1 т сырья, т;

C_i — цена i -го нефтепродукта, руб;

A_{ij} — товарный выпуск i -го нефтепродукта на j -м заводе, тыс. т;

A_j — количество сырья, поступившего на j -й завод, тыс. т.

Экономическое содержание формулы (5) заключается в том, что с ее помощью можно оценить в стоимостной форме нефть по конечной продукции (нефтепродуктам). В зависимости от цели исследования можно сделать количественную (P_{ij}) и качественную (\mathcal{E}_5) оценки нефти по каждому или группе нефтепродуктов, полученных из 1 т сырья.

На основе предложенной методики были проведены технико-экономические расчеты и сопоставления нефтей азербайджанских, западно-сибирской и бузачинской, перерабатываемых на заводах республики, и сравнительная экономическая оценка западно-сибирской и азербайджанских нефтей, добываемых и перерабатываемых на месте. В расчете использовались данные за 1985 г.

На примере двух заводов Бакинского нефтеперерабатывающего завода (БНЗ) им. XXII съезда КПСС и ПО «Омскнефтеоргсинтез», первый из которых перерабатывает азербайджанские, западно-сибирскую и бузачинскую нефти, второй — западно-сибирскую нефть, и имеющих преимущество топливно-маляную схему переработки нефти, была проведена оценка качества азербайджанских и западно-сибирской нефтей по конечной продукции, получаемой из нее, по оптовым ценам предприятия, определены народнохозяйственные затраты на 1 р. товарной продукции. Аналогично была проведена оценка и сравнение привозных (бузачинской и западно-сибирской) нефтей с азербайджанскими нефтями на Ново-Бакинском нефтеперерабатывающем заводе (НБНЗ) им. Владимира Ильича и БНЗ им. XXII съезда КПСС.

При рассмотрении бакинских НПЗ: 1. Исключались нефтепродукты, полученные по межзаводскому обороту от других бакинских заводов, так как они безо всякой дополнительной обработки сразу направляются на смешение, заметно увеличивая объем готовой продукции, и искажают стоимостную оценку качества нефти. 2. Учитывались полуфабрикаты, полученные из нефти, поступившей на завод, и отпущенные по межзаводскому обороту другим предприятиям. 3. Экономическая оценка проводилась по конечной продукции.

Расчеты показали, что в условиях Азербайджанской ССР экономически нецелесообразно перерабатывать западно-сибирскую и бузачинскую нефти. Так, на НБНЗ им. Владимира Ильича затраты на производство нефтепродуктов из азербайджанских нефтей с учетом затрат на геолого-разведочные работы, добычу, транспортировку нефтей до НПЗ (\mathcal{E}_2) ниже по сравнению с западно-сибирской и бузачинской нефтями соответственно на 38,5 и 30,3%. Аналогичное сравнение азербайджанских нефтей на БНЗ им. XXII съезда КПСС и западно-сибирской нефти на ПО «Омскнефтеоргсинтез» показало народнохозяйственную эффективность производства нефтепродуктов из западно-сибирской нефти, однако необходимо учесть влияние на трознергию, действующих в Западной Сибири.

Экономическая оценка качества нефти по конечной продукции (\mathcal{E}_5) из азербайджанских нефтей по оптовым ценам предприятий на БНЗ им. XXII съезда КПСС и ПО «Омскнефтеоргсинтез» на 13,5% выше, чем из западно-сибирской нефти. На НБНЗ им. Владимира Ильича при сравнительной экономической оценке азербайджанских нефтей с привозными западно-сибирской и бузачинской нефтями эти показатели выше соответственно на 24,8 и 28,8%, т. е. лучшие по качеству азербайджанские нефти имеют более высокую ценностную оценку по конечной продукции по сравнению с худшими по качеству привозными нефтями.

Таким образом, проведенные исследования показали, что в Азербайджанской ССР, несмотря на высокую себестоимость добычи апшеронских нефтей, с народнохозяйственной точки зрения экономически целесообразно развивать нефтедобывающую промышленность; в перспективе возможно даже некоторое вытеснение на НПЗ республики более дешевых западно-сибирской и бузачинской нефтей.

Литература

1. Перчик А. И. Справочник-словарь по экономике нефтегазодобывающей промышленности. — М.: Недра, 1983, с. 105.
2. Нормативное распределение дохода. — Экономическая газета, 1988, № 6, с. 23.

С. Н. Салимова

НЕФТИН КЕЈФИЈАТИНИ ИГТИСАДИ ЧЭФЭТДЭН ГИМЭТЛЭНДИРИЛМЭСИ МЭСЭЛЭСИНИН ХАЛГ ТЭСЭРРҮФАТЫ БАХЫМЫНДАН МЕТОДИКИ ЈОЛЛАРЫ (АЗЭРБАЈЧАН ССР МИСАЛЫНДА)

Мәгаләдә нефтин кејфијәтинин игтисади гимәтләндирилмәсинин методики јоллары вә һесабат нәтичәләри верилр.

Тәклиф олунан методиканын үстүнлүјү ондадыр ки, онун көмәјилә халг тәсәррүфаты бахымындан ејни кејфијәтли нефтдән истәһсал олунан нефт мәнсулларынын игтисади чәфәтдән сәмәрәли олмасы тәјјин едилр. Бунун үчүн әввәлчә апарылан кеоложи-кәшфијат ишләри, нефтин чыхарылмасы вә онун нефтајырма мүәссисәләринә гәдәр апарылмасы үчүн үмуми комплексе хәрчләр нәзәрдә тутулур.

S. G. Salmova

A METHODOICAL APPROACH TO THE PROBLEM OF ECONOMICAL ESTIMATION OF OIL QUALITY FROM THE POINT OF VIEW OF NATIONAL ECONOMY (ON THE EXAMPLE OF AZERBAIJAN SSR)

The article deals with a methodical approach to economical estimation of oil quality allowing, from the point of view of the national economy, to determine economical advisability of oil products recovery out of oil with a concrete quality taking into account the whole complex of investments relating to geological survey, oil recovery, its transportation to oil refining plants and its refining up to final production.

ХРОНИКА

ЦЕННАЯ МОНОГРАФИЯ

В новой редакции «Программы Коммунистической партии Советского Союза» и «Основных направлений экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года» одной из важнейших задач признана решительная перестройка отраслевой науки, максимальное приближение ее к производству, укрепление материальной и особенно экспериментальной базы. Любое хозяйственное решение должно рассматриваться сквозь призму постоянного возрастания вклада науки и техники в производство.

В связи с проведением крупномасштабной съемки в Азербайджане составление унифицированных стратиграфических схем, основанных на изучении различных групп ископаемых организмов для отдельных периодов геологической истории, имеет большое практическое и теоретическое значение.

Особый интерес в связи с этим представляют меловые отложения республики, с которыми связаны залежи и проявления различных видов полезных ископаемых. Поэтому вышедшая недавно под редакцией ак. А. Али-Заде, М. М. Алиева, Г. А. Алиева, Х. Алиюлла, Р. Н. Мамед-заде, А. Г. Халилова фундаментальная монографическая работа, созданная большим коллективом авторов, посвященная меловой фауне Азербайджана, весьма своевременна и актуальна*. В ней по существу впервые обобщен палеонтолого-стратиграфический материал, накопленный за 60 лет геологических исследований в Азербайджане.

В книге описаны основные группы ископаемых организмов мелового периода Азербайджана, многие из которых публикуются впервые. Наибольшее внимание в ней уделено описанию аммонитов, белемнитов, брюхоногих, двусторчатых, плеченогих, иглокожих, кораллов, мшанок, фораминифер, радиолярий, кокколитофоридов, имеющих наибольшее развитие на территории Азербайджана.

* Меловая фауна Азербайджана. — Баку: Элм, 1988.

Изученность этой фауны не во всех группах одинакова. В настоящей книге описаны руководящие и характерные для меловых отложений Азербайджана виды и подвиды фораминифер (123), радиолярий (12), кокколитофорид (26), кораллов (40), морских ежей (28), плеченогих (35), двусторчатых (83), брюхоногих (66), наружнораковинных головоногих (108), белемнитов (50). Описанию фауны предпослан обзор отложений нижнего и верхнего мела республики по ярусам и схемы био-стратиграфического расчленения их по основным регионам Малого и Большого Кавказа.

При описании палеонтологического материала была использована систематика, принятая в руководстве «Основы палеонтологии», с некоторыми дополнениями современных работ. Даны диагностические характеристики родов. После описания таксонов каждой группы фауны кратко изложен характер распространения изученных форм с соответствующей таблицей.

В книге использованы материалы, опубликованные ранее авторами — сотрудниками Института геологии АН Азербайджанской ССР, ИГ и РГИ АН СССР, МГУ, коллекции Р. А. Халафовой, В. Е. Хаина, Э. Ш. Шихалибейли, Р. Б. Аскерова, Г. М. Гасанова, А. Я. Насирова, С. Д. Соколова и др., а также материалы экспедиционных исследований.

Описание меловой фауны проведено известными специалистами, занимающимися изучением меловой фауны в течение многих лет. Головоногие моллюски описаны ак. А. Али-Заде, А. Г. Халиловым, Р. Н. Мамед-заде, брюхоногие — Г. А. Алиевым и О. Б. Алиевым, иноцерамы — М. М. Алиевым, В. М. Харитоновым, фораминиферы — Х. Алиюлла, А. Р. Азизбековой и др.

Обработка, систематизация и описание всего этого большого фаунистического материала проводились в сочетании с детальным изучением основных разрезов меловых отложений Азербайджана, что позволило составить обоснованную стратиграфическую схему мела республики.

Изданная монография является одной из лучших по своему качеству книг в области палеонтологии в нашей стране за последние годы. К ней будет про-

явлен самый большой интерес со стороны как отечественных, так и зарубежных стратиграфов-палеонтологов.

Академик АН Азербайджанской ССР

К. А. Ализаде.

Член-корреспондент АН СССР

В. В. Тихомиров

М. Т. Абасов, Ф. Н. Оручәлијев, М. Изабакаров, Ф. С. Әлијев, Г. М. Каракис. Физики-кимјәви тәсир үсүлларынын тәбиги илә лајларынын нефтвәрмәсинин жүксәлдилмәсинә даир	3
Г. Н. Чәлилов, Т. Ш. Пашајева. Бир-бирилә һәллулунаң мајеләрин сыхышдырылмасынын һесабат схемләри һаггында	7
Ф. Ч. Мейдијев, О. К. Новожилова, В. Н. Матвейенко, Н. Ч. Таһиров. Нефтчыхарма әмсалынын карбоһидрогенләрин сәрт сүхур үзәриндә гопма енержиси илә әлагәси	11
Ч. Ш. Вәзиров, А. С. Стреков, Ә. М. Дадашов, С. Т. Тсынинкова. Гәләви-полимер мәһлулларынын реофизики хассәләринә полимер макромолекулларынын конформасијасынын тәсири	16
Г. И. Чәләлов. Чатлы-мәсамәли јатагларда гујулар системинә мајенин сүзүлмә мәсәләсинин бир тәгриби һәлл үсулу һаггында	24
И. С. Чәфәров, В. Л. Кузмина-Керасимова, Р. А. Гурбанов. Мүхтәлиф кластер үсүлларынын комплекләшдирилмәси јолу илә коллектор-лајларын ајрылмасы кејфијәтинин артырылмасы	30
В. Н. Аллахвердијев, Б. Х. Јусифзаде. Мәдән тәдгигаты мәлуматларына әсәсән лајларын мүтләг кеңирчилијинин онларда газ-конденсат гарышығынын сүзүлмәси заманы тәјини һаггында	36
Н. Ч. Чәфәров. Анизотроп мәсамәли мүһитдә натамам кәһризаләрин (галерејаларын) гарышылыгы тәсири һаггында	40
Ф. Н. Оручәлијев, Н. М. Гәнијев. Гујуларын јерләшмәсинин нефтин газла сыхышдырылмасына тәсири	46
Г. Н. Чәлилов, Н. Ч. Чәфәров, Т. И. Қазымов. Нефт јатагларынын субасгылы режимдә ишләnmәси көстәричиләринин садә һесабат схеми	53
Н. Ч. Таһиров, А. М. Гулијев, М. Ф. Һүсејнов. Битумлу сүхурларын сәтһиндән нефтин јујулмасынын артырылмасы	61
З. И. Чәлилов. Јүксәк температурда сүхурун тәркибинин лајын газверминә тәсири	66
В. Ј. Блехман, М. Н. Муркес, М. Д. Розенберг. Фазаларын натамам вә там гатышығы шәраитиндә маддәләр мүбәдиләси илә сүзүлмәнин композијалы моделләшмәси	71
М. Ә. Рәсулов, Х. А. Фейзуллајев. Чохәлчүлү гејри-хәтти чырлашан параболлик тип тәнлик үчүн шәбкә үсулу	79
А. Д. Искәндәров, Т. Б. Гардашов, Т. М. Ибраһимов. Автомобил режимдә квазихәтти сүзүлмә тәнлији үчүн Стефан мәсәләсинин һәлли	85
В. С. Мәмијев. Натамам гујуја мајенин һәрәкәти заманы тәзјигин вә чыхарма интенсивлији функцијасынын тәјини	92
Т. Г. Рамазанов. Чатлы-мәсамәли мүһитдә гејри-мәһәлли сүзүлмә режими	99
Р. Ә. Рәсулов. Јухары мантијада гејри-стационар һәрәкәт	109
Р. Ч. Чаваншир, Н. И. Бајрамәли бәјли, М. А. Газыјева. Гамма-каротаж материалларына әсәсән килли сүхурларын сыхылмасы хүсусијәтләринин өјрәнилмәси вә мәсамәлик тәзјигинин кәмијјәтчә гижмәтләндирилмәси	116
И. С. Чәфәров, А. Ә. Адыекәзәлова, Р. Т. Мустафајев. Електрик каротаж диаграмына әсәсән далғаларын јајылмасынын интервал мүддәтинин тәјини	123
Р. Ч. Гулијев. Азәрбајчанын дәринликдә јерләшән коллектор сүхурларынын лајы моделләшдириән шәраитдә електриккечиричи хассәләринин експериментал тәдгиги	130
А. С. Жданов. Ритм-коррелјасија үсулу илә мүхтәлифчисли мәһсулдар карбонатлы лај галылыгылы резервуарларын өјрәнилмәси	137
Р. Ч. Чаваншир, М. Ә. Газыјева. Акустик каротаж материалларына әсәсән АЈЛТ зоналарын тәјин вә мәсамә тәзјигләринин кәмијјәтчә гижмәтләндирилмәси методикаларынын тәкмилләшдирилмәси	143

А. Ә. Иманов, Т. Х. Сүлејманов. Нефт вә газ лајларынын покрышкаларыны тәшкил едән килләрин бәзи хассәләринин жүксәк тәзјиг вә температур шәраитиндә гижмәтләндирилмәси	149
С. Н. Сәлимова. Нефтин кејфијәтинин итисәди чәһәтдән гижмәтләндирилмәси мәсәләсинин халг тәсәрруфаты бахымындан методик јоллары (Азәрбајчан ССР мисалында)	155
Г. Ә. Әлизадә, В. В. Тихомиров. Гижмәтли әсәр	160

СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Аббасов, Ф. Г. Оруджалнев, М. Изабакаров, Ф. С. Алиев, Г. М. Каракис. К повышению нефтеотдачи пластов с применением физико-химических методов воздействия	3
К. Н. Джалилов, Т. Ш. Пашаева. О расчетных схемах смешивающегося вытеснения	7
Ф. Д. Мехтиев, О. Г. Новожилова, В. Н. Матвейенко, Н. Д. Таиров. Взаимосвязь коэффициента вытеснения и энергии отрыва капли углеводорода от твердой подложки	11
Д. Ш. Везиров, А. С. Стреков, А. М. Дадашев, С. Ц. Цынинкова. Влияние конформации макромолекул полимера на геофизические свойства щелочно-полимерных растворов	16
Г. И. Джалилов. Об одном приближенном методе решения задачи фильтрации жидкостей к системе скважин в трещиновато-пористых залежах	24
И. С. Джафаров, В. Л. Кузьмина—Герасимова, Р. А. Курбанов. Повышение надежности выделения пластов-коллекторов комплексированием различных кластер—процедур	30
В. Н. Аллахвердиев, Б. Х. Юсуфзаде. Об определении абсолютной проницаемости пластов при фильтрации в них газоконденсатных смесей по данным промыслового исследования	36
Н. Д. Джафаров. Об интерференции несовершенных галерей в анизотропной пористой среде	40
Ф. Г. Оруджалиев, Н. М. Ганиев. Влияние расположения скважин на вытеснение нефти газом	46
К. Н. Джалилов, Н. Д. Джафаров, Т. И. Казымов. Упрощенная схема расчета характеристик разработки нефтяных залежей при водонапорном режиме	53
Н. Д. Таиров, А. М. Кулиев, М. Ф. Гусейнов. Повышение отмыва нефти с поверхности битуминозных пород	61
З. И. Джалилов. Влияние состава пород на газоотдачу пласта при высоких температурах	66
В. Я. Блехман, М. Н. Муркес, М. Д. Розенберг. О композиционном моделировании фильтрации массообменом в условиях частичной или полной сместимости фаз	71
М. А. Расулов, Х. А. Фейзуллаев. Метод сеток для многомерного нелинейного уравнения параболического типа с вырождением	79
А. Д. Искендеров, Т. Б. Гардашов, Т. М. Ибрагимов. Решение задачи стейфана для квазилинейного уравнения фильтрации в автомодалном режиме	85
В. С. Мамиев. Определение давления и функции интенсивности отбора при движении жидкости к несовершенной скважине	92
Т. К. Рамазанов. Нелокально-упругий режим фильтрации в трещиновато-пористой среде	99
Р. А. Расулов. Возмущенные движения в верхней мантии	109
Р. Д. Джеваншир, Н. И. Байрамалибейли, М. А. Казиева. Изучение особенностей уплотнения глинистых пород и количественная оценка поровых давлений по материалам гамма-каротажа	116
И. С. Джафаров, А. А. Адигезалова, Р. Т. Мустафеев. Использование диаграмм электрокаротажа для определения интервального времени пробега волны	122
Р. Д. Кулиев. Экспериментальные исследования электропроводящих свойств глубокозалегающих пород-коллекторов Азербайджана в условиях моделирующих пластовые	130

А. С. Жданов. Изучение резервуаров продуктивных слоисто-неоднородных карбонатных толщ ритмо-корреляционным методом	137
Р. Д. Джеваншир, М. А. Казиева. Совершенствование методики выделения зон АВПД и количественной оценки поровых давлений по материалам акустического каротажа	143
А. А. Иманов, Т. Х. Сулейманов. Оценка некоторых свойств глинистых покрышек залежей нефти и газа при высоких термобаристических параметрах	149
С. Г. Салимова. Методический подход к вопросу экономической оценки качества нефти с народнохозяйственных позиций (на примере Азербайджанской ССР)	155
К. А. Ализаде, В. В. Тихомиров. Ценная монография	160