

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 статьи и номер рисунка.

4. Подписи к рисункам следует представить в двух экземплярах, напечатанные через два интервала.

5. Математические и химические формулы должны быть написаны четко. При этом следует избегать громоздких обозначений. Индексы в степени необходимо отмечать карандашом дугами снизу или сверху, соответственно: A^1 , B^2 и т. д.

Греческие буквы надо обводить красным карандашом (в кружок). Буквы готического шрифта и рукописные использовать не рекомендуется. Необходимо четко обозначать прописные (заглавные) и строчные буквы латинского алфавита, имеющие сходное начертание (Сс; Кк; Рр и т. д.), букву I и римскую единицу.

Прописные буквы карандашом подчеркиваются двумя черточками снизу, а строчные — сверху. Не следует употреблять знаки \ominus , \otimes , \oplus , \square , \odot , \diamond , π , \times , ϕ , \otimes ввиду отсутствия их в местных типографиях.

В обозначениях единиц необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

6. Статьи на русском и азербайджанском языках должны иметь резюме соответственно на азербайджанском и русском языках, а также на английском.

7. В конце рукописи обязательно следует указать адрес и номер телефона автора

АЗƏРБАЈЧАН ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

ХƏБƏРЛƏРИ
ИЗВЕСТИЯ

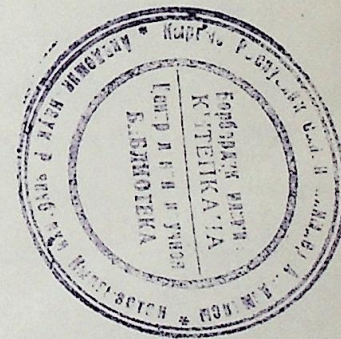
АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНА

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

*

СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

1—2



1991

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

УДК 622.276

Э. Х. АЗИМОВ, В. Н. АЛЛАХВЕРДИЕВ,
И. Р. ГАСАНОВ, Ф. М. МАМЕДОВА

**ОБ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИНДИКАТОРНЫХ ЛИНИЙ СКВАЖИН,
ВСКРЫВШИХ НЕСКОЛЬКО ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ**

В практике разработки многопластовых залежей по различным причинам часто осуществляется одновременная совместная эксплуатация нескольких изолированных горизонтов одной сеткой скважин. При этом для повышения эффективности разработки требуется наличие надежной и достоверной информации о фильтрационных параметрах совместно эксплуатируемых горизонтов в целом. Впервые задача о притоке идеального газа к забою скважины, вскрывшей несколько изолированных газоносных горизонтов, была рассмотрена в [1]. Путем суммирования притока газа из отдельных горизонтов получена формула, позволяющая рассчитать общий дебит скважины. Показано, что если в каждом отдельном пласте приток газа описывается известной двучленной формулой, то и для эксплуатационного объекта в целом будет справедлива следующая общая двучленная формула:

$$\Delta P^2 = AQ + BQ^2, \tag{1}$$

где

$$A = \sum_{i=1}^N \frac{a_i}{b_i} / \left[\sum_{i=1}^N \sqrt{1/b_i} \right]^2; B = 1 / \left[\sum_{i=1}^N \sqrt{1/b_i} \right]^2;$$

a_i и b_i — коэффициенты фильтрационного сопротивления i -го горизонта; $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{сг}^2$; $P_{пл}$ и $P_{сг}$ — пластовое и забойное давления i -го горизонта; N — число горизонтов; Q — суммарный дебит всех горизонтов (дебит скважины).

В дальнейшем авторы [2], ссылаясь на отклонение фактической зависимости $\Delta P^2 = f(Q)$ у ряда скважин, вскрывших несколько газоносных горизонтов, от вида, выраженного уравнением (1), пытались исследовать форму получающейся кривой, а также возможность приближения ее зависимостью (1). Было установлено, что фактическая зависимость $\frac{\Delta P^2}{Q} = f(Q)$ представляется кривой, направленной выпуклостью вверх. При стремлении $Q \rightarrow 0$ (что равносильно $\Delta P^2 \rightarrow 0$) эта кривая пересекает ось ординат в точке $A_1 = 1 / \sum_{i=1}^N \frac{1}{a_i}$, а при $Q \rightarrow \infty$ (что равносильно $\Delta P^2 \rightarrow \infty$) кривая выполаживается в прямую и приближается к своей асимптоте, отсекающей на оси ординат отрезок A .

В дальнейшем результаты этой работы вошли в [3].

Аналогичная задача решена в [4], где авторы рассматривали комбинированный случай притока газа к скважине, т. е. существова-

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

© Издательство «Элм», 1991 г.

ние в одних горизонтах линейного, а в других — двучленного закона фильтрации.

В рассмотренных выше работах при решении поставленной задачи газ считался идеальным, т. е. пренебрегалось изменением его реальных свойств от давления. Однако, как отмечено в [5], при высоких пластовых давлениях (выше 10 МПа) такое допущение может привести к существенным погрешностям. То же можно сказать и о неучете в этих работах изменения проницаемости пласта в зависимости от давления. Кроме того, как указывается в ряде работ [5—7 и др.], реальные свойства газа и коллектора существенно изменяются не только в зависимости от снижения давления, но также и от обусловленного им изменения пластовой температуры. Учитывая все вышесказанное, в настоящей работе вопрос о влиянии расчлененности продуктивного разреза на форму индикаторных линий и методике их интерпретации исследуется также для случая учета изменения физических свойств флюида и коллектора в зависимости от снижения пластового давления и сопутствующих ему процессов. При этом предполагается существование различных законов фильтрации в разных пластах (пропластках).

С этой целью выпишем уравнение стационарного притока реального газа к скважине для однородного пласта [5—7]:

$$q + \Phi_c q^2 = \gamma_{пл} \Delta P_c + A_1 \Delta P_c^2 + A_2 \Delta P_c^3 + \dots + A_n \Delta P_c^{n+1}, \quad (2)$$

где

$$A_j = \gamma_{пл} \frac{C_j}{j+1}; \quad j = 1, 2, 3, \dots, n,$$

Здесь $\gamma_{пл}$ — коэффициент продуктивности скважины при $P_{пл}$ и $T_{пл}$, Φ_c и C_j — коэффициенты, характеризующие соответственно нарушения линейного закона фильтрации и все возможные изменения физических свойств флюида и коллектора.

Ясно, что при вскрытии скважиной нескольких продуктивных горизонтов приток флюида к ее забою в каждом отдельном горизонте будет описываться формулами вида (2), отличающимися друг от друга только значениями коэффициентов $\gamma_{пл}$, A_j и Φ_c . Тогда, поступая как в работах [1, 2], путем суммирования этих уравнений общую формулу стационарного притока флюида к забою скважины получим в следующем, удобном для интерпретации индикаторных линий виде:

$$\frac{Q}{\Delta P_c} = \gamma_{плм} + \left[A_{1м} + \Phi_{см} \left(\frac{Q}{\Delta P_c} \right)^2 \right] \Delta P_c + A_{2м} (\Delta P_c)^2 + \dots + A_{nм} (\Delta P_c)^n, \quad (3)$$

где

$$Q = \sum_{i=1}^N q_i; \quad \gamma_{плм} = \sum_{i=1}^N \gamma_{плi}; \quad A_{1м} = \sum_{i=1}^N A_{1i}; \quad \Phi_{см} = \sum_{i=1}^N \frac{\Phi_{ci} q_i^2}{Q^2}$$

При выводе (3), в соответствии с [2] можно принять, что $\Delta P_c = \Delta P_{c1} = \Delta P_{c2} = \dots = \Delta P_{cn}$.

Для анализа полученной формулы и исследования возможности определения интегральных параметров пласта по ней проведены

численные расчеты. Исходные данные, по которым рассчитаны дебиты скважины, вскрывшей три изолированных горизонта, и результаты расчетов для четырех различных вариантов представлены в таблице. Дебиты каждого пласта при расчетах, задаваясь различными значениями ΔP_c и зная коэффициенты $\gamma_{плi}$, A_{1i} и Φ_{ci} , вычислены по формуле:

$$q_i = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4 \Phi_{ci} (\gamma_{плi} + A_{1i} \Delta P_{ci}) \Delta P_{ci}}}{2 \Phi_{ci}} \quad (4)$$

Исходные данные и результаты обработки индикаторных линий гипотетических скважин

Вариант	Коэффициент	Горизонт			Общие значения	
		I	II	III	расчетные	по индик. линии
I	$\gamma_{плi}$ (м ³ /с МПа)	0,50	2,0	8,0	10,5	10,5
	A_{1i} м ³ /с (МПа) ²	0,30	0	-0,20	0,10	0,104287
	Φ_{ci} (с/м ³)	0,17	0,13	0,15	0,08885 ÷ ÷ 0,05692	0,08885
II	$\gamma_{плi}$ (м ³ /с МПа)	0,50	2,0	8,0	10,5	10,5
	A_{1i} м ³ /с (МПа) ²	-0,08	-0,10	-0,12	-0,30	-0,30
	Φ_{ci} (с/м ³)	0,17	0,13	0,15	0,09078 ÷ ÷ 0,07897	0,10065
III	$\gamma_{плi}$ (м ³ /с МПа)	4,0	4,5	5,0	13,5	13,5
	A_{1i} м ³ /с (МПа) ²	0,08	-0,10	-0,12	-0,14	-0,14
	Φ_{ci} (с/м ³)	0,17	0,1	0	0,025079 ÷ ÷ 0,012074	0,0225
IV	$\gamma_{плi}$ (м ³ /с МПа)	4,0	4,5	5,0	13,5	13,5
	A_{1i} м ³ /с (МПа) ²	0,3	0	-0,20	0,10	0,10
	Φ_{ci} (с/м ³)	0,17	0,1	0	0,025115 ÷ ÷ 0,0173604	0,0247

Затем, суммируя дебиты всех горизонтов, получили значения общего дебита скважины при соответствующих депрессиях ΔP_{ci} , использованием которых и построены гипотетические индикаторные линии скважины в координатах $Q/\Delta P_c$ и ΔP_c . Одна из этих индикаторных линий представлена на рисунке 1а и, как видно из него, зависимость $\frac{Q}{\Delta P_c} = f(\Delta P_c)$ (кр. 1) уменьшается по нелинейному закону.

Экстраполируя эту зависимость до точки $\Delta P_c = 0$, находим коэффициент продуктивности скважины $\gamma_{плм}$ как отрезок, отсекаемый на оси ординат. Для контроля и уточнения значения $\gamma_{плм}$ индикаторная линия скважины построена также в координатах $\Delta P_c/Q$ и Q (кр. 2) и определен коэффициент фильтрационного сопротивления a , который согласно [5—7] должен быть равен обратной величине коэффициента $\gamma_{плм}$. Расчеты показали, что для всех рассмотренных вариантов удовлетворялось это условие. Определенные таким образом значения коэффициентов продуктивности $\gamma_{плм}$ занесены в таблицу.

Кроме того, в таблице приводятся значения $\gamma_{плм}$, определенные расчетным путем по формуле $\gamma_{плм} = \sum_{i=1}^N \gamma_{плi}$. Из таблицы видно, что

для рассмотрения вариантов расчетные значения $\gamma_{плм}$ совпадают с соответствующими им графическими значениями.

После определения коэффициента продуктивности скважины формулу (3) представляют в виде:

$$\frac{Q}{\Delta P_c} - \gamma_{плм} = A_{1м} + \Phi_{см} \left(\frac{Q}{\Delta P_c} \right)^2 + A_{2м} \Delta P_c + A_{3м} (\Delta P_c)^2 + \dots + A_{пм} (\Delta P_c)^{n-1}. \quad (5)$$

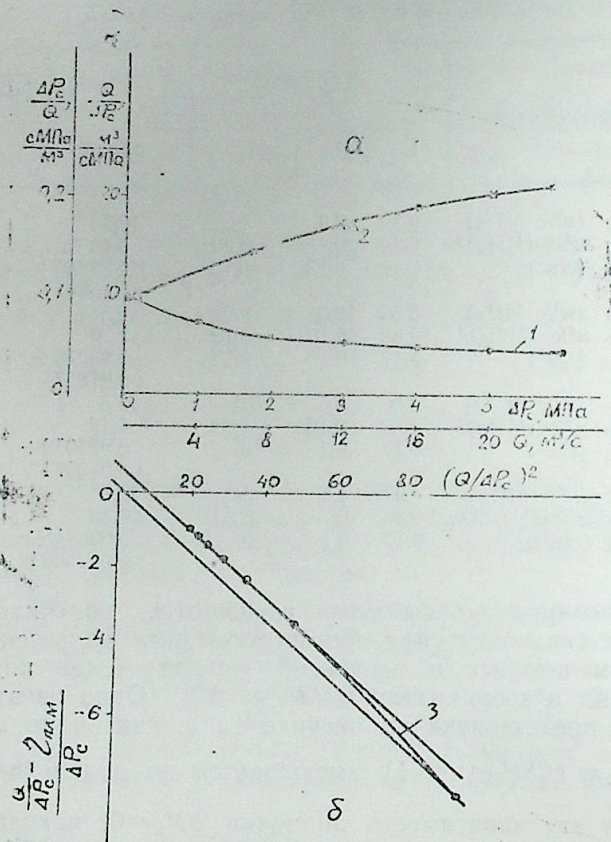


Рис.1. Индикаторные кривые скважины в координатах: 1 — $\frac{Q}{\Delta P_c}$ и ΔP_c ; 2 — $\frac{\Delta P_c}{Q}$ и Q ; 3 — $\frac{Q/\Delta P_c - \gamma_{плм}}{\Delta P_c}$ и $(Q/\Delta P_c)^2$.

Индикаторные кривые скважин в координатах.

$$1 - \frac{Q}{\Delta P_c} \text{ и } \Delta P_c; 2 - \frac{\Delta P_c}{Q} \text{ и } Q; 3 - \frac{Q/\Delta P_c - \gamma_{плм}}{\Delta P_c} \text{ и } (Q/\Delta P_c)^2$$

В соответствии с (5) рассчитывали $\frac{Q}{\Delta P_c} - \gamma_{плм}$ и $(Q/\Delta P_c)^2$ и строили зависимость между этими двумя величинами (рисунок б, кр. 3).

Для однородного пласта в соответствии с [5—7] она должна быть прямолинейной, что позволило бы определять коэффициенты $A_{1м}$ и $\Phi_{см}$. Для многопластовой залежи, как видно из рисунка б (кр. 2), указанная зависимость не представляется прямой линией, поскольку в этом случае коэффициент $\Phi_{см}$ является не постоянной величиной, а переменной, зависящей от забойного давления. Так, расчеты показали, что при депрессии $\Delta P_c = 0,1$ МПа значение $\Phi_{см}$ в примере I составляло $0,08885$ см/м³. С увеличением же депрессии до 6 МПа значение $\Phi_{см}$ уменьшилось до $0,05692$ см/м³.

Из указанного рисунка также видно, что при значениях $\frac{Q}{\Delta P_c}$, соответствующих большим депрессиям, кривая имеет практически прямолинейный участок. Проведем теперь параллельную ему прямую таким образом, чтобы вся имеющаяся кривая оказалась заключенной между этими двумя прямыми. Расчеты показывают, что отрезок, отсекаемый вновь проведенной прямой на оси ординат, в точности соответствует значению коэффициента $A_{1м}$, а угловой коэффициент дает значение $\Phi_{см}$, близкое к верхнему пределу изменения этого коэффициента.

Таким образом, рассмотрен стационарный приток к забою скважины, вскрывшей несколько изолированных пластов, и исследована форма полученных индикаторных кривых. При этом учтены изменение реальных свойств фильтрующегося флюида и коллектора от снижения давления и сопутствующих ему процессов и возможность существования в разных пластах различных законов фильтрации.

Литература

1. Минский Е. М., Фиш М. Л. Приближенный расчет притока газа к скважине, дренирующей одновременно несколько газоносных пластов // Тр. ВНИИ. 1965. Вып. VIII. С. 262—279.
2. Коротяев Ю. П., Зотов Г. А. О форме индикаторных кривых скважины, вскрывшей несколько продуктивных горизонтов // Тр. ВНИИГАЗ. 1963. Вып. 18/26. С. 97—104.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. — М.: Недра. 1980. — 301 с.
4. Tesmer P., Kaschparow M. and Anglam P. Gisdynamische Untersuchungen an Erdgassonden, die Lagerstätten ist mehreren produktiven Schichten aufschließen und aus diesen fördern. — «Zeitschrift für angewandte Geologie», 1975, vol. 21, № 12, p. 581—583.
5. Методика интерпретации индикаторных линий газовых и газоконденсатных скважин / Э. Х. Азимов, В. Н. Аллахвердиев, Л. М. Билаллы, И. Р. Гасанов // АНХ: 1987. №5. С. 24—28.
6. Азимов Э. Х. Общая методика интерпретации результатов гидрогазодинамических исследований скважин при установившихся режимах. — Баку. 1986. — 30 с. Рукопись представлена ИПГНГМ АН АзССР. Деп. в ВИНТИ. 08.07.86. №4958—В86.
7. Абасов М. Т., Азимов Э. Х. К методике обработки индикаторных линий скважин // Докл. АН АзССР. 1987. Т. 43. № 4. С. 33—37.

Мәгаләдә флүидин вә коллекторун һәгиги хәссәләрини тәзјиги азалмасындан вә бунула јанашы кәдән проселәрдән асылы дәјишмәсини нәзәрә алараг чохлајлы јатағын үмуми сүзүлмә параметрләрини тәјин етмәјә имкан верән гујудибинә стасионар ахынн үмумиләшмиш дүстуру тәклиф едилмишидир.

Чохлајлы һипотетик јатағы ачыш гујунун тәдвигат мәлуматларынын ишләnmәси нүмунә кими верилмишидир. Көстәрилмишидир ки, тәклиф олунан үсул илә тапылан параметрләрин гијмәти һесабатдан алынн гијмәтләрлә ујғун кәлир.

E. Kh. Azimov, V. N. Allahverdiev,
I. R. Gasanov, F. M. Mamedova

ABOUT INTERPRETATION OF INDICATOR LINES OF WELLS DRILLING IN SEVERAL PRODUCTIVE HORIZONS

The paper suggests a generalized formula for a stationary fluid influx to the bottom of a well that drills in several objects simultaneously, and allows to define summary filtration parameters of a multibedded reservoir considering the change of real properties of the fluid and reservoir rock versus pressure decrease and corresponding processes.

УДК 622.276.5:556.343

Э. Х. АЗИМОВ, А. М. АХМЕДОВ, Е. М. СЛИКИН

МЕТОД ОЦЕНКИ ХАРАКТЕРА ОБВОДНЕНИЯ ТОНКОСЛОИСТЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ДАННЫМ О ПРИТОКЕ НЕФТИ И ВОДЫ НА ЗАБОИ ОСТАНОВЛЕННЫХ СКВАЖИН

При разработке залежей нефти, приуроченных к тонкослоистым пластам, продуктивный разрез вырабатывается неравномерно, обводнение добывающих скважин происходит в различных темпах. Для контроля и регулирования процесса разработки таких залежей необходимо знать характер и причину обводнения отдельных скважин.

С этой целью с помощью дистанционных глубинных приборов проводят комплекс гидротермодинамических исследований. Однако проделать его можно лишь для скважин, эксплуатирующихся фонтанным способом. Что касается насосных скважин, то задача гидродинамического контроля их обводнения остается все еще нерешенной.

В данной статье предлагается один из возможных путей решения этой задачи по результатам построения и интерпретации кривых изменения обводненности нефти, поступающей в стволы скважин после их остановки.

При этом вырабатываемый тонкослойный пласт условно разделяется на две зоны: первая — непромываемая, в которой движется однофазная нефть, вторая — промываемая, в которой движется водо-нефтяная смесь.

Тогда, для определения величины обводненности нефти, поступающей в ствол остановленной скважины, можем записать следующее выражение:

$$W(t) = \frac{1}{\frac{1}{f(\sigma)} + \frac{q_{\text{непр}}(t)}{q_{\text{в}}(t)}}, \quad (1)$$

где

$$f(\sigma) = \frac{1}{1 + \frac{f_{\text{к}}}{\mu_0 f_{\text{в}}}}, \quad (2)$$

$f(\sigma)$ — величина обводненности жидкости, поступающей из промываемой зоны, известная как функция Баклея—Левретта; $f_{\text{н}}$; $f_{\text{в}}$ — относительные проницаемости для нефти и воды; μ_0 — отношение вязкости нефти и воды в пластовых условиях; $q_{\text{непр}}(t)$, $q_{\text{в}}(t)$ — текущие дебиты нефти и воды соответственно из непромываемой и промываемой зон пласта.

Отношение $q_{\text{непр}}(t)/q_{\text{в}}(t)$ определяют по формуле (1):

$$\frac{q_{\text{непр}}(t)}{q_{\text{в}}(t)} = \frac{\varepsilon_{\text{непр}} \cdot \ln \frac{4z_{\text{непр}} \cdot t_0}{\gamma^2 R^2}}{\varepsilon_{\text{пр. в.}} \cdot \ln \frac{4z_{\text{непр}} \cdot t_0}{\gamma^2 R^2}}, \quad (3)$$

где t_0 — некоторая константа размерности времени; $t_0 = \left(\frac{1}{6} \div \frac{1}{15} \right) T$ (T — период исследования); $\gamma = 1,781$ — постоянная Эйлера;

R — радиус скважины; $\varepsilon_{\text{непр}}$, $z_{\text{непр}}$ — соответственно гидропроводность и пьезопроводность непромываемой зоны; $\varepsilon_{\text{пр. в.}}$, $z_{\text{пр}}$ — соответственно фазовая гидропроводность и пьезопроводность промываемой зоны для воды.

Для построения функции $W(t)$ нами разработан способ исследования непорывающихся скважин одновременным снятием КВД и кривой восстановления уровня. Для расчета $W(t)$ получена формула:

$$W(t) = \frac{\frac{d \Delta P_c(t)}{d \Delta H(t)} - g \rho_{\text{н}}}{g(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})} \quad (4)$$

где $\frac{d \Delta P_c(t)}{d \Delta H(t)}$ — отношение приращения забойного давления к приращению столба жидкости в стволе скважины за время dt ; $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$ — соответственно плотность нефти и воды; g — ускорение свободного падения. Данный способ исследования скважин для построения графика $W = W(t)$ весьма прост и не требует специального оборудования. Он особенно легко реализуется для скважин с медленно восстанавливаемым уровнем.

Для периодически эксплуатируемых малодобитных скважин расчеты функции $W(t)$ производят по данным замеров количеств нефти и воды, добытых за время каждого цикла работы скважины. В результате строят кривые изменения функции $W(t)$ в зависимости от времени остановки скважины под накопление или от времени продолжительности цикла — форма кривых обводненности продукции скважин от этого не изменится.

Исследуем выражения (1)–(3). Из экспериментальных исследований известно, что как при установившейся, так и при неустановившейся фильтрации неоднородной жидкости, имеющей место при изменении режима работы и остановке скважины, значения величин относительных проницаемостей для нефти $f_{\text{н}}$ и воды $f_{\text{в}}$ не зависят от вязкостей и скоростей фильтрации фаз, а определяются лишь величиной текущей водонасыщенности пласта и смачиваемостью породы каждой из фаз. Следовательно, величина отношения $f_{\text{н}} \rho_0 f_{\text{в}}$ в выражении (2) будет оставаться без изменения, и значит, функция $f(\sigma)$ в (2) и (1) будет иметь постоянное значение за все время исследования скважины на приток. Величина отношения $\frac{q_{\text{непр}}(t)}{q_{\text{в}}(t)}$, согласно

формуле (3), может увеличиваться, снижаться или оставаться без изменения. Это будет зависеть от соотношения пьезопроводностей непромываемой и обводненной зон исследуемого разреза. Соответствующим образом в зависимости от времени остановки скважины будет изменяться и функция $W(t)$ согласно выражению (1).

Таким образом, по характеру изменения $W(t)$ можно установить соотношение величин пьезопроводностей обводненной и непромываемой зон, и следовательно, оценить характер обводнения разреза. Так, при активном заводнении и интенсивной эксплуатации вода будет обводнять в первую очередь высокопроницаемые пропластки. В этом случае будет иметь место неравенство $z_{\text{пр}} > z_{\text{непр}}$ и величина отношения $\frac{q_{\text{непр}}(t)}{q_{\text{в}}(t)}$ будет расти в зависимости от времени остановки

скважины. Значение же функции $W(t)$ будет убывать, и тем интенсивнее, чем $z_{\text{пр}}$ больше $z_{\text{непр}}$. На поздней стадии разработки, при полном охвате нефтенасыщенного разреза процессом обводнения, кривые $W = W(t)$ будут мало изменяться во времени. Для обводняющихся залежей, разрабатываемых в режиме истощения, такая форма кривых может быть получена при развитии гравитационного режима и наличии перетоков между прослоями по системе микротрещин и через литологические окна.

В частности, для залежей нефти со значением $\rho_0 = 1 \div 1,5$ (например, залежи нефти Сиазанской моноклинали в Азербайджанской Республике) представляется возможным классифицировать кривые изменения функции $W(t)$ следующим образом:

1) снижение значения величины функции $W(t)$ (условие $z_{\text{пр}} > z_{\text{непр}}$) при уменьшении темпа этого снижения в последующие остановки обводняющейся скважины показывает, что процесс обводнения прослоев, входящих в залежь, происходит в последовательности, соответствующей уменьшению их проницаемости, т. е. так, как это принято в работе [2];

2) постоянство значения величины функции $W(t)$ при последовательном увеличении обводнения скважины (условие $W = f(\sigma)$) соответствует процессу равномерного и полного охвата разреза обводнением;

3) рост кривой $W = W(t)$ (условие $z_{\text{пр}} < z_{\text{непр}}$) соответствует подъему ВНК вследствие обводнения преимущественно группы низкопроницаемых прослоев, входящих в нижнюю часть продуктивного разреза.

Проиллюстрируем применимость предлагаемого метода на примере залежей нефти месторождения Сиазань.

Продуктивная толща месторождения представляет собой чередование низкопроницаемых прослоев песчаников, алевролитов, алевроитов и глин. Разрабатывается она единой сеткой скважин, оборудованных готовыми фильтрами длиной 400–1000 м и более. В настоящее время разработка залежей месторождения ведется на режиме истощения, пластовое давление падает, дебиты скважин, первоначально давших безводную нефть, непрерывно снижаются. В динамике обводнения отдельных скважин наблюдается та или иная особенность.

Скважина 396, площадь Саадан, эксплуатационный объект — нижняя майкопская свита, готовый фильтр в интервале 1770–1037. Вступила в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом безводной

нефти $174 \cdot 10^{-6}$ м³/с. Через 7 мес. переведена на глубинно-насосную эксплуатацию и спустя месяц остановлена для исследования. Повторно скважину исследовали через 16,5 мес, когда обводненность продукции возросла от 59 до 85%.

Анализ полученных данных о восстановлении забойного давления и уровня показывает, что за время между остановками, в течение которого пластовое давление снизилось на 1,52 МПа, произошли значительные изменения в характере обводнения разреза. Так, из форм кривых $W=W(t)$ (рис. 1) явствует, что вода вначале поступала из высокопроницаемых прослоев, а затем увеличение обводненности произошло за счет охвата обводнением низкопроницаемой пачки прослоев, вследствие некоторого подъема водонефтяного контакта.

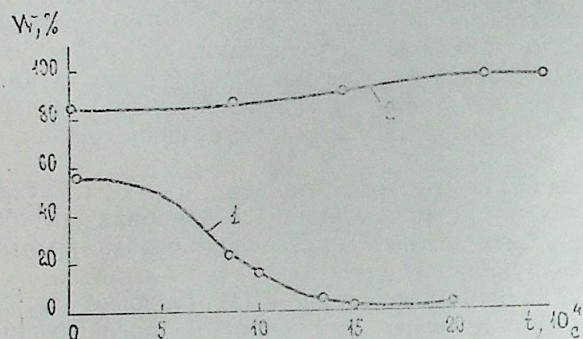


Рис. 1. Кривые изменения $W=W(t)$ по скв. 396 Сааданская: 1 — первая остановка; 2 — вторая (спустя 16,5 мес)

Скважина 511, площадь Саадан, эксплуатационные объекты — майкопская свита, коун и сумгаит объединены для совместной эксплуатации готовым фильтром в интервале 1537—856 м. Вступила в эксплуатацию с дебитом жидкости $182 \cdot 10^{-6}$ м³/с при обводненности продукции 29%. К моменту остановки на исследование суммарная добыча нефти составила 2459 т, воды — 2286 т при текущей обводненности продукции скважины $W=70\%$. После остановки скважины была получена кривая изменения функции $W(t)$ (рис. 2), форма которой позволяет заключить, что обводнением охвачена высокопроницаемая пачка прослоев. Для установления места притока воды была произведена серия поинтервальных замеров давления и по ним рассчитана кривая изменения удельного веса жидкости в фильтровой зоне скважины (рис. 2б). Как видно, четко отбивается граница резкого повышения γ_* с глубины 1150 м, которую следует принять за нижнюю границу водоносной пачки. Следовательно, обводнение скважины на 70% не следует относить ко всему разрезу. В нижней непромываемой части разреза залегают пачки прослоев с остаточным нефтенасыщением.

Обработка результатов исследования периодически эксплуатируемых малодобитных скважин показала, что значения величин функции $W(t)$ для большинства из них практически не изменяются за все

время исследования (рис. 3), что свидетельствует о равномерном охвате вырабатываемых разрезов процессом обводнения.

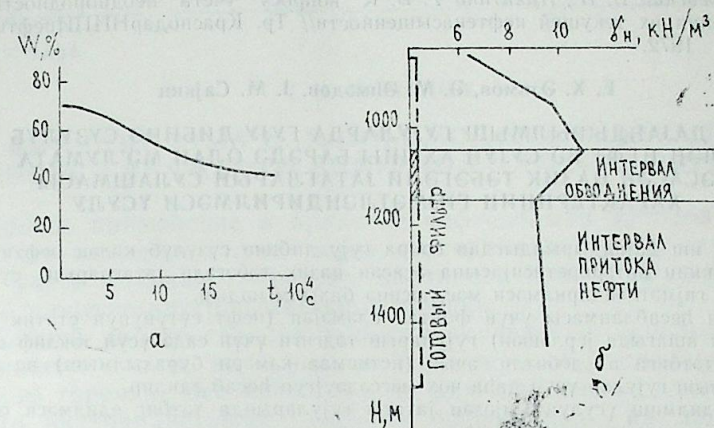


Рис. 2. Кривые изменения функции $W=W(t)$ (а) и удельного веса жидкости по глубине фильтра (б) скв. 511 Сааданская

Таким образом, предлагаемые способы построения и методика интерпретации кривых изменения обводнения продукции скважин после их остановок позволяют оценить характер обводнения тонкослонистых залежей и проследить за развитием данного процесса.

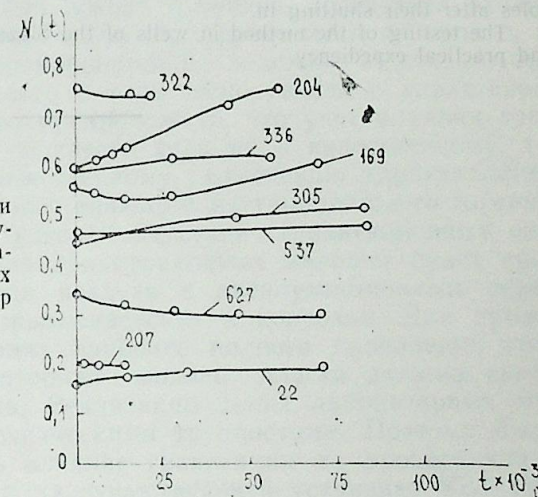


Рис. 3. Кривые изменения функции $W=W(t)$ периодически эксплуатируемых скважин месторождения Сназань в зависимости от времени их остановки под накопление. Шифр кривых — номер скважин

Применение метода наиболее целесообразно в низкодебитных скважинах с необсаженными стволами или готовыми длинными фильтрами.

1. Каменецкий С. Г., Борисов Ю. П. К вопросу об определении основных гидродинамических параметров в пластах, расчлененных на отдельные пропластки// Сб. науч. тр. ВНИИнефть. М.: Гостоптехиздат. 1959. Вып. 19. С. 164—173.
2. Васильевский В. Н., Никитина Т. Б. К вопросу учета неоднородности пластов при определении их текущей нефтенасыщенности// Тр. КраснодарНИПИнефть. Вып. 5. ВНИИОЭНГ. 1972.

Е. Х. Әзимов, Ә. М. Әһмәдов, Ј. М. Сајкин

**ИШИ ДАЈАНДЫРЫЛМЫШ ГУЈУЛАРДА ГУЈУ ДИБИНӘ СУЗУЛУБ
КӘЛӘН НЕФТ ВӘ СУЈУН АХЫНЫ БАРӘДӘ ОЛАН МӘЉУМАТА
ӘСАСӘН НАЗИК ТӘБӘГӘЛИ ЈАТАГЛАРЫН СУЛАШМАСЫ
ХАРАКТЕРИНИН ГИЈМӘТЛӘНДИРИЛМӘСИ УСУЛУ**

Мәғаләдә иш дајандырылдыгдан сонра гују дибинә сүзүлүб кәлән нефтин сулашмасы әјриләринин интерпретасијасына әсасән назик тәбәгәли јатагларын сулашмасы характеринин гијмәтләндирилмәси мәсәләсинә бахылмышдыр.

Әјриләрин һесаблинамасы үчүн фонтан еләмәјән (нефт сүтунунун статик сәвијәси гују ағзындан ашагыда јерләшән) гујуларын тәдғиги үчүн садә усул тәклиф олунмушдур. Усулу тәтбиги аз дебитли, ачыг (истисмар кәмәри бурахылмыш) вә ја һазыр филтр салынмыш гујулар үчүн даһа чох мөгсәдәүјун һесап едилир.

Тәклиф едилмиш усулу Сизәән јатагы гујуларында тәтбиг едилмәси онун тәчрүби мөгсәдәүјунлуғуну кәстәрир.

Е. Х. Azimov, A. M. Akhmedov, E. M. Saikin

**EVALUATION METHOD OF THE CHARACTER OF WATER
ENCROACHMENT OF THIN LAMINATED RESERVOIR
ACCORDING TO THE DATA ON OIL AND WATER INFLUXES
TO THE BOTTOM OF SHUT-IN WELLS**

The authors have studied a possibility to evaluate the character of reservoirs water encroachment according to the results of building up and interpreting the curves of alternation of water encroachment of the production entering the bore holes after their shutting in.

The testing of the method in wells of the Siazan deposit has shown its applicability and practical expediency.

УДК 622.276.654

Е. Н. МАМАЛОВ

**ВЛИЯНИЕ УГЛА НАКЛОНА МОДЕЛИ ПЛАСТА НА
ПРОЦЕСС ВЛАЖНОГО ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ**

Широкое применение в практике нефтедобычи методов теплового воздействия на пласт ставит перед экспериментаторами задачу более точного учета влияния геометрии нефтяного пласта на основные параметры процесса внутрипластового горения.

В данной работе сделана попытка исследовать влияние угла наклона модели пласта на основные характеристики влажного внутрипластового горения. Все известные до сих пор исследования процесса влажного внутрипластового горения проводились на лабораторных установках с горизонтальным или вертикальным расположением модели пласта. Горизонтально расположенные модели снабжались вращающим устройством (1 об/мин) с автоматическим изменением направления вращения. Тем самым исключалось влияние гравитации на характер протекания процесса. Проведенные на подобных лабораторных установках исследования позволили получить характеристики процесса внутрипластового горения при равномерном охвате поперечного сечения пористой среды фильтрующимися флюидами [1, 3, 4]. В реальных пластах, залегающих горизонтально или наклонно, происходит разделение по мощности потока флюидов, вследствие различия плотностей. Воздух, как более легкий, устремляется по кровле, а нефть с водой, разделяясь, перемещаются по подошве. Учитывая, что характер массопереноса жидкости и газа тесно связан с характером теплопереноса в пласте, можно предположить, что учет влияния гравитационных эффектов может привести если не к качественному, то уж во всяком случае к количественному изменению характеристик процесса добычи нефти с помощью влажного внутрипластового горения по сравнению со случаем, когда действие гравитационных сил отсутствует. Кроме того, неучет гравитационных явлений будет способствовать прорыву кислорода воздуха к эксплуатационным скважинам, вызывая проблемы взрывоопасности и коррозии. Для проведения экспериментов в условиях наиболее полного проявления гравитационных эффектов лабораторная модель пласта должна иметь достаточно большую мощность. Реализация таких лабораторных моделей связана с большими техническими трудностями. Поэтому была предпринята попытка оценить влияние гравитации на процесс влажного внутрипластового горения на существующей установке УВГ-1500 путем изменения наклона модели пласта. При этом предполагалось, что чем ближе модель к вертикали, тем в меньшей степени будет проявляться эффект гравитационного разделения флюидов.

Описание установки и ее усовершенствование (т. е. оборудование ее стационарными термопарами для снятия температуры у кровли и подошвы) описаны в работах [1, 2]. Там же приведена и методика

проведения эксперимента. Проницаемость пористой среды составляла 1 мкм^2 , пористость — 40%, водо- и нефтенасыщенность 20 и 40%, соответственно. Во всех опытах использовалась нефть Ташляирского месторождения, характеризующаяся плотностью 903 кг/м^3 и вязкостью $60,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Плотность потока воздуха в экспериментах составляла $100 \text{ нм}^3/\text{м}^3$, водовоздушное отношение — $0,0012 \text{ м}^3/\text{нм}^3$.

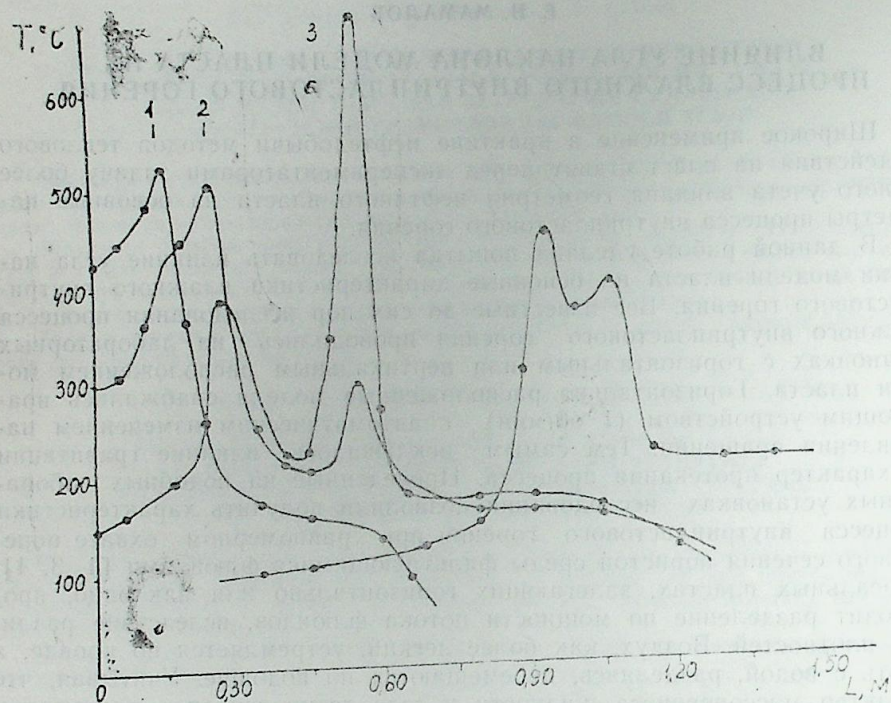


Рис. 1. Распределение температуры в центре по длине модели пласта. Угол наклона модели пласта 30° . Время с начала опыта, ч: 1 — 0,5; 2 — 1,0; 3 — 1,3; 4 — 2,5

Экспериментальные исследования показали, что наибольший эффект от гравитации получается при горизонтальном расположении модели пласта, а наименьший — при вертикальном. В результате этого изменяется характер распространения тепла по пласту, появляется поперечный температурный градиент. В центральной части пласта, где происходит интенсивное горение, поддерживается температура порядка $350\text{--}650^\circ\text{C}$ (рис. 1), в то время как в нижней части пласта, где высокая нефтенасыщенность и малое содержание кислорода, температура достигает 200°C , но может быть и выше за счет теплопроводности и конвективного переноса тепла (рис. 2). В верхней части пласта температура изменяется от 300 до 400°C ввиду наличия здесь в избытке свободного кислорода, необходимого для поддержания горения, а также за счет теплопроводности от центральной части (см. рис. 2). Гравитационное разделение флюидов приводит к тому, что скорость перемещения фронта горения по сечению пласта различна. Скорость перемещения фронта горения в кровле пласта выше, чем

в центре (см. рис. 1 и 2). Опережение фронта горения по кровле пласта приводит к тому, что часть выделяемого тепла за счет теплопроводности передается в центральную часть пласта. Наличие в этой области пласта кислорода способствует тому, что впереди основного фронта горения в центральной части пласта возникает второй фронт горения; в результате по центру пласта перемещаются два фронта горения (см. рис. 1). Такой характер распространения тепла характерен для слоисто-неоднородных пластов [2]. Ввиду малой толщины модели пласта передача тепла за счет теплопроводности по сечению происходит мгновенно. Кроме того, чем больше угол наклона модели пласта, т. е. чем ближе модель пласта к вертикальному положению, тем меньше различие в распределении температуры по сечению пласта. В нижней части пласта скорее всего идет процесс вытеснения нефти за счет горячей воды (пара) или процесс, подобный сверхвлажному горению. Визуальный осмотр пористой среды после окончания опыта свидетельствует об отсутствии коксоподобного остатка в нижней части пласта, что нехарактерно для внутрипластового горения.

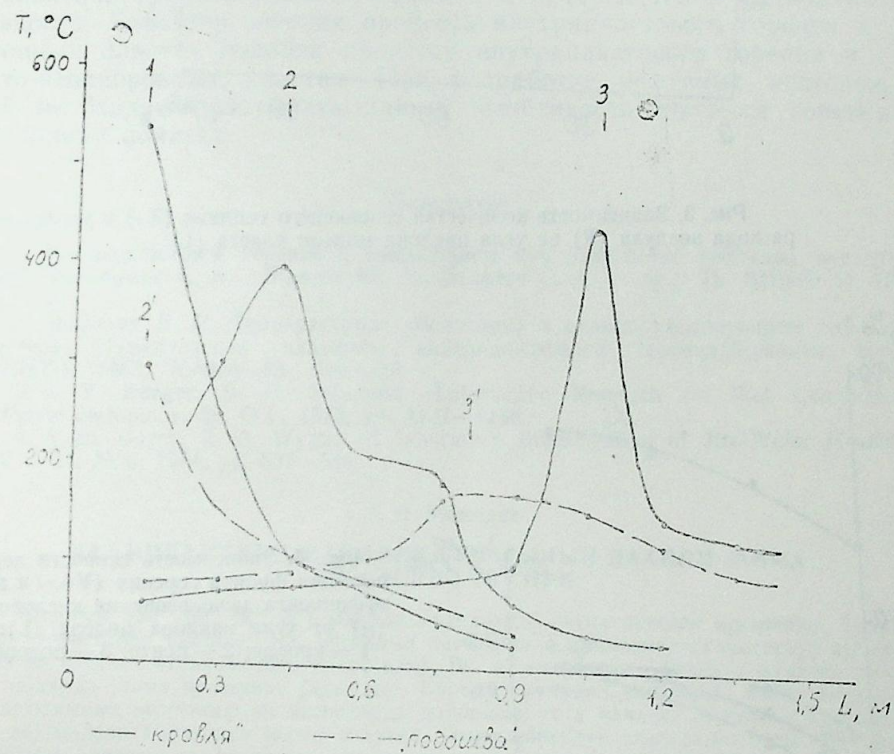


Рис. 2. Распределение температуры по длине модели пласта для кровли и подошвы. Угол наклона модели пласта 30° . Время с начала опыта, г: 1 — 0,1; 2 — 1,0; 3 — 2,8

Такой характер течения процесса внутрипластового горения в наклонных пластах оказывает существенное влияние и на основные

показатели процесса. На рис. 3 показаны зависимости концентрации сгорающего топлива и удельного расхода воздуха от угла наклона модели пласта при одинаковом водовоздушном отношении 0,0012 м³/м³. Наибольшее значение концентрации сгорающего топлива от-

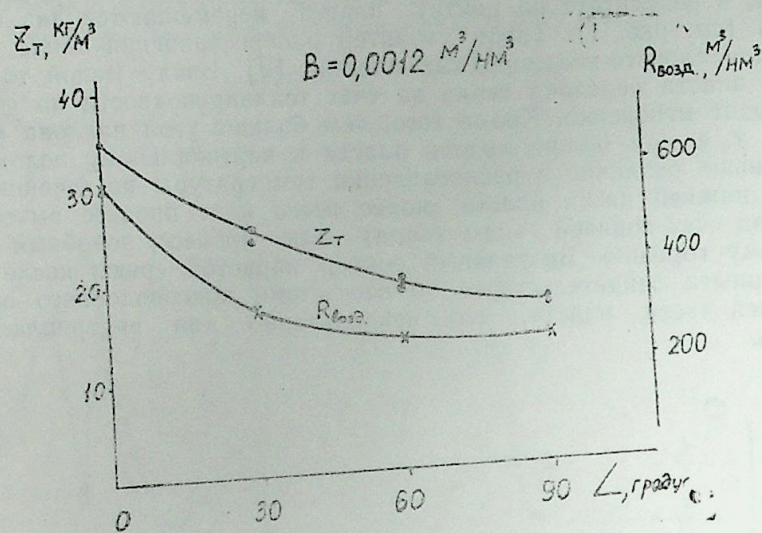


Рис. 3. Зависимость количества сгорающего топлива (Z_T) и удельного расхода воздуха (R) от угла наклона модели пласта (L)

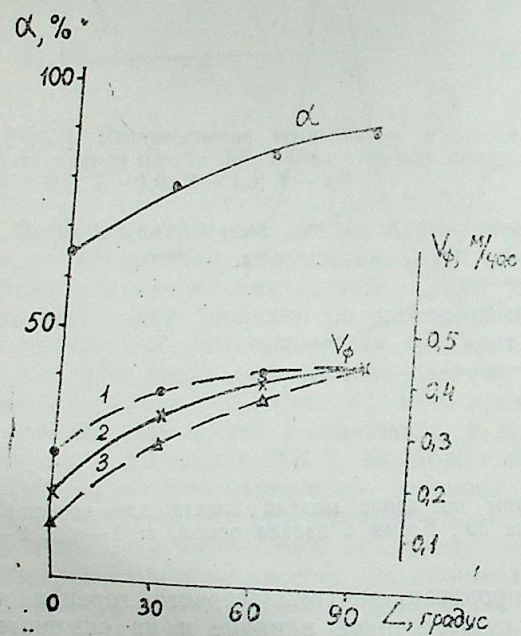


Рис. 4. Зависимость скорости перемещения фронта горения ($V_{ф.г}$) и коэффициента использования кислорода (α) от угла наклона модели (L):
1 — кровля; 2 — центр; 3 — подошва

мечаются при горизонтальном положении модели пласта (35 кг/м³). Рост угла наклона приводит к снижению концентрации сгорающего топлива. В отношении потребления кислорода наблюдается обратная картина, т. е. с ростом угла наклона растет коэффициент использования кислорода (рис. 4). Это также сходно с процессом в слоисто-неоднородном пласте, где чем ниже степень неоднородности пласта, тем выше потребление кислорода. С ростом угла наклона происходит выравнивание скорости перемещения фронтов горения в сечениях пласта. При вертикальном расположении модели пласта существует один фронт горения, который равномерно перемещается по пласту (см. рис. 4).

Таким образом, проведенные исследования показали, что угол наклона пласта оказывает существенное влияние на показатели процесса влажного горения, на характер распространения тепла по пласту как по длине модели пласта, так и по толщине (по сечению). Наиболее существенное различие характерно для горизонтального расположения модели пласта. Эти различия вызваны разным характером проявления гравитационного эффекта и потерей тепла разной интенсивности. Характер течения процесса внутрипластового горения в наклонных пластах подобен процессу внутрипластового горения в слоисто-неоднородных пластах. При разработке нефтяных месторождений необходимо учитывать данные особенности процесса горения в наклонных пластах.

Литература

1. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений /Боксерман А. А., Желтов Ю. П., Жданов С. А. и др.// Тр. ВНИИ: М: 1974. Вып. 58.
2. Мамалов Е. Н. Температурная обстановка в слоисто-неоднородных пластах в процессе осуществления влажного внутрипластового горения//Рукопись деп. в ВИНТИ. 1983. №4806—83 Деп.—23 с.
3. J. Y. Burger, B. C. Sahuquet «Laboratory Research on Wet Combustion» A. Petrol Technol. v. 28, Oct., 1973, pp. 1137—1146.
4. A. m. Garon, R. A. Wygal «A laboratory Investigation of Jire-Water Heoding» SPE v. 14, № 6, 1974, pp. 537—544.

Е. Н. Мамалов

ЛАЈ МОДЕЛИНИН МАИЛЛИК БУЧАҒЫНЫН ДАХИЛИ ЈАНМА ПРОСЕСИНЭ ТӘСИРИ

Мәгаләдә (30°, 60°, 90°, 0°) маилли моделләрдә јанма просеси өјрәнилип. Апарылмыш тәдғигатлар көстәрип ки, јанманын хассәләри флјуидләрин гравитасија ајрылмасына вә истилик өтүрүлмәсинә тәсир едир. Бу, өз нөвбәсиндә, бирчине олмајан тәбәғәли лајларда јанма просесинә јахындыр. Бурада һәмчини ики јанма чәһәсинин сүр'әт артымынын мүхтәлиф ен кәсикләрдә дәјишмәси гејд едилир. Мәгаләдә көстәрилип ки, лај модели горизонता јахын олдуғча, јанан мәһсулуи концентрасијасы чох олур. Бу заман һаванын сәрфи артыр, оксикенни утил олунмасы азалыр. Нефт јатағларында јанма просесләрини өјрәнәркән бу хассәләри нәзәрә алмағ лазымдыр.

Ye. N. Mamalov

ANGLE OF BEDDING MODEL INFLUENCE ON WET IN-SITU COMBUSTION PROCESS

The article deals with problems of influence of the angle of a bedding model (30°, 60°, 90°, 0°) on the wet combustion process. The studies have shown that all peculiarities of wet combustion process in inclined beds are conditioned by gravity

distribution of fluids and heat crossflows along a bed section. According to its character this process is like a combustion one in layered-heterogeneous beds. The nearer a bed model is to the horizon the higher is the concentration of a burning fuel, specific air volume discharge, and oxygen utilization is lower. The peculiarities of wet combustion process in inclined beds should be taken into account while projecting this method at the oil fields.

УДК—622.279.031:53

М. Т. АБАСОВ, М. А. РАСУЛОВ, Х. А. ФЕЙЗУЛЛАЕВ

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

Исследованиям задач фильтрации газоконденсатной смеси, сформулированных для различных газогидродинамических моделей, посвящены работы [1—2, 4—7 и др.].

За исключением некоторых частных случаев, допускающих получение автомодельных решений, эти задачи решались с применением либо приближенных, либо различных численно-аналитических методов. Подобный анализ опубликованных работ приведен в [2].

В настоящее время с появлением быстродействующих ЭВМ назрела необходимость создания различных разностных схем для численного решения указанных работ и рекомендовать наиболее приемлемую, которая должна одновременно обеспечить высокую точность расчетов и экономичность алгоритма в смысле затрат машинного времени. Это даст возможность произвести и оценку имеющихся приближенных методов.

В указанных целях воспользуемся предложенной в [2] бинарной моделью фильтрации газоконденсатной смеси с учетом реальных свойств флюидов и фазовых переходов, описываемой нелинейными уравнениями в частных производных. Рассмотрим в качестве модельной задачи случай притока к единичной скважине в круговом однородном замкнутом пласте [2].

При этом процесс фильтрации газоконденсатной смеси описывается системой уравнений, приведенной в [2], которая может быть представлена в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \Psi(P, \rho_k) \frac{\partial F}{\partial r} \right) = \frac{m}{k} \frac{\partial}{\partial t} [Q(P) + \rho_k N(P)], \quad (1)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \Phi(P, \rho_k) \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{m}{k} \frac{\partial}{\partial t} [M(P) + \rho_k B(P)], \quad (2)$$

где

$$\frac{F_u(\rho_k) P \beta [1 - C(\bar{P}) \gamma(P)]}{\mu_r(P) Z(P)} + \frac{F_k(\rho_k) S_k(P)}{\mu_k(P) a_k(P)} = \Psi(P, \rho_k),$$

$$\frac{F_r(\rho_k) P C(P) \beta}{\mu_r(P) Z(P)} + \frac{F_k(\rho_k)}{\mu_k(P) a_k(P)} = \Phi(P, \rho_k),$$

$$\frac{1}{a_k(P)} - \frac{P \beta C(P)}{Z(P)} = B(P), \quad \frac{P \beta C(P)}{Z(P)} = M(P),$$

$$\frac{S_k(P)}{a_k(P)} - \frac{P\beta[1-C(P)\bar{\gamma}(P)]}{Z(P)} = N(P), \quad \frac{P\beta[1-C(P)\bar{l}(P)]}{Z(P)} = Q(P), \quad \frac{N(P)}{B(P)} = A(P).$$

Здесь индексы г, к относятся к газовой (газ с растворенным конденсатом) и жидкой (конденсат с растворенным газом) фазам; $F_r(\rho_z)$, $F_k(\rho_k)$ — фазовые проницаемости; $\mu_k(P)$, $\mu_r(P)$ — вязкости жидкой и газовой фаз в пластовых условиях; $S_k(P)$ — количество растворенного газа; $a_k(P)$ — объемный коэффициент; β — коэффициент температурной поправки; $Z(P)$ — коэффициент сжимаемости газовой фазы; $C(P)$ — содержание конденсата в газовой фазе; $\bar{\gamma}(P)$ — отношение удельных весов конденсата в жидкой и газовой фазах в нормальных условиях; $P(r, t)$, $\rho_k(r, t)$ — искомые функции распределения давления и насыщенности; m — пористость, k — проницаемость пласта (абсолютная), t — время.

Систему уравнений (1), (2) будем исследовать при следующих начальных и граничных условиях:

$$P(r, 0) = P_0(r), \quad \rho_k(r, 0) = 0, \quad (3)$$

$$\frac{\partial P(R_k, t)}{\partial r} = 0. \quad (4)$$

В зависимости от режима эксплуатации на скважине можно задать одно из условий:

1) случай, когда на скважине поддерживается постоянная депрессия, т. е.

$$\Delta P = P_{\text{кон}} - P_c(t) = \delta, \quad (5)$$

2) случай, когда на скважине известен дебит газа, т. е.

$$2\pi r h h \psi(P, \rho_k) \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = -q_g(t). \quad (6)$$

В целях построения численного алгоритма решения рассматриваемой модельной задачи предлагается использовать следующие три неясные разностные схемы.

Первая — схема сквозного счета, имеющая порядок аппроксимации $O(h^2 + \tau)$, позволяющая достичь высокой точности расчета лишь при мелком временном шаге, т. е. требующая значительных затрат машинного времени.

Вторая — схема с повышенной точностью — с аппроксимацией порядка $O(h^2 + \tau^4)$, являющаяся более экономичной по сравнению с первой.

Третья схема — так называемая консервативная, построенная нами исходя из методики, предложенной в [8]. Необходимость ее создания возникла в связи с тем, что в рассматриваемом процессе фильтрации многофазных потоков может иметь место разрыв функции насыщенности, что вытекает и из гиперболичности 2-го уравнения системы (1), (2). Эту особенность две вышеупомянутые схемы учесть не могут.

Переходим к непосредственному построению численных алгоритмов.

1. Воспользовавшись равномерной прямоугольной сеткой $\omega_{n\tau} = \left\{ r_i = r_c + ih, \quad t_n = n\tau, \quad i = \overline{0, N}, \quad n = 0, 1, \dots, \quad h = \frac{R_k - r_c}{N}, \quad \tau > 0 \right\}$,

систему (1), (2) аппроксимируем в виде:

$$A_i^n \left\{ \frac{1}{r_i} \left[r_{i+1} (C_{1+1/2}^n F_{r+1/2}^n + C_{2+1/2}^n F_{k+1/2}^n) \cdot \frac{P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}}{h^2} - r_i (C_{1-1/2}^n F_{r-1/2}^n + C_{2-1/2}^n F_{k-1/2}^n) \cdot \frac{P_{i-1}^{n+1} - P_i^{n+1}}{h^2} \right] \right\} - \frac{1}{r_i} \left[r_{i+1} \times \right. \\ \times (C_{3+1/2}^n F_{k+1/2}^n + C_{4+1/2}^n F_{r+3/2}^n) \cdot \frac{P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}}{h^2} - r_i (C_{3-1/2}^n F_{k-1/2}^n + \\ \left. + C_{4-1/2}^n F_{r-1/2}^n) \cdot \frac{P_{i-1}^{n+1} - P_i^{n+1}}{h^2} \right] = \frac{m}{k} [(A_i^n B_i^n - N_i^n) \rho_{ki}^n + (A_i^n M_i^n - \\ - Q_i^n) \left[\frac{P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}}{\tau} \right], \\ \left\{ \frac{1}{r_i} r_{i+1} (C_{1+1/2}^n F_{r+1/2}^n + C_{2+1/2}^n F_{k+1/2}^n) \cdot \frac{P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}}{h^2} - \right. \\ \left. - r_i (C_{1-1/2}^n F_{r-1/2}^n + C_{2-1/2}^n F_{k-1/2}^n) \cdot \frac{P_{i-1}^{n+1} - P_i^{n+1}}{h^2} \right\} - \frac{m}{k} (B_i^n \rho_{ki}^n + \\ + M_i^n) \frac{P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}}{\tau} \Big] = \frac{m}{k} B_i^n \cdot \frac{\rho_{ki}^{n+1} - \rho_{ki}^n}{\tau}. \quad (7)$$

Здесь функции Φ_i^n и Ψ_i^n разложены соответственно на две суммы:

$$\Phi_i^n = C_{1i}^n F_{r1}^n + C_{2i}^n F_{k1}^n, \quad \Psi_i^n = C_{3i}^n F_{r1}^n + C_{4i}^n F_{k1}^n,$$

где

$$C_{1i+1/2}^n = \frac{1}{2} \left[\frac{P_{i+1}^n C_{i+1}^n \beta}{\mu_{r+1}^n Z_{i+1}^n} + \frac{P_i^n C_i^n \beta}{\mu_{r1}^n Z_i^n} \right], \\ C_{2i+1/2}^n = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{\mu_{r+1}^n a_{k+1}^n} + \frac{1}{\mu_{r1}^n a_{k1}^n} \right], \\ C_{3i-1/2}^n = \frac{1}{2} \left[\frac{P_{i+1}^n \beta [1 - C_{i+1}^n \bar{\gamma}_{i+1}^n]}{\mu_{r+1}^n Z_{i+1}^n} + \frac{P_i^n \beta [1 - C_i^n \bar{\gamma}_i^n]}{\mu_{r1}^n Z_i^n} \right], \\ C_{4i+1/2}^n = \frac{1}{2} \left[\frac{S_{k1-1}^n}{\mu_{k+1}^n a_{k+1}^n} + \frac{S_{k1}^n}{\mu_{k1}^n a_{k1}^n} \right], \\ C_{1i-1/2}^n = \frac{1}{2} \left[\frac{P_i^n C_i^n \beta}{\mu_{r1}^n Z_i^n} + \frac{P_{i-1}^n C_{i-1}^n \beta}{\mu_{r-1}^n Z_{i-1}^n} \right], \\ C_{2i-1/2}^n = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{\mu_{r1}^n a_{k1}^n} + \frac{1}{\mu_{r-1}^n a_{k-1}^n} \right], \\ C_{3i-1/2}^n = \frac{1}{2} \left[\frac{P_i^n \beta [1 - C_i^n \bar{\gamma}_i^n]}{\mu_{r1}^n Z_i^n} + \frac{P_{i-1}^n \beta [1 - C_{i-1}^n \bar{\gamma}_{i-1}^n]}{\mu_{r-1}^n Z_{i-1}^n} \right],$$

$$C_{4i-1/2}^n = \frac{1}{2} \left[\frac{S_{ki}^n}{\mu_{ki}^n a_{ki}^n} + \frac{S_{ki-1}^n}{\mu_{ki-1}^n a_{ki-1}^n} \right],$$

Наиболее, на первый взгляд, подходящая аппроксимация фазовых проницаемостей

$$F_{e_{i+1/2}}^n = \frac{1}{2} [F_{e_{i+1}}^n + F_{e_i}^n], \quad e = \Gamma, \kappa$$

приводит к ошибочным результатам [3]. Поэтому целесообразно применить получившую широкое распространение схему со «взвешиванием вверх по потоку» [3], где $F_{e_{i+1/2}}^n$ задается соотношением

$$F_{e_{i+1/2}}^n = \begin{cases} F_e(\rho_{ki}^n), & \text{если поток направлен из } i\text{-й} \\ & \text{в } (i+1)\text{-ю ячейку} \\ F_e(\rho_{ki+1}^n), & \text{если поток направлен из } (i+1)\text{-й} \\ & \text{в } i\text{-ю ячейку.} \end{cases}$$

Разностные аналоги условий (3)–(5) будут:

$$P_i^n = P_0 = \text{const}, \quad \rho_{ki}^n = \rho_{k0} = 0, \quad i = \overline{1, N}, \quad (9)$$

$$-P_1^n = \delta, \quad P_1^n - P_{z_{N-}}^n = 0, \quad n = 0, 1, 2, \dots \quad (10)$$

Разностная схема (7), (8) является явной по насыщенности и неявной по давлению. Присоединяя условия (9), (10) к системе (7), (8), получаем замкнутую систему. Зная давления P_1^n и насыщенности ρ_{ki}^n на временном слое n , можно определить P_1^{n+1} и ρ_{ki}^{n+1} . Искомые значения P_1^{n+1} находятся по значениям функции P_1^n на слое n с помощью метода прогонки, а ρ_{ki}^{n+1} находятся по значениям ρ_{ki}^n и P_1^{n+1} с помощью схемы (8). Относительные фазовые проницаемости $F_r(\rho_k)$, $F_k(\rho_k)$ как функции насыщенности в узлах разностной сетки вычисляются по схеме «взвешивание вверх по потоку», чтобы обеспечить устойчивость разностной схемы. Однако, если мы будем вести счет с большим шагом по времени $\tau = 0(h)$, то из-за жесткости уравнения относительно ρ_k теряется точность. А если решаем задачу при мелком шаге, то преимущество неявной схемы перед явной становится малоощутимым. Поэтому, естественно, возникает необходимость построения разностных схем с повышенной точностью по t .

2. Для построения такой схемы используем идеи, заключенные в методах Рунге–Кутты. С этой целью уравнение (2) разрешим относительно $\frac{\partial \rho_k}{\partial t}$, т. е.

$$\frac{\partial \rho_k}{\partial t} = F \left(P, \rho_k, \frac{\partial P}{\partial r}, \frac{\partial^2 P}{\partial r^2}, \frac{\partial \rho_k}{\partial r} \right). \quad (11)$$

Мы не будем воспроизводить здесь подробные выкладки, а ограничимся тем, что приведем формулы, описывающие метод четвертого порядка:

$$\rho_{ki}^{n+1} = \rho_{ki}^n + \frac{\tau}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4).$$

$$k_1 = F(P^{n+1}, \rho_k^n, P_x^{n+1}, P_{xx}^{n+1}, \rho_{kx}^n),$$

$$k_2 = F \left(P^{n+1}, \rho_k^n + \frac{\tau}{2} k_1, P_x^{n+1}, P_{xx}^{n+1} \left(\rho_k + \frac{\tau}{2} k_1 \right)_x^n \right), \quad (12)$$

$$k_3 = F \left(P^{n+1}, \rho_k^n + \frac{\tau}{2} k_2, P_x^{n+1}, P_{xx}^{n+1} \left(\rho_k + \frac{\tau}{2} k_2 \right)_x^n \right),$$

$$k_4 = F \left(P^{n+1}, \rho_k^n + \tau k_3, P_x^{n+1}, P_{xx}^{n+1} \left(\rho_k + \tau k_3 \right)_x^n \right).$$

Отметим, что в работе [9] построены схемы порядка $O(h^2 + \tau^2)$ для решения задач об истощении газоконденсатной залежи и залежи с легкой нефтью.

По второй расчетной схеме рассматриваемая задача решена и для заданной постоянной депрессии на скважине и для заданного дебита. В последнем случае граничное условие (5) заменяется условием (6). Разностным аналогом условия (6) будет:

$$2\pi r_0 h \kappa \Psi(P_1^n, \rho_{ki}^n) (P_2^n - P_1^n) = -h g_r(t_n), \quad (13)$$

где $g_r(t_n)$ — известная величина.

3. Для того, чтобы решить задачу (1)–(5) методом, предложенным в [8], в системе уравнений (1), (2) сделаем замену $x = r^2/4$ и запишем ее в виде:

$$\bar{q}_r(x, t) = -m \frac{\partial}{\partial t} \int \{Q(P) + \rho_k N(\bar{P})\} dx, \quad (14)$$

$$\bar{q}_k(x, t) = -m \frac{\partial}{\partial t} \int \{M(P) + \rho_k B(P)\} dx, \quad (15)$$

где

$$\bar{q}_r(x, t) = -x \Psi(P, \rho_k) \frac{\partial P}{\partial x},$$

$$\bar{q}_k(x, t) = -x \Phi(P, \rho_k) \frac{\partial P}{\partial x}.$$

Система (14), (15) и есть вспомогательная система уравнений, предложенная в [8]. Уравнения (14), (15) представляют собой уравнения материального баланса соответственно для газа и конденсата, разностные аналоги которых являются консервативными. Аппроксимируем эту систему в узлах сетки следующим образом:

$$x_1 \Psi(\hat{P}_1, \rho_{k1}) \hat{P}_x = m \left(\sum_1 H_1(P, \rho_k) \right)_t, \quad (16)$$

$$x_1 \Phi(\hat{P}_1, \rho_{k1}) \hat{P}_x = m \left(\sum_1 H_2(P, \rho_k) \right)_t, \quad (17)$$

где сумма в (16), (17) является каким-нибудь разностным аналогом интегралов, входящих в левую часть (14), (15).

В частном случае, если применить теоремы о среднем значении, из (14), (15) получаем:

$$q_r(t) = -\Omega \frac{d}{dt} \{Q(\bar{P}) + \rho_k N(\bar{P})\}, \quad (18)$$

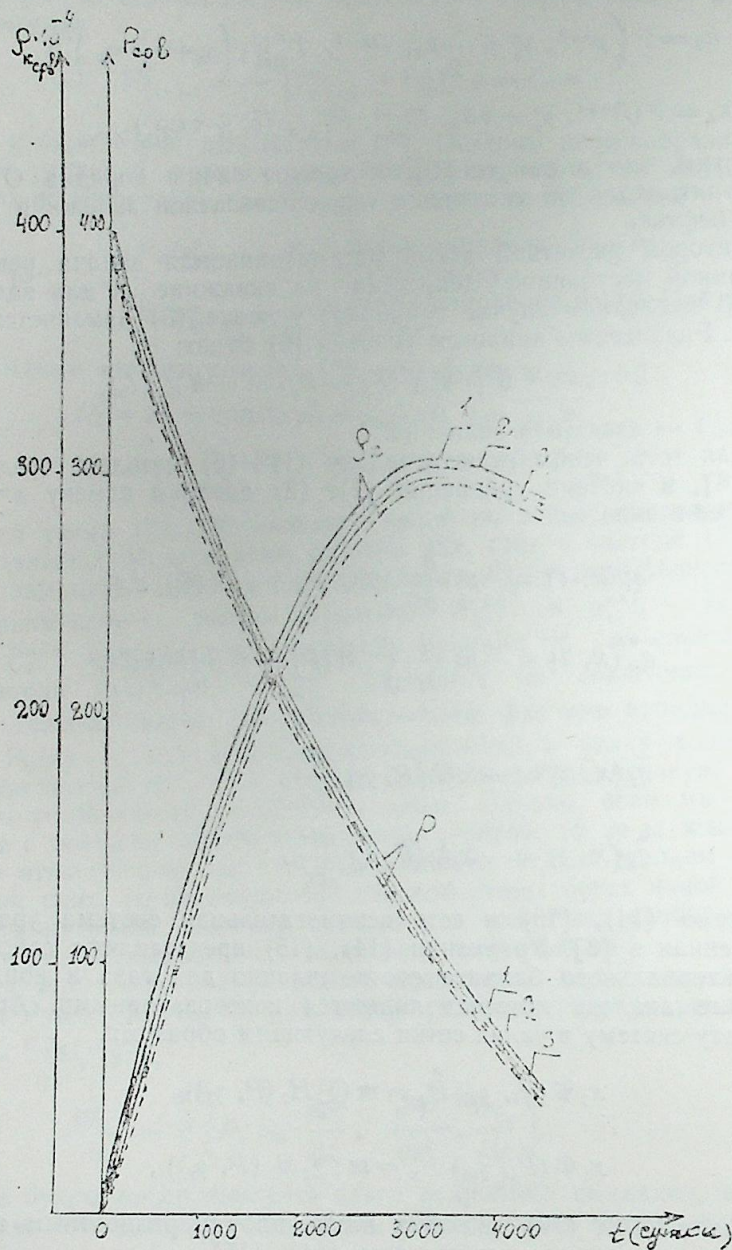


Рис. 1. Сравнение средневзвешенных значений P и ρ_k , полученных из распределения этих величин и найденных по первой схеме, с соответствующими значениями, взятыми из [2], при различных показаниях времени:
 1—с шагом в одни сутки (погр. 3,5%); 2—12 ч (погр. 2,3%); 3—6 ч (погр. 1,006%)

$$q_k(t) = -\Omega \frac{d}{dt} \{M(\bar{P}) + \bar{\rho}_k B(\bar{P})\}. \quad (19')$$

Здесь

$$\bar{P} = \frac{1}{\Omega} \int P d\Omega, \quad \bar{\rho}_k = \frac{1}{\Omega} \int \rho_k d\Omega,$$

где Ω — объем пор пласта, насыщенных углеводородной жидкостью. (18), (19) — совпадает с системой уравнений, предложенной в [2], являющейся системой уравнений материального баланса. Подобное совпадение подтверждает физическую обоснованность предлагаемой схемы, что показывает преимущество системы (14), (15).

По вышеизложенным схемам с целью их сравнения проведены расчеты с использованием параметров VII горизонта месторождения «Булла-море». На основе имеющихся значений $F_r, F_k, \rho_r, \rho_k, S_k, a_k, Z, C, \gamma$ с помощью интерполяционной формулы Лагранжа были построены аналитические зависимости для этих параметров. В качестве остальных исходных данных были взяты следующие:

$$P_0 = 400 \text{ атм}, \quad \rho_{k0} = 0, \quad r_c = 0,1 \text{ м}, \quad R_k = 0,75 \text{ км},$$

$$p = 40 \text{ атм}, \quad q_r = 5 \cdot 10^{+5} \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

В [2] имеются данные расчетов среднеазиатских значений P и ρ_k , которые нами использовались для сравнения, для чего производилось осреднение по пространственной координате найденных по предлагаемым схемам распределений указанных параметров.

Для проведения расчетов по всем схемам шаг по пространственной координате был принят $h=20$ м, шаг же по времени в зависимости от используемой схемы брался различным.

Так, сравнение средневзвешенных значений P и ρ_k , полученных из распределения этих величин и найденных по первой схеме, с соответствующими значениями, взятыми из [2], как наглядно видно из рис. 1, показало хорошее совпадение при временном шаге $\tau=0,2$ сут (расхождение здесь составляет $\sim 1\%$). При временных же шагах $\tau=0,5$ и $\tau=1$ сут расхождение составляет соответственно 2,3 и 3,5%. Указанное решение осуществлялось при условиях (3), (4), (6), т. е. при заданном дебите.

Расчеты по второй схеме проведены для примера при других граничных условиях, т. е. при заданной постоянной депрессии. Шаг по времени при этом брался $\tau=1$ сут.

Значения функций $P(r, t)$, и $\rho_k(r, t)$, найденные по этой схеме для различных значений времени, приведены на рис. 2 и 3. Результаты сравнений соответствующих средневзвешенных величин, найденных по данной схеме и взятых из [2], приведены на рис. 4, 5.

Расчеты по третьей схеме также приведены на рис. 2, 3, 4 и, как видно из них, совпадают с результатами, полученными по второй схеме, т. е. также имеют высокую точность. Сравнение же с результатами работы [2] здесь не проводилось поскольку, как указывалось выше, осредненные балансовые уравнения этой схемы полностью совпадают с соответствующими уравнениями в [2], а следовательно, совпадут и найденные из них средневзвешенные значения P и ρ_k .

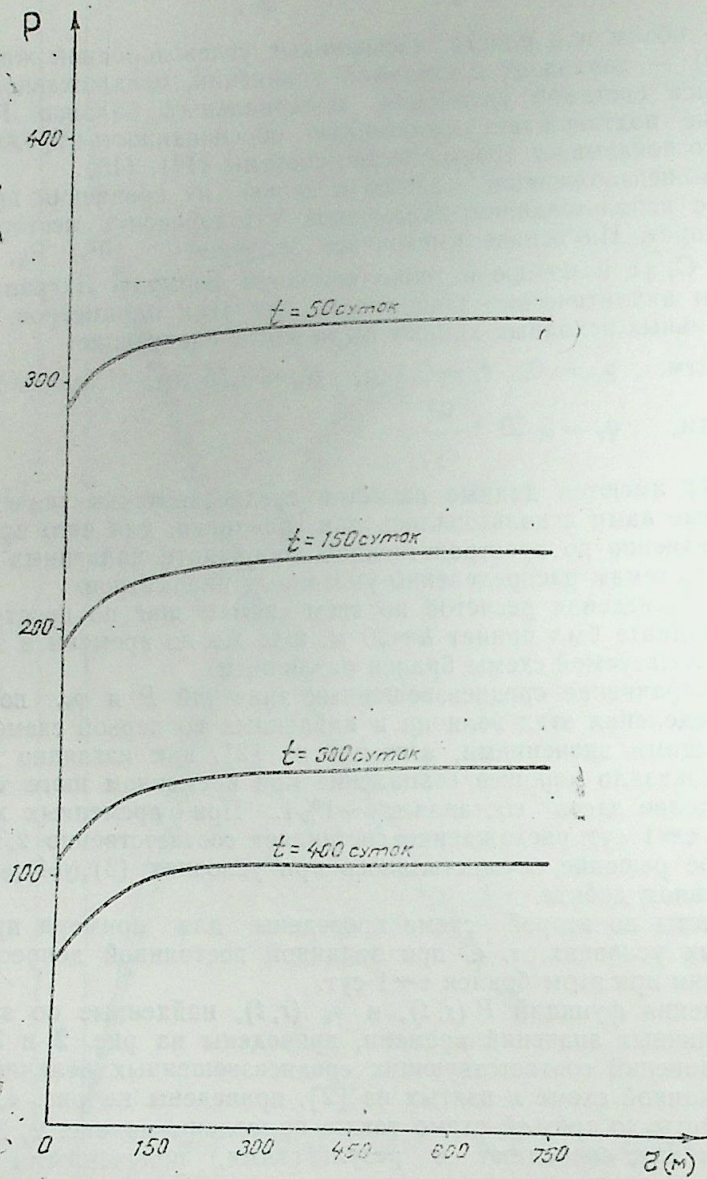


Рис. 2. Распределение вдоль пласта при различных значениях времени

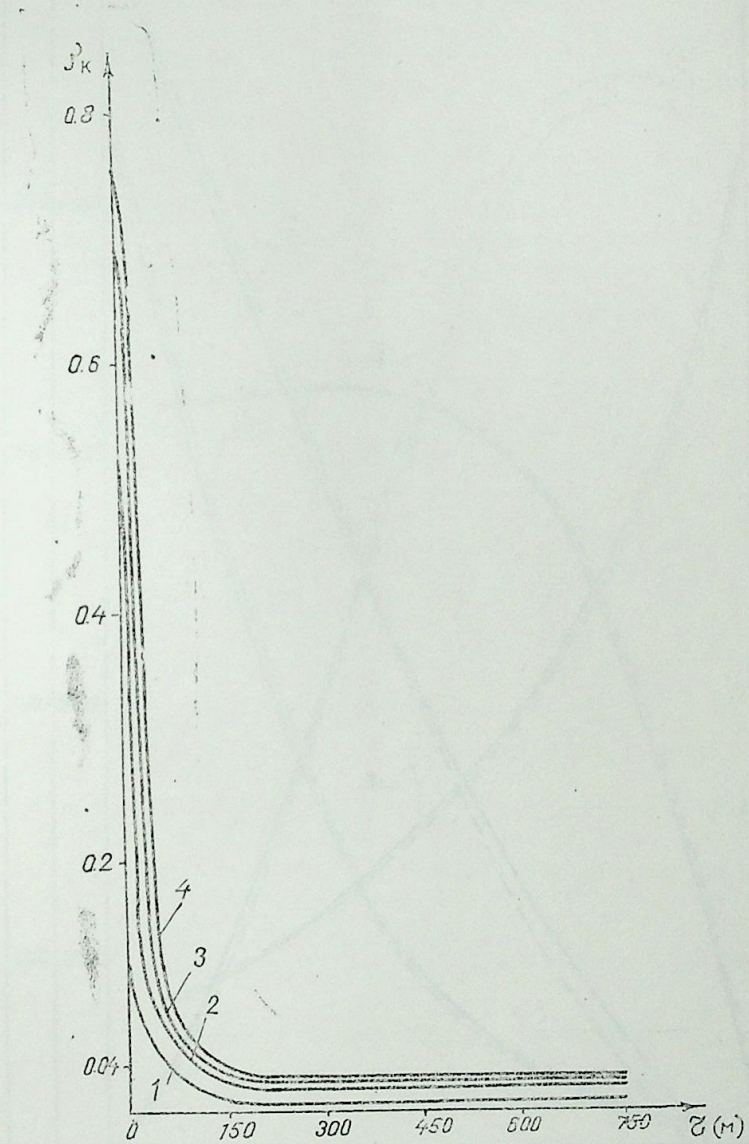


Рис. 3. Распределение конденсатонасыщенности вдоль пласта при различных значениях времени

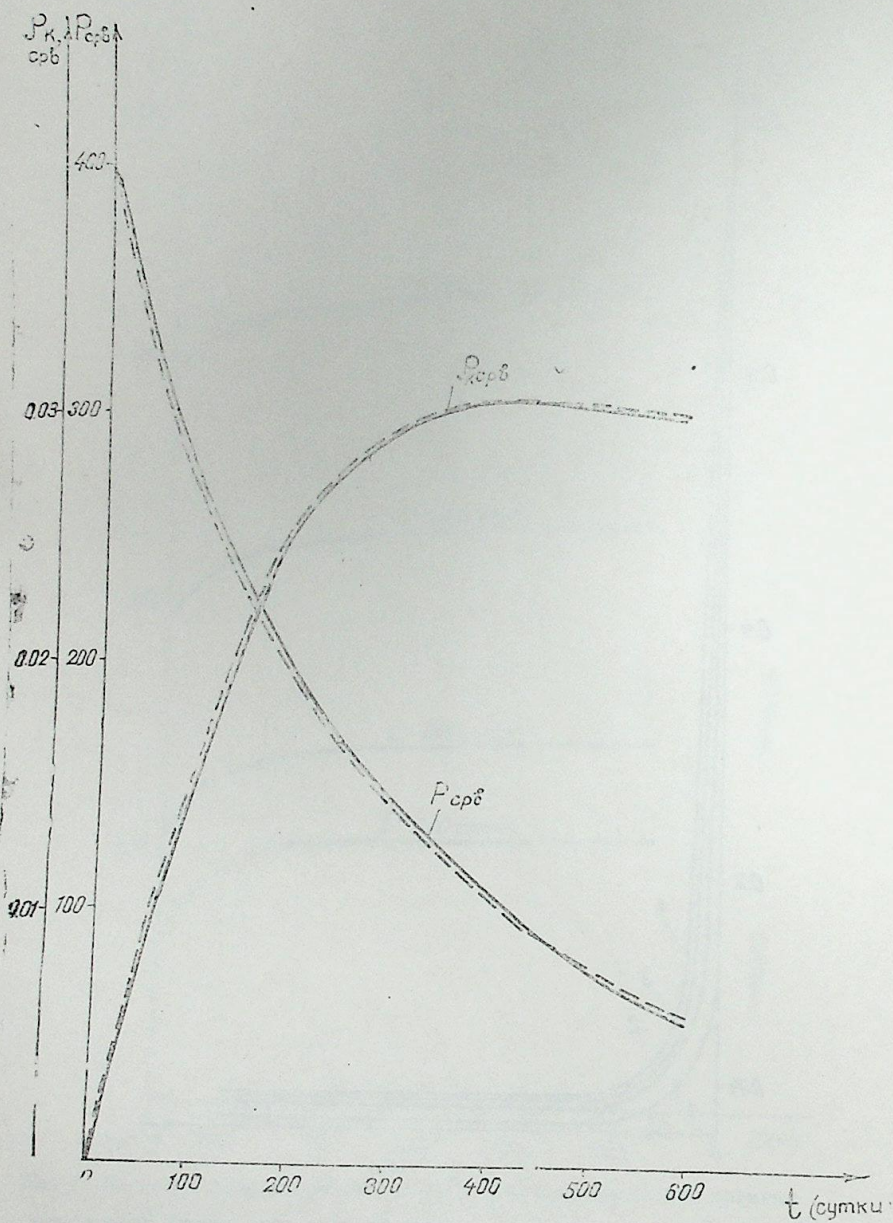


Рис. 4. Сравнение средневзвешенных значений P и P_k , полученных из распределения этих величин и найденных по второй схеме, с соответствующими значениями, взятыми из [2]

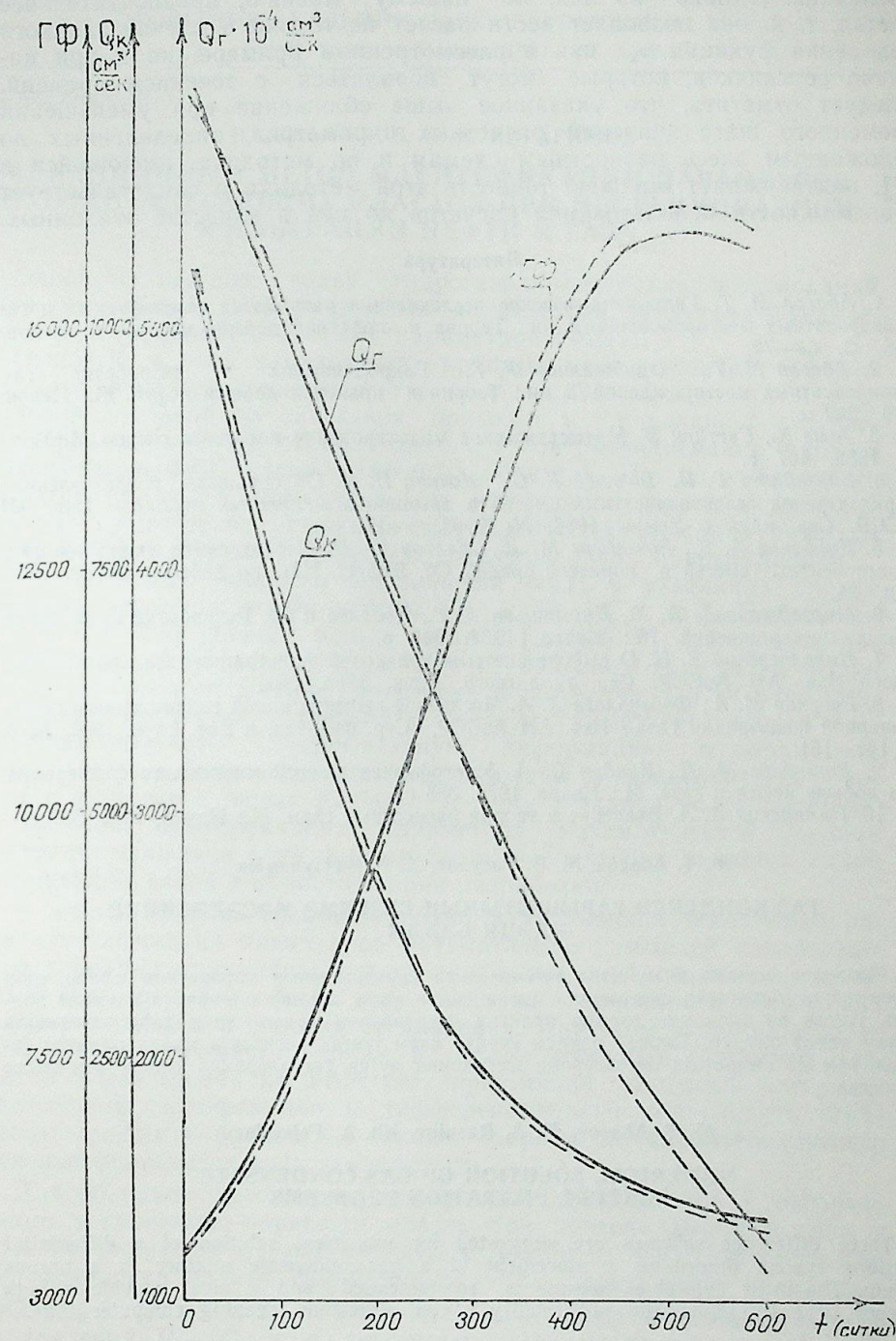


Рис. 5. Сравнение некоторых показателей разработки, найденных по второй схеме, с соответствующими значениями, взятыми из [2]

$$C_n(r, t, P_n) \frac{\partial P_n}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \lambda_n(r, t, P_n) \frac{\partial P_n}{\partial r} \right] - (-1)^n \int_{P_1}^{P_2} D(r, t, P) dP, \quad (1)$$

при следующих начальных и граничных условиях:

$$P_n(r, 0) = P_{0n}(r), \quad n = \overline{1, 2}, \quad r \in G \quad (2)$$

$$P_1(r_c, t) = P_c(t), \quad 0 < t \leq T, \quad (3)$$

$$P_1(r_c, t) = P_2(r_c, t), \quad 0 < t \leq T, \quad (4)$$

$$r \left[\lambda_1(r, t, P_1) \frac{\partial P_1}{\partial r} + \lambda_2(r, t, P_2) \frac{\partial P_2}{\partial r} \right] \Big|_{r=r_c} = \frac{Q(t)}{2\pi h}, \quad (5)$$

$$\frac{\partial P_n}{\partial r} \Big|_{r=R_k} = C, \quad n = \overline{1, 2}. \quad (6)$$

где $P_n(r, t)$ — давление; $C_n = \frac{\partial(m_n(t))}{\partial P_n}$; $\lambda_n = \frac{K_n \rho}{\mu}$; $D = F^2 \lambda_2$;

$K_n(r, t, P_n)$, $m_n(r, t, P_n)$, $\rho(P_n)$, $\mu(P_n)$ — соответственно проницаемость и пористость пласта, плотность и вязкость флюида; F — удельная поверхность блоков, h — мощность пласта, n — индекс, указывающий среду ($n=1$ — трещинная среда, $n=2$ — пористая среда), $G = \{r: r_c < r < R_k\}$, $D = G \cdot \{t: 0 < t \leq T\}$.

Отметим, что при $K_2(r, t, P) = 0$ система (1)–(6) в зависимости от значений $K_1(r, t, P)$ описывает процесс фильтрации в деформируемых чисто трещиноватых или же гранулярных коллекторах. Кроме того, при $F = 0$ система (1)–(6) описывает процесс фильтрации в двух изолированных пластах, разрабатываемых одной скважиной. Частные виды таких постановок исследованы в [1, 11, 12, 14].

Теперь перейдем к формулированию вариационной постановки задачи идентификации параметров пласта, т. е. к определению совокупности функций $\{P_n(r, t), n = \overline{1, 2}, U\}$. Для этого разлагая отыскиваемые параметры по заданным базисным функциям $\{\varphi_s(r, t, P), s = \overline{1, m}\}$ с неизвестными коэффициентами разложения $f_n = (f_{n1}, f_{n2}, \dots, f_{nm})$ в виде:

$$F_n(r, t, P_n) = \sum_{s=1}^m f_{ns} \varphi_s(r, t, P_n), \quad (7)$$

исходная задача идентификации вектор-функции $U = (C_1, C_2, \lambda_1, \lambda_2, D, P_{01}, P_{02})$ преобразуется в определение вектора $R = (\bar{C}_1, \bar{C}_2, \bar{\lambda}_1, \bar{\lambda}_2, \bar{D}, \bar{P}_{01}, \bar{P}_{02})$, компоненты которого являются коэффициентами разложения (7). Тогда задача идентификации (1)–(6) в вариационной постановке, основанная на регуляризации по А. Н. Тихонову [2, 13], сводится к минимизации функционала

$$J_n(R) = \int_0^T [I_1(r_c, t) - P_c(t)]^2 dt + \varepsilon_k \Omega(R), \quad (8)$$

или же

$$J_k(R) = \int_0^T |2\pi h r_c \sum_{n=1}^2 \lambda_n(r, t, P_n) \frac{\partial P_n}{\partial r} - Q(t)|^2 dt + \varepsilon_k \Omega(R), \quad (9)$$

где $P_n(r, t)$ — соответственно есть решение системы (1), (2), (4)–(6) и (1)–(3), (5), (6), $\Omega(R) = \|R - R^*\|^2$ — стабилизатор, R^* — заданный вектор.

За регуляризованное решение исходной задачи принимается вектор R и соответствующие ему $\{P_n(r, t), n = \overline{1, 2}\}$, при которых достигается минимум функционала $J_k(R)$.

Выбор типа минимизируемого функционала $J_k(R)$ в виде (8) или же (9) обуславливается рядом факторов, основным из которых является более точное решение соответствующих краевых задач (1), (2), (4)–(6) или же (1)–(3), (5), (6).

Используя метод конечных разностей в работах [5–9] при решении краевой задачи (1), (2), (4)–(6) мы предложили алгоритмы решения задачи идентификации в вариационной постановке. При этом для минимизации функционала (8) использованы методы нулевого и первого порядка [2] и выведены аналитические выражения градиента $J_k(R)$. На основе предложенных алгоритмов разработаны программы, которые использованы для идентификации ФЭП реальных пластовых объектов [6, 9]. Анализ расчетов, проведенных на основе модельных и реальных данных, свидетельствуют об их эффективности. Показано, что использование этого метода позволяет увеличить количество определяемых параметров, минимально отклоняющихся от своих истинных значений.

Большое значение имеет получение аналитических решений вышеуказанных задач, что позволяет произвести экономичную реализацию вычислительных процедур на ЭВМ. Поэтому в работах [4, 5] нами рассмотрены частные случаи постановки исходной задачи идентификации, когда удается получить точные аналитические решения краевых задач. В работе [4] получено решение задачи (1)–(3), (5), (6) при следующих допущениях:

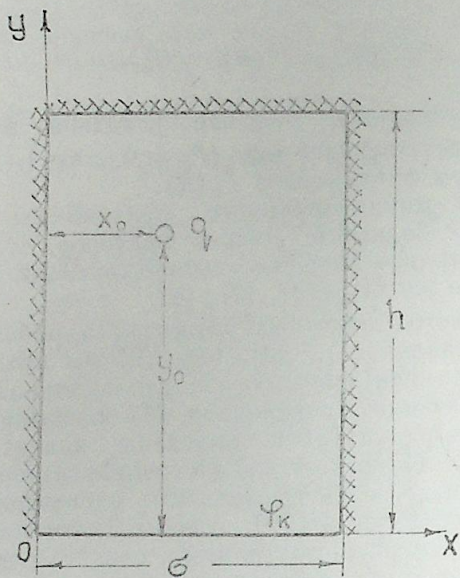
$$\lambda_1(r, t, P) = \text{Const}, \lambda_2(r, t, P) = \text{Const}, C_1(r, t, P) = \text{Const},$$

$$C_2(r, t, P) = \text{Const}, P_{0n}(r) = P_0 = \text{Const}, \quad n = \overline{1, 2}$$

При этом также выведены точные выражения для $Q(t)$ и градиента функционала $J_k(R)$ типа (9), который используется в процедуре минимизации функционала $J_k(R)$ методами первого порядка (градиентными методами). Далее в [5] используя метод линеаризации [3] полученные аналитические решения обобщены для случая зависимости параметров пласта и флюида от давления.

Предлагаемый вариационный метод идентификации и разработанные программы для ЭВМ могут служить составной частью методов обработки данных исследований глубокозалегающих пластов по представленной на структурной блок-схеме и на ее основе может быть организована автоматизированная система обработки промышленных исследований. Эффективность их использования будет заключаться в получении более точных и более полных данных о параметрах пла-

тов при существенном уменьшении времени исследований скважин методом неустановившихся отборов. Кроме того, использование этого метода исключает необходимость исследования скважин методом установившихся отборов.



В заключение отметим, что в реальных условиях вариационная постановка обратных задач во многих случаях оказывается более естественной, чем обычная, так как производится оптимальное управление коэффициентами дифференциальных уравнений математических моделей физических процессов [11].

Литература

1. Азимов Э. Х. Теоретические основы и методы интерпретации результатов гидрогазодинамических исследований глубоких нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: Автореф. дис. ... докт. техн. наук: М.: ВНИИГаз: 1987: 39 с.
2. Васильев Ф. П. Численные методы решения экстремальных задач. М.: Наука. 1980. 520 с.
3. Гидрогазодинамика трещиноватых коллекторов/ М. Т. Абасов, Г. И. Джалалов, К. Н. Джалилов и др. Баку: Элм. 1988. 291 с.
4. Джалалов Г. И. Приток упругой жидкости к скважине с заданным забойным давлением в трещиновато пористом-пласте//Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле. 1987. № 6. С. 36—40.
5. Джалалов Г. И., Ибрагимов Т. М. К определению фильтрационно-емкостных параметров трещиновато-пористых коллекторов//Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле. 1986. № 5. С. 58—63.
6. Джалалов Г. И., Ибрагимов Т. М. Методика идентификации фильтрационных и емкостных параметров деформируемых пластов при нестационарной фильтрации флюидов. Баку: Элм, 1989. 48 с.
7. Ибрагимов Т. М., Джалалов Г. И. Идентификация параметров трещиновато-пористых пластов при нестационарной фильтрации с использованием градиентных методов//Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле. 1987. № 2. С. 15—20.
8. Ибрагимов Т. М. К решению обратных задач фильтрации флюидов в деформируемых трещиноватых средах// В межвуз. сб.: Условно-корректные задачи математической физики и анализа. Красноярск: Изд-во Краснояр. ун-та. 1988. С. 87—91.

9. Ибрагимов Т. М. Идентификация параметров трещиноватых пластов при нелинейной нестационарной фильтрации нефти и газа: Дис. ... канд. техн. наук. Баку. 1989: 136 с.

10. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин/ Под ред. Г. А. Зотова, Э. С. Алиева. М.: Недра. 1980: 301 с.

11. Искендеров А. Д. Вариационная постановка обратной задачи для квазилинейных дифференциальных уравнений// В межвуз. сб.: Условно-корректные задачи математической физики и анализа. Красноярск: Изд-во Краснояр. ун-та. 1988. С. 91—97.

12. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений/ С. Н. Закиров, В. Н. Васильев, А. И. Гутников и др. М.: Недра. 1984. 295 с.

13. Тихонов Н. А., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука. 1986. 288 с.

14. Толстов С. С. Идентификация фильтрационно-емкостных параметров нефтегазоносных пластов при нечеткой исходной информации: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: МИНГ им. И. М. Губкина. 1988. 22 с.

Г. И. Чалалов, Т. М. Ибрагимов

НЕФТ ВӘ ГАЗЫН ГӨРӘРЛӘШМӘМҮШ СҮЗҮЛМӘСИ ШӘРАИТИНДӨ ДӘРИН ЈАТАГЛАРЫН ПАРАМЕТРЛӘРИНИН ИДЕНТИФИКАСИЈАСЫНЫН ВАРИАСИЈА ҮСҮЛҮ

Мәгаләдә лажын вә флүиди характеризә едән физики параметрләрин тәзјигдән асылыгларынын үмуми шәкилдә верилишиндә бирчине, гејри-бирчине гранулјар вә чатлы лажын ријази моделинин праметрик идентификасијасы мәсәленин вариасија гојулушу тәклиф олунур. Лажын тәдгиги заманы алынмыш информасијалардан истифадә олунмагла лаж параметрләринин тәјини үчүн автоматлашдырылмыш системни структур блок-схеми верилишидир.

G. I. Djalalov, T. M. Ibragimov

VARIATIONAL METHOD OF DEEP RESERVOIR PARAMETERS IDENTIFICATION AT NON-STATIONARY OIL FILTRATION

The article formulates a variational problem on identification of mathematical model parameters of homogeneous and heterogeneous granular and fractured reservoirs at non-stationary filtration and a dependence of rock and fluid parameters from pressure.

The given variational identification method and computer programs developed may serve as a component part of methods for data processing from deep reservoirs according to a given structural flow-chart and on the basis of it an automated system of field data processing may be formed.

УДК 622.276.52.001

З. Я. АББАСОВ, В. Д. АБДУЛЛАЕВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НИСХОДЯЩЕГО ПОТОКА ГАЗА В СКВАЖИНЕ

Исследование механизма формирования давления в нисходящем газовом потоке имеет важное практическое значение. В зависимости от успешного решения этой задачи находится выбор рациональной технологической схемы газлифтных установок, оптимизация процессов закачки газа в подземные резервуары при создании подземных хранилищ газа, а также при вторичных процессах (сайклинг-процесс, поддержание пластового давления, вытеснение оставшихся в пласте жидких углеводородов газом и т. д.).

Из практики известны методики расчета башмачного давления [1, 2, 4] в газлифтных скважинах, основанные на уравнении энергии в механической форме, где оперируют множеством эмпирических данных, трудноопределяемых в промысловых условиях. В методике американского исследователя Смита [1] уравнение движения решается относительно длины подъемника, в работах [2, 3] предлагается формула типа формулы Г. Адамова, в работах [4] задача решается с учетом потери давления в кольцевом пространстве скважины на муфтовых соединениях.

Как показали расчеты на базе эмпирических данных [5], названные выше методики расчета обладают одним принципиальным недостатком: они не могут охарактеризовать все сложности механизма формирования давления при движении газа сверху вниз. В частности, как это отмечено в [1], кинетическая энергия потока, в отличие от потока снизу вверх, является отрицательной, а перепад давления может быть как положительным, так и отрицательным. На примере данных [5] нами отмечено, что: а) рабочее давление на устье скважины ($P_{раб}$) меньше башмачного давления ($P_{баш}$), т. е. $P_{раб} < P_{баш}$; б) $P_{раб} \approx P_{баш}$; в) $P_{раб} > P_{баш}$, что свидетельствует о невозможности описания этих процессов одной формулой.

В работе [5] исследовался процесс лифтирования водовоздушной смеси в скважине глубиной 1260 м. Подъемный лифт применялся двухрядный в сочетании 4" (первый ряд) и 2,5" (второй ряд) труб. Воздух подкачивался по кольцевому пространству между рядами при расходе от 5000 до 28000 м³/сут. Дебит воды изменялся в интервале 30÷96,5 м³/сут при $P_{раб} = 1,6 \div 4,3$ МПа и $P_{баш} = 1,6 \div 4,7$ МПа.

Как показали результаты расчетов, распределение погрешности $\delta = (P_{баш}^u - P_{баш}^p) / P_{баш}^u$ ($P_{баш}^u$, $P_{баш}^p$ — измеренное и расчетное значение башмачного давления) подчиняется нормальному закону на уровне $P=0,05$.

В табл. 1 показаны параметры распределения погрешностей δ по методикам [1, 2, 4] на базе экспериментальных измерений [5].

И как следовало ожидать, методики [1, 2, 4] описывают только случай $P_{баш} > P_{раб}$ (табл. 1).

В табл. 2 показаны результаты расчетов $P_{баш}$, когда $P_{баш} \leq P_{раб}$.

Таблица 1

Параметры распределения	По методикам		
	[1]	[2]	[4]
Математическое ожидание	-21,6	-1,25	-2,0
Дисперсия распределения	546,9	4,84	8,4
Среднеквадратичное отклонение	23,6	2,2	2,9

Таблица 2

Измеренные		$P_{баш}$, МПа		
$P_{раб}$, МПа	$P_{баш}$, МПа	[1]	[2]	[4]
1,74	1,59	3,64	1,83	1,94
1,90	1,63	4,30	1,98	2,11
2,00	1,70	4,85	2,07	2,22
2,22	2,22	3,17	2,48	2,51
2,60	2,37	6,22	2,76	2,94
2,62	2,30	7,42	2,70	2,90
3,16	3,14	8,06	3,36	3,53
3,20	3,12	9,60	3,34	3,56
3,04	3,00	7,02	3,27	3,41
3,00	2,92	7,72	3,18	3,35
3,08	2,86	8,80	3,23	3,43
3,12	2,82	9,33	3,25	3,47
3,20	2,81	10,00	3,33	3,56
3,28	2,68	10,68	3,39	3,64
3,36	2,66	11,97	3,44	3,72

Как видно из табл. 2, погрешности δ названных методик хотя и не очень большие (кроме 1/), они в принципе не описывают случай $P_{баш} \leq P_{раб}$.

Были проведены расчеты $P_{баш}$ для нефтяной скважины № 122 месторождения Карадаг. Спущенный в скважину однорядный лифт состоял из труб диаметром 4", длиной 1740 м и 2,5", длиной 1860 м. Скважина в момент исследований подавала 24,5 т/сут, нефти при расходе рабочего агента — природного газа 43,6 тыс. м³/сут. Башмачное давление измерено на глубине 3605 м и равно 4,95 МПа. Расчеты показали существенные отклонения расчетных и измеренных значений $P_{баш}$, например, эта величина для методики [4] составила 1,25 МПа.

Ниже рассматривается анализ закона сохранения энергии применительно к вертикально нисходящему газовому потоку в скважине.

Закон сохранения энергии записываем в виде:

$$dA_p = dL_{тр} + dE_k + dE_n + dU - dQ_{вн} + dQ_{нар}, \quad (1)$$

где dA_p — работа внешних сил по перемещению газа; dE_k , dE_n , dU — изменение кинетической, потенциальной и внутренней энергии газа; $dL_{тр}$ — работа сил трения; $dQ_{вн}$, $dQ_{нар}$ — тепло внутреннее и наружное, отданное газом внешней среде.

Применяя к теплу $dQ_{нар}$ первое начало термодинамики

$$dQ_{нар} = dU + dA_3 \quad (2)$$

и совместно решая (1) и (2) с учетом $dQ_{ин} = dL_{тр}$ [6], получаем:

$$dA_p + dA_r = dE_k + cE_n, \quad (3)$$

где dA_r — работа расширения газа.

Интегрируя (3) в пределах выделенного участка ствола скважины от 0 до l , получаем уравнение сохранения энергии для полного мгновенного значения массы газа в виде:

$$\int_0^l dA_p + \int_0^l dA_r = \int_0^l dE_k + \int_0^l dE_n \quad (4)$$

Решение слагаемых уравнения (4):

$$\begin{aligned} \int_0^l dA_r &= \frac{Fl}{2} \left[\left(1 + \frac{\Delta T}{3T_n}\right) \Delta P - \left(\frac{\Delta T}{T_n} - \frac{\Delta T^2}{3T_n^2}\right) P_n \right]; \\ \int_0^l dA_p &= \frac{Fl}{2} \left(\Delta P - \frac{Mgl}{Z_n R T_n} P_n \right); \\ \int_0^l dE_n &= \frac{Fl}{2} \frac{Mgl}{Z_n R T_n} P_n; \\ \int_0^l dE_k &= -\frac{Fl}{2} \frac{Ma^2 Z_n}{R} \left(\frac{\Delta P T_n}{P_n^2} - \frac{\Delta T}{P_n} \right); \quad a = \frac{P_0 Q_0}{T_0 F}. \end{aligned} \quad (5)$$

где M — молярная масса газа;

R — универсальная газовая постоянная;

g — ускорение свободного падения;

P_n, T_n, z_n — давление, температура и коэффициент сжимаемости на верхнем сечении интервала $0-l$ (для начала расчетов $P_n = P_{раб}$);

Q_0 — расход газа;

F — площадь поперечного сечения кольцевого пространства;

P_0, T_0 — давление и температура при нормальных условиях.

С учетом (5), рекуррентного соотношения $P_{n+1} = P_n + \Delta P$, уравнение энергии (4), решенное относительно перепада давления ΔP , принимает вид:

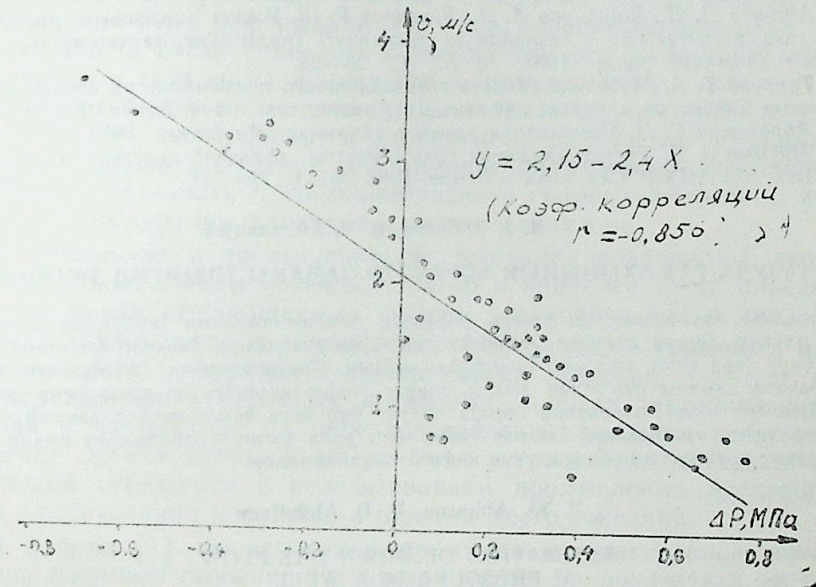
$$P_{n+1} = P_n \left[1 + \frac{A_2 \frac{l}{Z_n T_n} + \frac{\Delta T}{T_n} - \frac{\Delta T^2}{3T_n^2} - A_2 \frac{z_n \Delta T_n}{P_n^2}}{2 + \frac{\Delta T}{3T_n} + A_2 \frac{z_n T_n}{P_n^2}} \right] \quad (6)$$

$$A_1 = 2,3589 \cdot 10^{-3} M; \quad A_2 = 304,2 \cdot 10^{-3} \frac{MQ_0^2}{a^4}$$

Соотношение (6) решается на ЭВМ методом итерации и при $l=L$ (глубина скважины) $P_{n+1} = P_{баш}$.

Расчеты по рекуррентному соотношению (6) с использованием данных [5] показали, что оно достаточно хорошо описывает условия течения газа, когда $P_{баш} > P_{раб}$. А для остальных двух случаев уравнение (6) обладает теми же недостатками, что и приведенные выше методики, только меньшим значением относительной погрешности.

Как показывает анализ, параметры течения газа при условиях $P_{баш} \geq P_{раб}$ зависят от его скорости в кольцевом пространстве. На рисунке показана зависимость перепада давления от скорости (v) исходящего потока по данным работы [5]. Как видно из рисунка, зависимость $\Delta P = f(v)$ близка к линейной, отрезающей от оси ординат отрезок на отметке $v \approx 2,15$ м/с, что соответствует условию, когда башмачное и рабочее давления примерно равны. И начиная с этого момента, с увеличением скорости газа перепад давления становится отрицательным. Между тем важно отметить, что приведенное значение скорости $v = 2,15$ м/с, на наш взгляд, справедливо для водовоздушных подъемников, так как для газлифтных скважин можно ожидать не совпадение с приведенными выше значением v . В связи с этим рекомендуется уточнить значение v для газлифтных подъемников по мере накопления экспериментальных данных.



Зависимость погрешности расчетов $\Delta P = P_{баш}^u - P_{баш}^p$ от скорости потока воздуха в кольцевом пространстве скважины

Применительно к водовоздушным подъемникам нами рекуррентное соотношение для условий $P_{раб} \geq P_{баш}$ получено в виде:

$$P_{n+1} = P_n \left[1 - \frac{A_1 \frac{l}{Z_n T_n} + \frac{\Delta T}{T_n} - \frac{\Delta T^2}{3T_n^2} - A_2 \frac{z_n \Delta T_n}{P_n^2}}{2 + \frac{\Delta T}{3T_n} + A_3 \frac{z_n T_n}{P_n^2}} \right] \quad (7)$$

С использованием (6) и (7) рассчитано $P_{баш}$ по известным устьевым параметрам для совокупности [5]. Анализом погрешности расчетов

показано, что они распределяются нормально на уровне $P=0,05$ при математическом ожидании 0,9, среднеквадратичном отклонении 2,51.

По соотношению (6) было рассчитано башмачное давление для скважины № 122 месторождения Карадаг. Полученное значение $P_{баш} = 4,8$ МПа (измеренное $P_{баш}^u = 4,95$ МПа) свидетельствует о практическом совпадении результатов расчетов и измерений. Здесь потери давления на муфтовых соединениях рассчитывались по нашей методике [7].

Таким образом, показано более рациональное направление исследований, что может привести к разработке универсальной методики расчета башмачного давления в зависимости от реальных условий течения газа в скважине.

Литература

1. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений.—М.: Недра. 1965. Т. II. С. 409—414.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов
3. Коротаев, Ю. П., Маргулов Р. Д. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. М.: Недра. 1980. С. 76—85.
4. Аузбаев Д. Д., Баширов А. И., Шакиров Р. Ш. Расчет давления в нисходящем потоке газа, нагнетаемого в газлифтную скважину// Труды /Тат. научно-исслед. и прокт. ин-т нефтяной пром. 1983. № 53, С. 28—32.
5. Таурова Т. А. Методика расчета газоздушного подъемника на основе экспериментальных данных по длинным лифтам: Дис. ...канд. техн. наук. Баку: 1953:
6. Абрамович Г. И. Прикладная газовая динамика. М.: Наука. 1969.
7. Аббасов З. Я. Расчет движения газа с учетом реальной конструкции лифтовых труб// Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1988. №5. С. 72—77:

З. Я. Аббасов, В. Ч. Абдуллаев

ГУЈУДА ГАЗ АХЫНЫНЫН ҺӘРӘКӘТИ ЗАМАНЫ ТӘЗЈИГИН ТӘЈИНИ

Мәгаләдә газ ахынынын ашағы һәрәкәти заманы тәзјигин јаранмасы механизми тәдгиг олуһур. Бунун әсасында газлифт гујулары мисалында башмаг тәзјигини һесаблимаг үчүн јени үсул ишләниб һазырланмышдыр. Көстәрилик ки, газ ахынынын ашағы һәрәкәти заманы сүр'әтдән асылы олараг тәзјиг душкүсү өз ишарәсини дәјишир. Гидродинамик ахың шәрәтини нәзәрә алараг бир нечә асылылыглар тәклиф олуһур, бу да газлифт гујуларында башмаг тәзјигини даһа дәгиг һесаблимаға имкан верир. Алынган нәтичә тәчрүби иш үчүн кифәјәтләндиричидир.

Z. Ya. Abbasov, V. D. Abdullaev

ESTIMATION OF DOWN GAS FLOW PRESSURE IN A WELL

The article studies a mechanism of pressure formation in a down gas flow and gives a new methodics of bottom hole pressure calculation on the example of gas-lift wells. Depending on down gas flow rate the pressure drop changes its sign. Taking into account hydrodynamic conditions of the flow the authors have suggested a number of dependences allowing to calculate bottom hole pressure in a gas-lift well with accuracy sufficient for practical works.

УДК 622.279.23/4

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, З. Б. КУЛИЕВА,
Э. С. МАГЕРРАМОВ, Р. М. ЭФЕНДИЕВ

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ И СТАТИСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Известно, что подсчет запасов нефти и газа, составление технологических схем и проектов разработки залежей, а также их рациональную разработку невозможно вести без достаточной информации о геологическом строении залежи и фильтрационных емкостных характеристиках продуктивных пластов. Одним из важнейших источников получения этих информации является бурение разведочных скважин. Однако, в связи с вводом в разработку крупнейших месторождений нефти и газа со сложными термобарическими условиями и значительной глубиной их залегания, увеличиваются затраты на сооружения скважин, что приводит к удорожанию получаемой информации. Поэтому с целью получения достаточной информации возникает необходимость развивать и совершенствовать гидродинамические и геофизические методы исследования пластов и скважин.

Теоретические и промысловые исследования показывают, что гидродинамические методы позволяют легко и наиболее точно определить местоположения непроницаемых границ, установить вид и число этих границ, а также место перетока жидкости из одного горизонта в другой и не требуют бурения дополнительных скважин. Следует отметить, что наличие в нефтяных и газовых залежах тектонических нарушений и их влияние на перераспределение давления в пластах и изменение дебита скважин могут быть установлены методами математической статистики с использованием промысловых исследований в ходе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

В работе [1] на основании промысловых материалов показано влияние блочного строения Калининской свиты на показатели ее разработки. Из структурных карт многих, осложненных тектоническими нарушениями, месторождений видно, что залежи обычно ограничиваются пересекающимися или параллельными непроницаемыми границами. Поэтому в зависимости от расположения этих границ для решения гидродинамических задач могут быть выбраны различные модели ограниченного пласта. Далее по формулам, описывающим изменение давления в таких пластах, можно определить местоположение непроницаемых границ.

Установление наличия в залежах непроницаемых границ и более точное определение ее местоположения позволяет с достаточной точностью скорректировать предполагаемые запасы ограниченных пла-

тов и при контроле за разработкой их наиболее достоверно определить их выработанность.

В работах [2, 3] с помощью гидродинамических исследований различными методами получены выражения, позволяющие определить расстояния непроницаемых границ от исследуемой скважины в бесконечном и полубесконечном пластах.

В [4] используя один из методов непараметрической статистики гидродинамическими исследованиями установлено наличие непроницаемых границ и определено местоположение их в ограниченных нефтяных пластах.

В данной статье предлагается методика установления наличия непроницаемых границ в газовых залежах и уточнение их местоположения при ограниченном объеме информации. Наличие непроницаемых границ в газовых залежах устанавливается путем применения метода ранговой корреляции [6]. Используя месячные данные по дебитам скважин, расположенных в различных частях одного горизонта, устанавливается взаимосвязь между скважинами. Коэффициент ранговой корреляции определяется по формуле Спирмена [5]:

$$r_s = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^n \Delta R_i^2}{n^3 - n - (T_A - T_B)} \quad (1)$$

где ΔR_i — разница между рангами в i -й строке; n — число замеров;

$$T_A = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{I_A} (t_i^3 - t_i); \quad T_B = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{I_B} (t_i^3 - t_i)$$

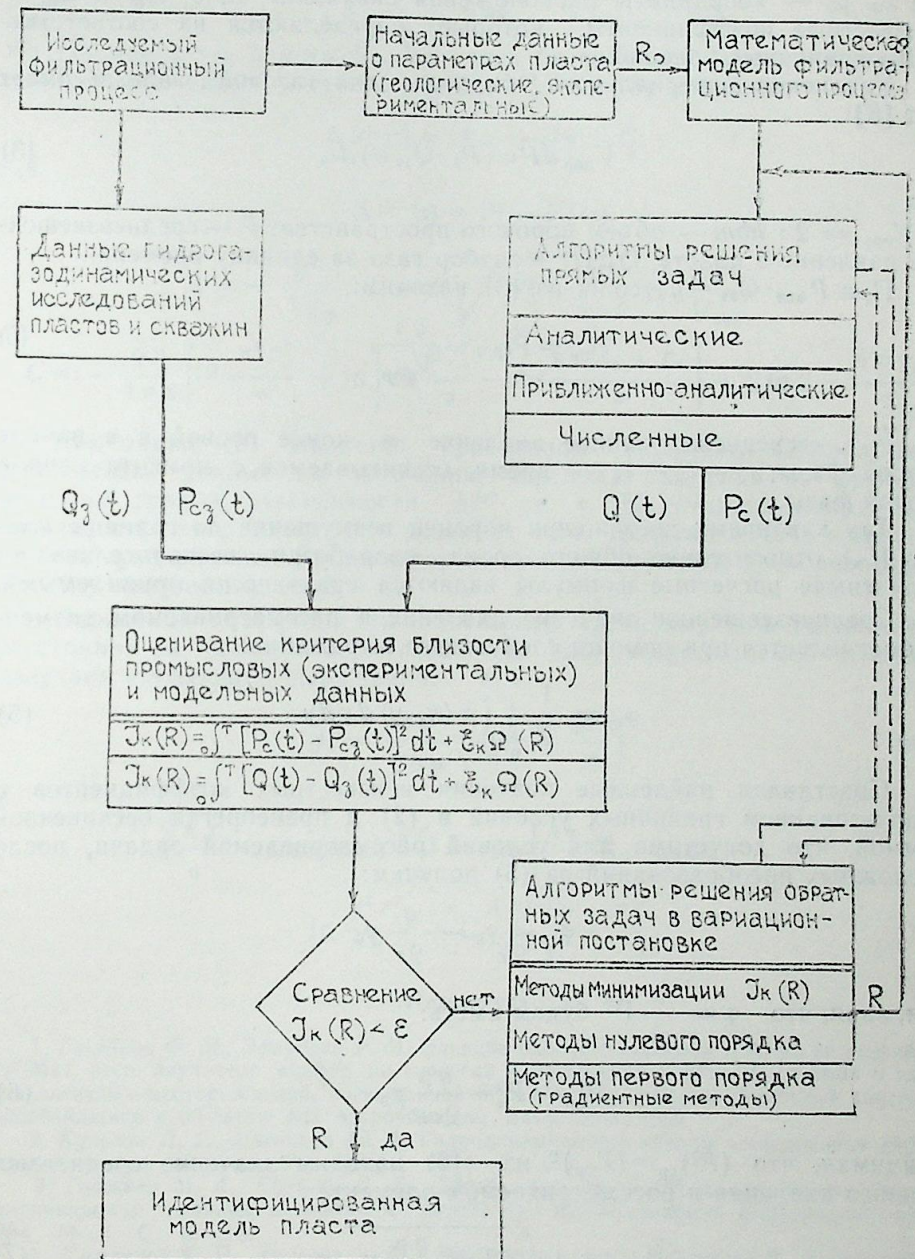
I_A, I_B — число групп связанных рангов в последовательностях значений дебитов; t_i — число связанных рангов в i -й группе.

Для проверки значимости полученных коэффициентов они сравниваются с критическими (табличными) значениями. Отсутствие связи между рассматриваемыми скважинами дает возможность предполагать о наличии непроницаемой границы между ними.

После установления наличия непроницаемой границы уточняется ее местоположение путем решения гидродинамической задачи о распределении давления в пласте и ее изменении во времени в ограниченных газовых залежах, разрабатываемых единичными скважинами. Следует отметить, что при наличии в таких пластах нескольких скважин по существу решение задачи не представляет трудности (математически). Однако при этом выражения для определения местоположения непроницаемой границы получаются очень громоздкими и непригодными для непосредственного использования их в практических целях.

Предположим, что замкнутый полосообразный газовый пласт, экранированный с трех сторон непроницаемыми границами, пересекающимися под прямым углом, и контуром питания, разрабатывается скважиной, расположенной в произвольной точке, с постоянным дебитом (рисунок 1).

Используя аналогию между течением несжимаемой жидкости и течением газа, напишем характеристическую функцию течения газа в следующем виде:



Модель пласта.

$$\varphi(x, y) = \frac{q}{4\pi} \left\{ \ln \left[\operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_0)}{\sigma} - \cos \frac{\pi(x-x_0)}{\sigma} \right] \right\} \operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_0)}{\sigma} - \cos \frac{\pi(x+x_0)}{\sigma} \left. \right\} + a - by + \sum_{m=1}^{\infty} (A_m e^{\frac{m\pi y}{\sigma}} + B_m e^{-\frac{m\pi y}{\sigma}}) \cos \frac{2\pi m x}{\sigma}, \quad (2)$$

где x_0, y_0 — координаты расположения скважины; a, b, A_m и B_m — неизвестные коэффициенты, которые определяются из соответствующих граничных условий.

Уравнение материального баланса для газовой залежи имеет вид [8]:

$$-V_{\text{пор}} d\bar{P} = P_{\text{ат}} Q_{\text{ат}}(t) dt, \quad (3)$$

где $V_{\text{пор}} = 2\sigma h b m$ — объем порового пространства; \bar{P} — средневзвешенное давление в пласте; $Q_{\text{ат}}(t)$ — отбор газа за единицу времени.

При $P_{\text{ат}} \cdot Q_{\text{ат}} = q = \text{const}$ из (3) находим:

$$\bar{P}_{\text{ср}} = \bar{P}_{\text{ср.н}} - \frac{q\tau}{V_{\text{пор}}}, \quad (5)$$

где $\bar{P}_{\text{ср.н}}$ — средневзвешенное давление в конце первой и в начале второй фазы; $\tau = t_k - t_n$ — время, отсчитываемое с момента начала второй фазы.

Так как время достижения воронки возмущения до границы пласта (t_k) относительно общего срока разработки незначительно, то полученные расчетные формулы являются практически приемлемыми.

Средневзвешенное значение давления в рассматриваемом элементе определяется при помощи следующего выражения:

$$\varphi_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^{\sigma} \int_0^h \varphi(x, y) dx dy \quad (5)$$

Подставляя найденные значения неизвестных коэффициентов с использованием граничных условий в (2) и пренебрегая бесконечной суммой, что допустимо для условий рассматриваемой задачи, после несложных преобразований из (5) получим:

$$\varphi_{\text{ср}} = \varphi_k - \frac{q}{2\sigma} y_0$$

или, зная, что $\varphi = \frac{k}{\mu} P^2$ будем иметь:

$$P_{\text{ср}}^2 = P_k^2 - \frac{q\mu}{2\sigma k} y_0 \quad (6)$$

Принимая, что $(P^2)_{\text{ср}} = (P_{\text{ср}})^2$ из (6) находим значение средневзвешенного давления в рассматриваемом элементе:

$$\bar{P}_{\text{ср}} = \sqrt{P_k^2 - \frac{q\mu}{2\sigma k} y_0} \quad (7)$$

В начале второй фазы давление на контуре питания равно начальному пластовому, т. е. при $\tau = 0$ $P_k(0) = P_0$. Тогда с учетом (7) и (4) получаем:

$$P_k^2 = P_0^2 - 2 \sqrt{P_0^2 - \frac{q\mu}{2\sigma k} y_0} \frac{d\tau}{V_{\text{пор}}} + \frac{q^2 \tau^2}{V_{\text{пор}}^2} \quad (8)$$

Из (2) при $x = x_0$ и $y = y_0 + r_c$ без учета бесконечной суммы, определив забойное давление с учетом значения P_k^2 , из (8) находим:

$$\Delta P^2(\tau) = A\tau^2 + B\tau + C, \quad (9)$$

где

$$\Delta P^2(\tau) = P_0^2 - P_3^2(\tau)$$

$$A = -\frac{q^2}{V_{\text{пор}}^2}; \quad B = 2 \sqrt{P_0^2 - \frac{q\mu}{2\sigma k} y_0} \frac{q}{V_{\text{пор}}}$$

$$C = -\frac{q\mu}{4\pi k} \left\{ \ln \frac{\pi^2 r_c^2}{\sigma} + \ln \left[\operatorname{ch} \frac{\pi r_c}{\sigma} - \cos \frac{\pi(2x_0 + r_c)}{\sigma} \right] + 2 \ln 2 - \frac{4\pi y_0}{\tau} \right\}$$

Как видно, (9) является уравнением параболы. Обработывая фактические данные по изменению перепада давления во времени, построим график зависимости ΔP^2 от τ . Подставляя координаты произвольно выбранных трех точек на этом графике в (9), получаем систему трех уравнений, из которых после несложных преобразований находим неизвестные A, B и C .

Определив коэффициенты описанным способом, для нахождения расстояния от исследуемой скважины до непроницаемой границы получаем следующие выражения:

$$y_0 = \frac{\sigma k}{2q\mu} \left(4P_0^2 - \frac{B^2}{A} \right) \quad (10)$$

и

$$\frac{2\pi x_0}{\sigma} = \arccos \left\{ \operatorname{ch} \frac{\pi r_c}{\sigma} - \exp \left[\frac{4\pi y_0}{\sigma} - 2 \ln 2 - \ln \frac{\pi^2 r_c^2}{\sigma} - C \frac{4\pi k}{q\mu} \right] \right\} - \frac{\pi r_c}{\sigma} \quad (11)$$

Литература

1. Гусейнов Ф. М., Эфендиев Р. М. Влияние блочного строения КаС на ее разработку // Мат. респ. науч.-теор. конфер. по геологии и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, посвященной 60-летию образования Советской власти в Азербайджане и 60-летию КП Азербайджана. Баку: Элм. 1980.
2. Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра. 1974. С. 250.
3. Гаджиев М. А., Кулиева З. Б., Джаруллаев Ш. А. Об определении положения непроницаемой границы в нефтяном пласте при нестационарной фильтрации // АНХ. 1984. № 3. С. 15—18.
4. Джалилов К. Н., Кулиева З. Б., Магеррамов Э. С., Эфендиев Р. М. Выявление тектонических нарушений и уточнение их границ в нефтяных пластах // АНХ, 1988. № 11. С. 14—18.
5. Кендал М. Дж. Ранговые корреляции. М.: Статистика. 1985. 216 с.

6. Мирзаджанзаде А. Х., Галлямов М. Н., Калинин В. В. Временное руководство по анализу и диагностированию взаимодействия скважин. Уфа: БашНИПИнефть. 1986. 8 с: 983. 416 с.
7. Большев М. И., Смирнов Н. В. Таблицы математической статистики. М.: Наука. 1983. 416 с.
8. Басниев К. С., Власов А. М., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидравлика М.: Недра. 1986. 303 с.

K. N. Djalilov, Z. B. Kulieva,
E. S. Magerramov, R. M. Efendiev

**SPECIFICATION OF GEOLOGICAL STRUCTURE
OF GAS RESERVOIRS BY HYDRODYNAMIC AND
STATISTICAL METHODS**

The article deals with a methodics to determine the presence and location of impermeable boundaries in gas reservoirs using statistical and hydrodynamic methods. The obtained formulae allow to estimate a distance from the well investigated to impermeable boundaries.

УДК 609.1:622.276

Р. Ш. АЗИЗБЕКОВ, Е. С. ЖИДКОВ

**ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА С ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ
ИНДЕКСИРОВАНИЕМ «ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА»**

В последние годы заметен перелом в оценке достигнутого в стране уровня информационного обеспечения научных разработок. Все чаще речь идет о том, что концепции развития системы научно-технической информации имеют тенденцию к снижению ее функциональной эффективности [1].

Например, в нашей стране накоплен немалый патентно-информационный ресурс: сеть из более 100 региональных и 5 тыс. отраслевых патентных фондов содержит свыше 700 млн документов. Но к базам данных ВНИИПИ имеют доступ по каналам связи всего 8 организаций, а, например, только американский информационный центр фирмы «Локхид» обслуживает ежегодно 80 тыс. абонентов, базами данных в Западной Европе пользуются около 2,5 млн абонентов в год. Конечно, в определенной степени это объясняется недостаточным развитием каналов связи. Но главной причиной является неудовлетворенность потребителя качеством тематического поиска, в котором оказывается больше нерелевантных документов, чем релевантных. При видимом изобилии информации разработчики испытывают состояние «информационного голода». Пора уже эффективность системы оценивать не по объему накопленной в банке информации, а по возможности интенсивно использовать информационные ресурсы. Пока эти ресурсы трудно извлечь из общего массива, исследования и НИОКР в нашей стране будут оставаться без информационной поддержки.

Поиск релевантной патентной информации с помощью централизованно издаваемого справочно-поискового аппарата (СПА) занимает много времени и предусматривает просмотр разработчиками большого объема патентной документации. Незначительно облегчают и ускоряют этот процесс и самые совершенные из ныне действующих в стране автоматизированных ИПС, в основу которых положены поисковые признаки, жестко фиксированные в библиографической части любого патентного документа: индексы международной и национальной классификации, регистрационный номер, даты приоритета и публикации, фамилии авторов, названия организаций-патентовладельцев и название страны-заявителя и регистрации и, в лучшем случае, слова из названия изобретений.

Такие системы выглядят и считаются многоаспектными. Однако тематические аспекты этих систем скудны и ограничены незначительным числом подгрупп МКИ. Поэтому, например, при поиске патентов по вытеснению нефти щелочами необходимо просмотреть, как мини-

мум, весь массив по группе E 21B 43/22 «Способы вторичной добычи нефти с применением химикалий и бактерий». При этом более 90% просмотренного массива не будет иметь никакого отношения к вытеснению нефти щелочами. Не позволяют эти системы отделить от общего массива и способы разработки газовых месторождений, т. к. в МКИ они не выделены в отдельную рубрику. Практически очень мало дает включение в число поисковых признаков ключевых слов из названия изобретения, большинство из которых имеет самые обобщенные названия вида «Способ разработки нефтяного месторождения».

Таким образом, описанный комплекс поисковых признаков (а именно по ним проводится поиск в лучших на сегодняшний день в нашей стране системах ТЕМП и САПФИРИ) эффективен при комплектовании патентных фондов (обеспечивая его полноту), но практически незначительно уменьшает «шум», трудоемкость и затраты времени при тематическом поиске. Отсюда вытекает вывод о том, что признаки, содержащиеся в библиографической части патентных документов, абсолютно недостаточны для эффективного тематического поиска.

К этому же выводу пришли авторы работ [3 и 4], показавшие, что сегодня эффективность поиска по библиографическим данным невысока, так как информационный шум при отборе документов для анализа составляет 65—70%.

Кроме того, в качестве результатов поиска ныне действующие автоматизированные ИПС выдают на экран дисплея или на печать подборку только библиографических описаний изобретений, т. е. автоматизированный этап поиска не дает разработчику никаких данных о технической сущности изобретения и не позволяет отсеять перелевантные документы. Следующим этапом является ручной отбор рефератов или полных описаний изобретений и интеллектуальный поиск релевантных документов. Таким образом, результативность тематического поиска с помощью таких систем с учетом «большой сложности и трудоемкости используемых процедур» и стоимости машинного времени, видимо, трудно признать высокой и экономически целесообразной.

Именно поэтому «наиболее распространенным средством для проведения тематического поиска пока остаются картотеки традиционного типа» [5].

Патентное ведомство США пошло по пути создания автоматизированного банка данных (БД) Automated Patent Search (APC), содержащего полные тексты описаний изобретений на машинночитаемых носителях, и поискового массива, содержащего перечень всех терминов из текстов документов, сведения о числе патентов, в текстах которых встречается данный термин, и адресах таких патентов, информацию об отношениях между терминами в текстах документов [6].

Центральная служба реферирования и индексирования Американского института нефти CAJS APJ для тематического патентного поиска по способам переработки нефти и нефтепродуктов предпочла использовать реферативную базу данных и поисковую систему, основанную на выделении и индексировании возможно большего числа терминов, отражающих информацию, содержащуюся в реферате [7].

Создан словарь типа тезауруса, лексика для которого выбиралась из текстов рефератов. Каждая статья тезауруса предназначена обес-

печить единообразное индексирование. Интеллектуальная обработка рефератов и их индексирование осуществляется высококвалифицированными специалистами и обходится довольно дорого. Однако затраты компенсируются за счет высокого качества результатов тематического поиска, особенно когда речь идет о сложном поиске. Как показала практика, поисковая стратегия любого сложного поиска может быть легко сформулирована при помощи словаря APJ; при этом число поисковых предприятий может быть небольшим.

В Советском Союзе также наметилось несколько направлений решения этой проблемы. Так, ВНИИПИ планирует ввести III очередь АСПИ на базе рефератов отечественных и зарубежных изобретений [8]. Какие именно поисковые средства будут использованы в этой системе, неизвестно, но указывается, что они «будут обеспечивать тематический поиск по текстам рефератов формул, и названий изобретений. Правда, глубина ретроспективы предусматривается для советских изобретений — 1986 г., а для зарубежных — 1989 г.

ВНИИПИ планирует также ввод в эксплуатацию проблемно-ориентировочной реферативной базы данных «Биотехнология». Указывается, что в состав БД войдут «ключевые слова, проставленные на основе текстов рефератов методами интеллектуального индексирования».

Предлагается также использование ИПС матричного типа, базирующихся на МКИ и позволяющих в дополнение к последней использовать для повышения точности поиска существенные признаки из формулы изобретения. Создание ИПС матричного типа также предполагает предварительную смысловую обработку формул изобретений перед введением данных в банк ИПС.

Таким образом, объективный анализ указывает на тенденцию возврата к отвергнутой в начале 70-х годов концепции развития системы научно-технической информации, основанной на создании локальных узкотематических информационных массивов, индексация которых базируется на интеллектуальной обработке рефератов первичных документов.

В ИПГНГМ АН Азербайджана разработана такая система к патентному фонду по теме «Физико-химические способы разработки месторождений нефти и газа».

Пока первый контур системы реализован на перфокартах типа K-5 формата 147×207 мм с двухрядной краевой перфорацией. При наличии технических средств индексирование легко может быть переведено на машинный язык, а поиск — автоматизирован для работы в диалоговом режиме.

На лицевой стороне карточки печатается вся библиографическая информация и адрес хранения первичного патентного документа во втором контуре системы. Реферат или первый пункт патентной формулы заносится на оборотную сторону карточки. Заполненная перфокарта поступает к патентоведу-индексатору, который осуществляет интеллектуальную обработку реферата или формулы изобретения, выделение всех основных технологических признаков изобретения, нахождение соответствующих им дескрипторов в тематическом тезаурусе и собственно кодирование.

Процесс кодирования заключается в установке в одной из 33 пар отверстий, расположенных по верхнему краю перфокарты, пластмассового рейтера одного из 12 стандартных цветов.

№ пп	Признаки I порядка	Признаки II порядка	№ позиции и цвет минирейтера
1	2	3	4
1		Вода	1. Г
2		Полимеры	2. Ч
3		Кислоты	2. ОР
4	I	Микроорганизмы и биологически активные в-ва	2. Ж
5	Заводнение с химреагентами	Щелочи	3. Р
6		ПАВы	3. З
7		Углеводородные жидкости	4. СИН
8		Мицеллярные растворы	5. КР
9		Эмульсии	5. Б
10		Пенные системы	5. Ф
11		Прочие и обобщенное понятие «жидкие вытесняющие агенты»	4. С
13	II	Азот	9. КР
12		Дымовой газ	9. З
14	Вытеснение газами	Двуокись углерода	9. Ч
15		Воздух	9. СИН
16		Углеводородный газ	9. К
17		Сухой газ	9. Б
18		Прочие или обобщенное понятие «газ»	9. Г
19	III	Электрическое	12. ОР
20	Воздействие физическими полями	Магнитное	12. К
21		Вибровоздействие (вкл. акустическое)	12. Ф
22	IV	Пар	15. Б
23	Тепловое воздействие	Горячая вода	15. Ж
24		Горение	15. ОР
25		Обобщенное понятие «теплоноситель»	15. З
26		Нагрев призабойной зоны	15. СИН
27	V	Регулирование давления	18. КР
28	Технология и системы разработки	Размещение или вид скважин	18. Ч
29		Объекты разработки или воздействия	18. З
30		Изменение объемов или направления потоков	18. Б
31		Образование трещин, каверн, полостей	18. Ж
32	VI	Шахтная разработка	21. Ж
33	VII	Нефтяные	23. К
34	Типы разрабатываемых месторождений	Газовые и газоконденсатные	23. Р
35		Смешанного типа	23. Ф
36	VIII	Изоляция водопритоков	25. К
37	Обработка призабойной зоны	Изоляция газопритоков	25. Б
38		Борьба с пескопроявлением	25. Р
39		Тампонаж	25. Ж
40	IX	Термическая	27. КР
41	Обработка призабойной зоны с целью увеличения фильтрационной способ-	Химическая	27. Ф
42		Создание трещин, каверн и т. д.	27. С
43		Вибровоздействие (вкл. акустическое)	27. ОР
44		созданием депрессии, репрессии	27. Б

1	2	3	4
45	X		32. Ч
	ности		
	Способы разрыва пласта, образование каверн, полостей		

Примечание: Б — белый, Г — голубой, Ж — желтый, З — зеленый, К — коричневый, КР — красный, С — серый, СИН — синий, Ф — фиолетовый, Ч — черный, ОР — оранжевый.

Каждому выделенному в тезаурусе признаку соответствует один из номеров позиции и один из цветов минирейтеров.

Разработанный нами тезаурус и макет кодовой карты приведены в таблице. По разрабатываемой теме выделено 10 признаков I порядка (основных), каждый из которых содержит от 3 до 11 признаков II порядка (детализирующих). Всего система включает 45 тематических признаков и, что особенно важно, позволяет вести поиск одновременно по нескольким из них. Отметим также главное отличие, заключающееся в том, что поиск осуществляется именно по признакам, а не по ключевым словам. Ключевыми словами невозможно охватить всю лексику, встречающуюся в патентных документах при описании одного и того же явления, т. е. при поиске по ключевым словам гарантированно теряются документы, выраженные синонимами ключевого слова.

Индексация по признакам требует интеллектуальной обработки, т. е. более сложной и дорогой. Но, как показывает мировой опыт [7], потребитель охотнее платит дороже за скорость, точность и полноту информации, отказываясь от услуг более дешевых, но требующих дополнительных затрат времени и интеллекта или не гарантирующих полноту информации.

Не останавливаясь на расшифровке всех признаков, включенных в систему, остановимся лишь на некоторых из них.

Понятия, обобщенные дескриптором «размещение или вид скважин», в патентном документе могут быть представлены лексикой «проводка скважины осуществляется по простиранию или вкрест простирания», «на непродуктивный или продуктивный пласт», «достижение поставленной цели достигается бурением горизонтальных или наклонных скважин» и т. д.

Дескриптор «объекты разработки или воздействия» используется в том случае, если изобретение предусматривает избирательную эксплуатацию той или иной зоны пласта, либо избирательное воздействие на ту или иную зону пласта. При этом лексика, встречающаяся в описании, самая разнообразная. Это может быть газовая зона, зоны с низкой или высокой температурой, зоны ВНК и ГНК, средняя, нижняя или присводовая часть пласта и т. д.

Дескриптор «изменение объемов или направления потоков» используется для индексирования любых изменений потоков как добываемой жидкости, так и вытесняющих агентов, в том числе путем проведения мероприятий по селективной изоляции водопритоков, газопритоков, установке фильтров различной проницаемости и т. д.

Проверка эффективности разработанной системы осуществлялась на массиве из 912 перфокарт за ретроспективный период 1981—1983 гг. по СССР, США, Великобритании и ФРГ. Оценка осуществлялась сопоставлением количества рефератов, отобранных из массива по различным поисковым запросам с помощью централизованно издаваемого СПА и разработанной системы. Сравнение результатов по шести поисковым предписаниям показало, что количество документов, выбираемых с помощью централизованно издаваемого СПА для последующего анализа, в 53—70 раз больше, чем при использовании разработанной системы. Причем система ни разу не выдала ни одного нерелевантного документа. Так, по запросу «Способы разработки углеводородных залежей с использованием жидких и газообразных углеводородов» система выдала всего два изобретения и оба релевантные. С помощью централизованно издаваемого СПА пришлось проанализировать 137 документов, из которых релевантными оказались те же два.

Следует отметить еще одно важное достоинство разработанной системы, выявленное в процессе ее непродолжительной эксплуатации. Разработанный тезаурус позволяет свести к минимуму неадекватность запроса объективной информационной потребности. Информационный запрос — это языковое выражение информационной потребности, сформулированной самим абонентом. Но способность человека формулировать запрос является функцией его образования, опыта, специализации и т. д. Поэтому часто субъективный запрос оказывается неадекватным информационной потребности. В предлагаемой системе запрос корректируется в процессе ознакомления с тезаурусом.

Мы не приводим количественные характеристики сокращения затрат времени на осуществление тематического поиска, т. к. на сегодняшний день трудно определить объективный критерий, который бы не зависел от квалификации, опыта и способности человека, осуществляющего поиск. Скажем только, что поиск с помощью централизованно издаваемого СПА в зависимости от сложности запроса занимает от 3 до 10—15 дней, а иногда и больше. Поиск же с помощью предлагаемой системы даже для темы, включающей пять поисковых признаков, не превышал 15—30 мин.

Литература

1. Румянцева Н. Л. и др. Развитие автоматизированных систем научно-технической информации. М. ВНИИПИ. 1989.
2. Методические рекомендации по проведению автоматизированного тематического поиска в АИПС ПД ТЕМП и САПФИРИ. М. ВНИИПИ. 1988.
3. Степанова Л. П. Роль библиографических указателей патентных документов в информационном обеспечении. НТИ. сер. 1. 1986. № 10. С. 19—21.
4. Пшеничная Л. Э. Релевантность научного документа информационному запросу. НТИ. сер. 2. 1985. № 11. С. 14—17.
5. Артамонов Б. А. и др. Тематическая автоматизированная информационно-поисковая система ВНИИГПЭ «АБМИ» В. И. 1988. № 5.
6. Liddle L. Automated search data bases at the U. S. Patent and Trademark Office. WPI, 1986, v. 8, No. 4, p. 249—253.
7. Brenner E. H. API patent abstracting and indexing—cooperative efforts in historical perspective. WPI, 1987, v. 9, No. 1, p. 27—33.
8. Сапанин Ю. В. Автоматизированный поиск в базах данных ВНИИПИ. В. И. 1989. № 1. С. 39—43.

Р. Ш. Эзизбеков, Е. С. Жидков

НЕФТ ВЭ ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН ФИЗИКИ-КИМЈЭВИ ҮСУЛЛАРЛА ИСТИСМАРЫНЫН ИНТЕЛЛЕКТУАЛ ИНДЕКСЛЭМЭ ИЛЭ МӘ'ЛУМАТ СИСТЕМИ

Мәгаләдә илкин сәһәдләрин рефератларынын тезаурус типли лүгәтлә интеллектуал ишләнилмәси индексләшмәсинә вә тематик иккиконтурлу информасион массивләринин јаранмасына әсәсләнән елми-техники мә'луматларын инкишаф консепсијасындан бәһс едилир. Нефт вә газ јатагларынын физики-кимјәви үсулларла истисмары мөвзусу үзрә ишләнилмәси системи тәсвир едилир. Һәмин бу ситем релевант сәһәдләрин дәгиглији ваһидә јахын олан 45 әләмәтлә ахтарышыны тә'мин едир.

R. Sh. Azizbekov, E. S. Zhidkov

INFORMATION SYSTEM WITH INTELLECTUAL INDEXING PHYSICO-CHEMICAL METHODS FOR OIL AND GAS RESERVOIRS EXPLOITATION

The authors suggest a concept of development of a scientific and technical information system grounded on creation of topical two-contour information masses, the indexing of which is based on intellectual processing of abstracts of initial documents according to a dictionary of a thesaurus type. A system developed on the topic «Physico-chemical methods for oil and gas reservoirs exploitation» is described. This system provides a search for relevant documents on 45 features with accuracy close to 1.

УДК

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА НА АКВАТОРИЯХ, СТАДИЙНОСТЬ И КОМПЛЕКСЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Современные методы изучения геологического строения акватория охватывают почти все виды поисково-разведочных работ, применяемых на суше [5, 9], однако вследствие специфических условий морской обстановки они отличаются техникой и методикой исполнения отдельных видов исследования [4, 6, 10]. Разработаны специальные виды исследований, присущие только работам в море. Комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ в море обычно включает следующие виды исследований: геоморфологические исследования рельефа дна акваторий, изучение осадков на морском дне, аэрофото-съемку, гео- и гидрохимические исследования, картировочное бурение с плавсредств, геофизические методы разведки, структурно-поисковое и разведочное бурение глубоких скважин, промыслово-геофизические исследования и др. [1, 2, 8]. Сочетание и последовательность применения этого комплекса, т. е. его рационализация и стадийность зависят от состояния изученности данной акватории; задач, стоящих перед разведочными организациями; географо-гидрометеорологических условий; технических и экономических возможностей и ряда других факторов.

К природным факторам, обуславливающим особенности поисков и разведки нефти и газа на акваториях, относятся не только среда и прилегающая к поверхности моря часть атмосферы, но и сопряженность рельефа и геологического строения прибрежной суши и шельфовой части акватории [1, 7].

Морская среда включает следующие элементы, влияющие на организацию и проведение поисково-разведочных работ:

- а) водную массу, заключенную между двумя границами раздела: поверхностью дна водоема и поверхностью водной массы;
- б) глубину моря, т. е. толщину слоя водной массы, заключенной между упомянутыми границами;
- в) ветры, волнение, течения;
- г) льды, как неподвижные, так и дрейфующие под действием силы ветра и течений;
- д) прозрачность воды;
- е) устойчивость дна;
- ж) развитие современных осадков;
- з) наличие подводной растительности.

Сопряженность подземного и наземного (донного) рельефа, обусловленная синхронностью исторического развития прибрежных частей суши и моря, приводит к следующим региональным закономерностям:

- а) увеличению глубин залегания пластов,
- б) нарастанию термобарических параметров,
- в) измельчению терригенного материала,
- г) увеличению глинистости пород-коллекторов,
- д) увеличению отсортированности и однородности зерен,
- е) направленному изменению минерального состава пород,
- ж) развитию АВПД.

Указанные природные факторы вызывают определенные технологические следствия, создающие специфику морских нефтегазопоско-вых работ и освоения месторождений нефти и газа.

Опыт поисково-разведочных работ на Каспийском море при разведке многопластовых месторождений с большим этажом нефтегазонасности, залегающих на больших глубинах, при различной глубине моря, позволил сформулировать следующие принципиальные установки [4, 6, 10]:

1. Переход к бурению глубоких разведочных скважин необходимо осуществлять уже на начальной стадии поисковых работ, поскольку на глубинах, порядка 6 км, геофизические методы не дают однозначного ответа на вопрос о строении недр.

2. В разрезе нефтегазонасного комплекса необходимо выделять самостоятельно этажи разведки (обычно 2—3) с бурением скважин по системе «сверху—вниз», изучая последовательно базисные объекты каждого из этажей, начиная с верхнего. Такой подход предопределяет опробование разведочных скважин при достижении проектного базисного горизонта, без возврата на верхние объекты.

3. Оконтуривание вскрытых залежей нефти и газа следует вести опережающими эксплуатационными скважинами, которые в случае вскрытия законтурной зоны пласта переводятся в категории наблюдательных или нагнетательных скважин.

4. Для ускорения ввода месторождения в разработку опытно-промышленная эксплуатация должна осуществляться с помощью разведочных и опережающих эксплуатационных скважин.

5. Индивидуальные основания, сооруженные для бурения разведочных скважин, в случае успешных результатов разведки, следует использовать для бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин, для чего они могут быть реконструированы и расширены. Зачастую такие основания в последующем соединяются эстакадами, образуя единый гидротехнический комплекс.

6. Наиболее эффективным методом разведочного и эксплуатационного разбуривания морских месторождений является бурение наклонно направленных скважин, устья которых располагаются либо на отдельных основаниях, либо на приэстакадных площадках.

С учетом сказанного, разработана схема комплексирования и последовательности проведения поисково-разведочных и сопутствующих работ (см. рисунок), которая включает следующие элементы.

1. Транспортные, топографические и юридические проблемы:

- а) создание портовых баз,
- б) организация специального флота,
- в) включение в деятельность геологов и геофизиков сведений о навигации как каботажного, так и океанического плавания,
- г) топогеодезические работы и привязка пунктов наблюдений,
- д) юридическое обоснование границ районов работ.

единичные региональные исследования, которые предшествуют комплексу целенаправленных геолого-геофизических и научно-тематических работ, включая бурение параметрических скважин, планируемых на региональной стадии. На основе обобщения и детального анализа результатов этих работ усовершенствуется ранее принятая модель строения недр и их возможной нефтегазоносности, формируется комплекс критериев прогнозирования применительно к конкретным физико-геологическим условиям данной акватории. На этом этапе обычно имеется достаточно данных для прогнозной оценки ресурсов УВ категории Д₂.

2. Этап региональных работ включает геолого-геофизические исследования, опорное и параметрическое бурение с целью предварительного изучения литолого-фациального состава и его изменения в пространстве, палеогеографических и, возможно, палеогеоморфологических особенностей изученных зон и комплексов.

На этом этапе должна быть выработана схема расчленения и корреляции перспективных отложений, установлены благоприятные зоны развития ловушек, региональных нефтегазоупоров. Желательно построение крупномасштабных литолого-фациальных и, если возможно, то и палеогеоморфологических карт с выделением наиболее перспективных зон развития ловушек. На региональном этапе поисков можно дать прогнозную оценку ресурсов нефти и газа категорий Д₁ и частично Д₂.

3. Этап подготовки ловушек к поисковому бурению ориентирован на выявление в пределах зон нефтегазоаккумуляции локальных объектов, определение типа ожидаемых ловушек и закономерностей распространения этих ловушек в пределах зон нефтегазоаккумуляции как по разрезу, так и по площади. Создается ориентировочный фонд ловушек и оцениваются их ресурсы для определения очередности их ввода в глубокое бурение. Определяются ресурсы категорий Д₁ и С₃.

4. Этап поисков нефти и газа в акваториях включает, в первую очередь, исследования морского дна, геоморфологические, литологические, картировочные. На сравнительно небольших глубинах моря могут применяться аэрофотосъемка и водолазные работы. В настоящее время определенный эффект дают геокосмические исследования. В результате картировочного и глубокого поискового бурения в пределах подготовленного фонда ловушек выявляются залежи нефти и газа. При их открытии составляется проект разведки и оцениваются запасы.

На этом этапе устанавливается морфология скоплений нефти и газа. Необходимое для решения этой задачи поисковое бурение осуществляется в соответствии с имеющимися конкретными данными по геологическому строению района акватории. Литолого-фациальные и палеогеографические карты и профили, дающие необходимые представления о пространственном изменении мощностей перспективных отложений, а также литологические и физические параметры пластов-коллекторов служат основой для принятия решения о целесообразности разведки или же о передаче площади в консервацию. На этапе поисков оцениваются запасы категорий С₃ и частично С₁, С₂.

5. На разведочном этапе основное место занимают морские геофизические исследования, бурение глубоких скважин и промыслово-геофизические работы. Уточняются морфология залежей нефти и га-

за, их пространственные очертания, изучается площадная изменчивость продуктивных отложений, выявляются литолого-физические свойства продуктивных горизонтов, строятся карты изменения мощностей продуктивных горизонтов, крупномасштабные геологические профили и структурные карты.

Разведочные скважины бурятся на основе данных о морфологии ловушек нефти и газа и их пространственной локализации. На этом этапе, по существу, производится подготовка залежей нефти и газа к разработке, уточняются и конкретизируются их морфология и основные свойства нефтегазосодержащих пород и пластовых флюидов. На разведочном этапе возможна оценка запасов нефти и газа категорий С₂ и С₁.

6. Этап опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) — завершающий. На этом этапе подготавливается передача месторождения в промышленную разработку. ОПЭ осуществляется как с помощью разведочных, так и опережающих эксплуатационных скважин.

На этапе ОПЭ оценивается весь предыдущий труд разведчиков, он является кульминационным и принадлежит как к разведочной стадии в момент ее завершения, так и к стадии освоения месторождения. Результаты ОПЭ входят в начало промышленной разработки. На этом этапе подсчитываются запасы нефти и газа категории С₁.

Перечисленные стадии и этапы позволяют более конкретно и всесторонне увязывать поиски и разведку от начала прогнозных и поисковых работ до передачи месторождения в разработку, когда пробная промышленная эксплуатация окончательно подтверждает результаты разведки.

Наиболее характерная черта рассматриваемой системы поисково-разведочных работ — необходимость обратной связи между результатами поисковой стадии и разработкой критериев прогнозирования скоплений нефти и газа. В самом деле, в результате проведения поисковой стадии могут быть обнаружены скопления УВ, что служит стимулом для перехода к следующей, разведочной стадии. При обнаружении скоплений на стадии их поисков ситуация может быть истолкована двояко: либо в изучаемом регионе подобных скоплений нет, либо они не обнаружены вследствие неэффективности критериев прогнозирования и применяемых методов. В этом случае необходимы возврат к стадии прогнозирования, выбор новых критериев и (или) применение новых методов.

Литература

1. Багир-заде Ф. М., Бураковский Л. А. Основы морской нефтегазовой геологии. Баку: Элм. 1974.
2. Бураковский Л. А. Исследование коллекторов нефти и газа морских месторождений Азербайджана методами промысловой геофизики. Баку: Элм. 1977.
3. Бураковский Л. А. Запасы и добыча углеводородов на акваториях Мирового океана // АНХ. 1985. № 7. С. 62—64.
4. Бураковский Л. А., Гаджиев Б. А. О поодземном (шахтном) и подводном методе разведки морских нефтяных месторождений. Баку: Азернешр. 1965.
5. Габриэлянц Г. А., Пороскун В. И., Сорокин Ю. В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. М.: Недр. 1985.
6. Геология и разработка морского газоконденсатного месторождения Южная/ М. Т. Абасов, Х. Б. Юсуф-заде, А. А. Ахмедов и др. Баку: Элм. 1979.
7. Калинин М. К. Методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности акваторий и поисков в них нефти и газа. М.: Недр. 1977.

8. Морские геофизические исследования / Я. П. Маловицкий, Л. И. Коган, Ю. М. Мистрюков и др. М.: Недра. 1977.
9. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. 3-е изд., перераб. и дополн. / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др. М.: Высшая школа. 1987.
10. Юсуфзаде Х. Б. Разработка и разведка морских нефтегазовых месторождений (на примере месторождений Каспийского моря). Баку: Азернешр. 1979.

Л. А. Буряковски

АКВАТОРИЈАЛАРДА НЕФТ ВЭ ГАЗ АХТАРЫШЫ ВЭ КЭШФИЈАТЫНЫН СПЕСИФИК ХУСУСИЈЈЭТЛЭРИ, АХТАРЫШ-КЭШФИЈАТ ИШЛЭРИНИН МЭРХЭЛЭЛИЛИЈИ ВЭ КОМПЛЕКСЛЭРИ

Мөгаләдә акваторијаларда тәбii чоғрафи-һидрометеорологи шәранти, сләчә дә гуру вә дәнизин саһил һиссәләринин кеоложи гурулушуну нәзәрә алмагла нефт вә газын ахтарыш-кәшфијјат ишләринин апарылама хусусијјәтләринә бахылып. Нәглијјат, топокеодезија ишләри, гујуларын газылмасынын тәшкили вә мөдән тәсәррүфатынын јарадылмасы илә әләғәдәр әсас техноложи мәрһәләләр сечилмишдир. Хәзәр дәнизиндә дәниз јатағларынын мәнимсәнилмәсинин чоһиллик тәчрүбәси нәзәрә алынмишдыр. Нефт вә газын дәниздә ахтарышы вә кәшфијјаты ишләринин мәрһәләләри вә комплексләри сечилмишдир.

L. A. Buryakovsky

SPECIFIC PECULIARITIES OF SEARCH FOR OIL AND GAS IN WATER AREAS; PHASIC DEVELOPMENT AND COMPLEXES IN EXPLORATION

Peculiarities of conducting exploratory works for oil and gas in water areas, considering both natural geographical and hydrometeorological conditions, and conjugated geological structure of coastal on- and offshore areas are studied. Basic technological stages connected with transportation, topogeodesic works, well drilling, and construction of field works are pointed out. A long-term experience in developing offshore reservoirs in the Caspian sea is taken into account. Stages and complexes in offshore exploration for oil and gas are singled out.

УДК 622.276.031:532.529.5

М. Т. АБАСОВ, Х. И. ДАДАШ-ЗАДЕ,
М. А. ДЖАМАЛБЕКОВ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

ФИЛЬТРАЦИЯ ЛЕТУЧИХ НЕФТЕЙ В ДЕФОРМИРУЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Фильтрация летучих нефтей, как и любых существенно взаиморастворимых жидкостей, описывается соответствующей системой дифференциальных уравнений движения [6].

В [3] была показана возможность использования бинарной модели, рассматривающей сложную углеводородную систему в виде двухфазной и двухкомпонентной с выделением в качестве компонент потенциально жидких и газообразных в стандартных условиях углеводородов. С использованием отмеченного подхода был проведен комплекс исследований, позволивший предложить уравнение притока газоконденсатной смеси к скважине и изучить особенности процесса истощения залежи летучей нефти. Следует отметить, что предложенная расчетная схема обеспечивала полный учет реальных свойств флюидов, но не учитывала изменения параметров среды с изменением давления. Ниже предлагается решение, обобщающее отмеченное выше, на предмет учета деформируемости породы и вызванного ею изменения емкостных и фильтрационных характеристик коллектора.

Используя результаты работы [3], выпишем уравнения движения, описывающие течение летучей нефти в деформируемой среде:

$$\nabla \left\{ \left[\frac{F_n(\rho)}{\mu_n(P) a_n(P)} + \frac{F_r(\rho) P \beta C (P^\gamma)}{\mu_r(P) Z(P) P_{am}} \right] K(P) = \right. \\ \left. = - \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \left[\frac{\tau}{a_n(P)} + (1 - \rho) \frac{P \beta C (P)}{Z(P) P_{am}} \right] m(P) \right\} \right. \quad (1)$$

$$\nabla \left\{ \left[\frac{F_r(\rho) P \beta}{\mu_r(P) Z(P) P_{am}} [1 - C(P) \bar{\gamma}(P)] + \frac{F_n(\rho) S_n(P)}{\mu_n(P) a_n(P)} \right] K(P) = \right. \\ \left. = - \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \left[\frac{(1 - \rho) P \beta [1 - C(P) \bar{\gamma}(P)]}{Z(P) P_{am}} + \frac{\rho S_n(P)}{a_n(P)} \right] m(P) \right\} \right. \quad (2)$$

где F_n, F_r — относительные фазовые проницаемости жидкой и газовой фаз;

ρ — нефтенасыщенность;

P — давление;

Z, β — коэффициенты сверхсжимаемости и температурной поправки для газовой фазы;

C — содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе;

a_n, S_n — объемный коэффициент жидкой фазы и количество растворенного в ней газа;

μ_n, μ_r — вязкости жидкой и газовой фаз;
 $P_{ам}$ — атмосферное давление;
 m — пористость;
 K — абсолютная проницаемость;
 t — время.

Коэффициенты проницаемости β_k и пористости a_m от давления могут быть определены например, по экспоненциальному закону [5]:

$$K = K_0 \exp[-\beta_k (P - P_0)]; \quad m = m_0 \exp[-a_m (P - P_0)], \quad (3)$$

где K, m — текущие значения проницаемости и пористости;
 K_0, m_0 — начальная проницаемость и пористость;

β_k, a_m — коэффициенты изменения проницаемости и пористости.
 При этом известно, что коэффициент ухудшения проницаемости для гранулярных пород изменяется в диапазоне $0 < \beta_k < 0,04 \frac{1}{\text{МПа}}$.

При этом $\beta_k / a_m = 5 \div 15$. Для чисто трещиноватых коллекторов β_k соответственно на порядок больше.

В качестве зависимостей относительных фазовых проницаемостей газовой и жидкой фаз от нефтенасыщенности для гранулярного коллектора используются кривые Вико-Ботсета, а для чисто трещиноватых пород соотношения [7]:

$$F_r = 1 - \rho; \quad F_n = \rho. \quad (4)$$

Вводя функцию H , аналогичную функции Христиановича

$$H = \int \left[\frac{F_n(\rho)}{\mu_n(P) a_n(P)} + \frac{F_r(\rho) P \beta C(P)}{\mu_r(P) Z(P) P_{ам}} \right] K(P) dP + \text{const} \quad (5)$$

и используя метод осреднения, получили выражения аналогично [4] для определения дебита летучей нефти при радиальном и плоскопараллельном течении:

При этом уравнение притока нефти к скважине или галерее имеет тот же вид, что и при фильтрации газированной нефти [4, 6]. Различие свойств самих жидкостей учитывается в (5), и поэтому для определения $H_k - H_c$ используются следующие соотношения [1]:

$$H_v - H_c = \frac{A}{3} (P_k^3 - P_c^3) + \frac{B}{2} (P_k^2 - P_c^2) + C (P_k - P_c), \quad (6)$$

где

$$A = \frac{2(\varphi_k + \varphi_c - 2\varphi_{sr})}{(P_k - P_c)^2};$$

$$B = \frac{\varphi_k - \varphi_c}{P_k - P_c} - A(P_k + P_c); \quad C = \varphi_k - AP_k^2 - BP_k$$

Для определения основных характеристик исследуемого процесса во времени используются уравнения материального баланса для нефти и газа, которые в данном случае имеют вид [1-3]:

$$q_n = -\Omega_n(P) \frac{d}{dt} \left[\frac{\rho}{a_n(P)} + (1 - \rho) \frac{P \beta C(P)}{Z(P) P_{ам}} \right] \quad (7)$$

$$q_r = -\Omega_n(P) \frac{d}{dt} \left\{ \frac{(1 - \rho) P \beta}{Z(P) P_{ам}} [1 - C(P) \bar{\gamma}(P)] + \frac{\rho S_n(P)}{a_n(P)} \right\} \quad (8)$$

Из совместного рассмотрения (7), (8) и (3) получаем систему обыкновенных дифференциальных уравнений для определения $P(t)$, $\rho(t)$ и $\Omega_n(t)$, решаемых одним из численных методов.

По измененной методике был выполнен круг численных расчетов, позволивших определить особенности влияния деформируемости породы на показатели истощения залежи летучей нефти, приуроченной к гранулярному коллектору.

Рассматривались пласты с различной степенью деформируемости, разрабатываемые при депрессиях $\Delta P = 3,92$ и $7,85$ МПа. Кроме того, процесс фильтрации исследован и при заданном отборе нефти.

Использованы следующие исходные данные:

$$\begin{aligned} P_0 &= 34,4 \text{ МПа}; \\ K &= 0,05 \text{ Д}; \\ B &= 10000 \text{ см}; \\ h &= 1500 \text{ см}; \\ R_k &= 75000 \text{ см}; \\ r_e &= 10 \text{ см}; \\ \beta_k &= 0,02 \text{ и } 0,4. \end{aligned}$$

На рис. 1-4 приводятся основные показатели разработки при заданной депрессии в качестве ограничения на работу скважин. При этом пунктирными линиями показан случай, когда депрессия равна $7,85$ МПа, а сплошные линии соответствуют случаю, когда $\Delta P = 3,92$ МПа. Кривые 1, 2, 3 соответствуют следующим значениям:

β_k : 0, 0,02 и 0,04 (при $\beta_k/a_m = 10$) соответственно.

На рис. 1, показано изменение во времени дебитов скважины по нефти при различной деформируемости коллектора и работе с разными депрессиями. Здесь же показано изменение нефтегазонасыщенного объема пор. При этом отмечается некоторое снижение дебита скважины в деформируемом пласте по сравнению с недеформируемым. В пределах рассмотренных условий при $\Delta P = 7,85$ МПа максимальная разница в дебитах достигала 10%. Как видно из сопоставления кривых $\bar{Q}(t)$, чем выше деформируемость, тем большая часть энергии, теряющаяся за счет отбора из пласта углеводородов, компенсируется сжатием порового пространства. Снижение же дебитов при этом определяется опережающим влиянием снижения проницаемости. По той же причине влияние деформации на приток нефти к скважине возрастает с увеличением депрессии.

На рис. 2 иллюстрируется изменение во времени пластового давления и газового фактора для рассмотренных выше вариантов, а на рис. 3 — изменение средневзвешенной нефтенасыщенности и коэффициента нефтеотдачи. Из сопоставления соответствующих кривых на этих рисунках можно оценить влияние сжатия порового объема на показатели исследуемого процесса. Так, в пределах рассмотренных условий к моменту достижения нефтеотдачи 20% при $\Delta P = 7,85$ МПа среднее пластовое давление было выше в деформируемом коллекторе (при $\beta_k = 0,02$ на 3,5%, при $\beta_k = 0,04$ на 10,1%) по сравнению с не-

деформируемым. В то же время влияние деформации на среднюю нефтенасыщенность оказалось несколько меньшим (относительная погрешность достигла 2,7% при $\beta_k = 0,02$ и 5,8% при $\beta_k = 0,04$). Отмеченный характер влияния деформации на P и p привел к суще-

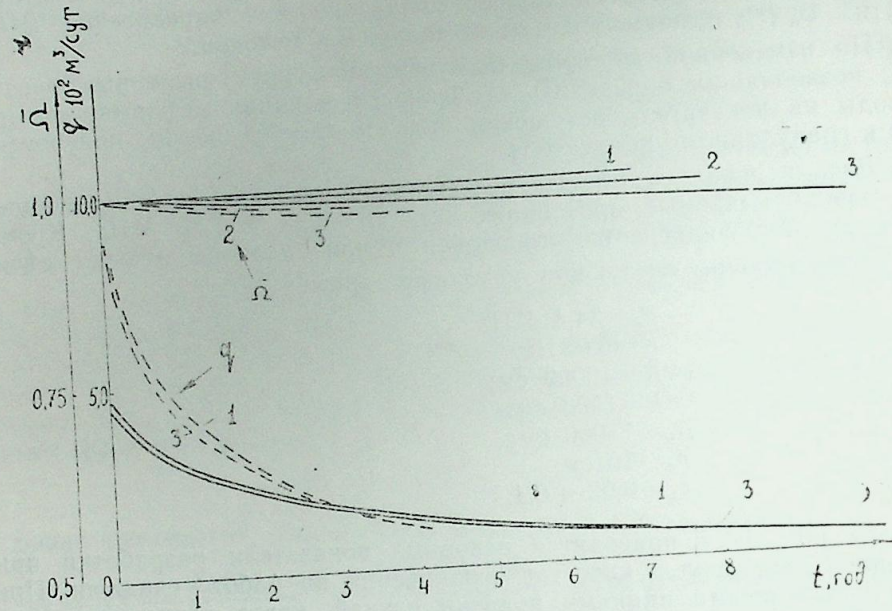


Рис. 1. Изменения дебита нефти (q) и объема пор \bar{Q} во времени (t)

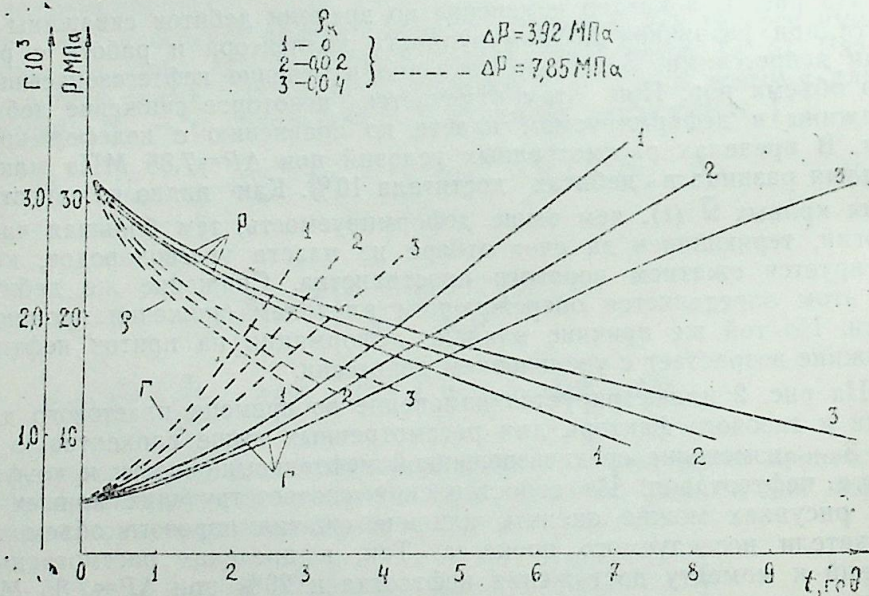


Рис. 2. Зависимости газового фактора (Γ) и пластового давления от времени (t)

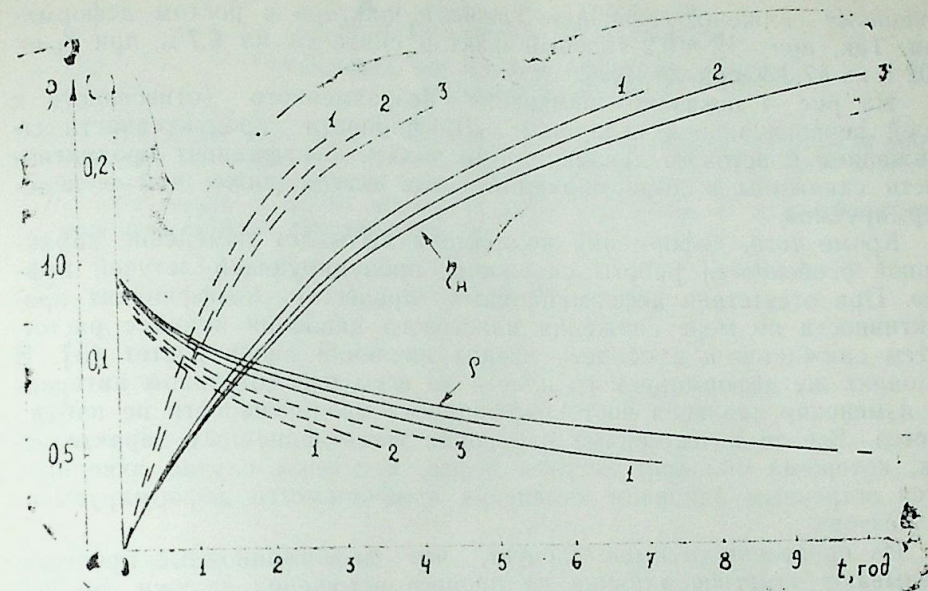


Рис. 3. Изменения нефтенасыщенности (ρ) и коэффициента нефтеотдачи (η_n) во времени (t)

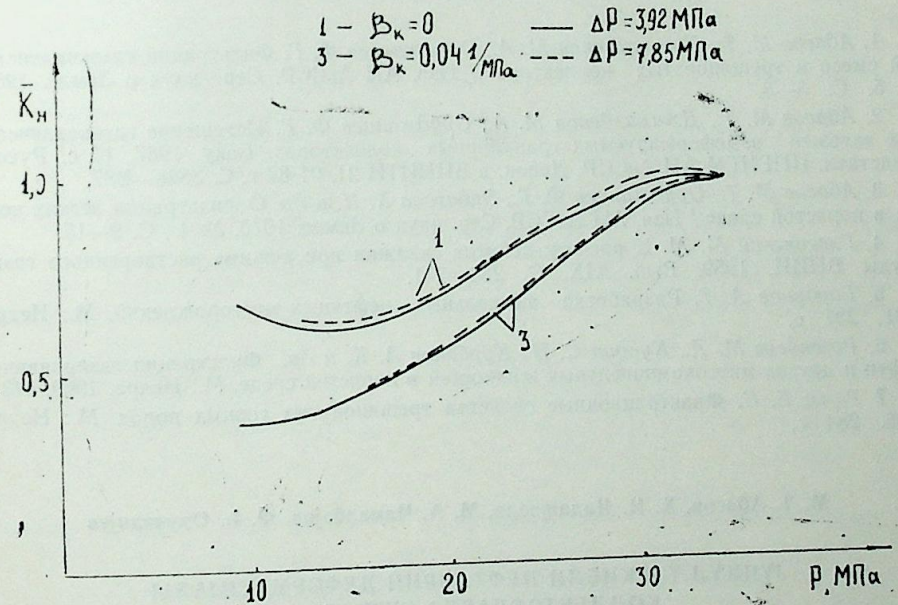


Рис. 4. Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности ($\bar{K} = \frac{K}{K_0}$) от контурного давления (P_k)

ственному снижению величины газового фактора с ростом деформации. Так, при $\eta_1 = 0,2$ газовый фактор снизился на 9,7% при $\beta_k = 0,02$ и на 17,3% при $\beta_k = 0,04$.

На рис. 4 показано изменение безразмерного (отнесенного к своей первоначальной величине) коэффициента продуктивности со снижением пластового давления. Как видим, коэффициент продуктивности скважины в деформируемой среде всегда ниже, чем в недеформируемой.

Кроме того, деформация коллектора вызывает изменение характерной особенности работы скважины, продуцирующей летучей нефтью. При отсутствии деформационных процессов коэффициент продуктивности по мере снижения пластового давления вначале растет, затем снижается и в области низких давлений вновь растет [3]. В условиях же деформируемого пласта во всем рассмотренном интервале изменения давления рост коэффициента продуктивности не наблюдается. Все те качественные изменения фильтрационных характеристик, которыми обладает летучая нефть, в данном случае нивелируются встречным влиянием изменения проницаемости деформируемого коллектора.

Из приведенного выше следует, что деформационные процессы оказывают заметное влияние на процесс истощения залежи летучей нефти, причем влияние это может быть не только количественным, но и качественным.

Литература

1. Абасов М. Т., Джамалбеков М. А., Оруджалиев Ф. Г. Фильтрация газоконденсатной смеси в трещиноватых коллекторах // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1983. № 5. С. 3—8.
2. Абасов М. Т., Джамалбеков М. А., Оруджалиев Ф. Г. Истощение газоконденсатных залежей в деформируемых гранулярных коллекторах. Баку. 1987. 10 с. Рукоп. представл. ИПГНГМ АН АзССР. Депон. в ВИНТИ 21, 01 87 г. С. 3638—В87.
3. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г., Эйбатова Х. И. и др. О фильтрации легких нефтей в пористой среде // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1978. № 4. С. 9—15.
4. Глаговский М. М. К расчету дебитов скважин при режиме растворенного газа // Труды ВНИИ. 1959. Вып. XIX. С. 233—241.
5. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра. 1981. 237 с.
6. Розенберг М. Д., Кундин С. Н., Курбанов А. К. и др. Фильтрация газированной нефти и других многокомпонентных жидкостей в пористой среде. М.: Недра. 1969. 448 с.
7. Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра. 1966. 284 с.

М. Т. Абасов, Х. И. Дадашзадэ, М. А. Чамалбэјов, Ф. Н. Оручэлијев

ЈУНКУЛ ТЭРКИБЛИ НЕФТЛЭРИН ДЕФОРМАСИЈАЛЫ КОЛЛЕКТОРЛАРДА СУЗУЛМЭСИ

Мэгалэдэ јункул тэркибли нефт лажларынын түкэнмэдэн ишлэнмэсинин прогноз-лашдырылмасы үчүн һесабат схеми верилмишдир. Тэклиф олунан һәлл гранулјар сүху-рун деформасијасыны вэ флјуидин тэбин хусусијәтләрини нәзәрә алыр. Нәмчинин лажын деформасијасынын бахылан процесә тәсири өјрәнилмишдир.

M. T. Abasov, Kh. I. Dadash-zade,
M. A. Djamalbeckov, F. H. Orudjaliev

VOLATILE OIL FILTRATION IN DEFORMED
RESERVOIR ROCKS

The article deals with a calculating scheme to predict depletion of volatile oil reservoirs introduced by deformed granular reservoir rocks. The given solution takes into account real properties of fluids and a medium. The results of studies allowed to define peculiarities of rock deformation influence upon depletion data are given.

УДК 622.276.21.031:1/4.001.57

Э. Б. ВЕЛИЕВА, Ш. М. ИБРАГИМОВА, Л. Г. КРУТЫХ

К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ КОНТУРА НЕФТЕНОСНОСТИ

За последние десятилетия по месторождениям Апшеронского п-ова при переоценке запасов нефти и газа были уточнены и определены формы и глубины залегания первоначальных и текущих контуров нефтеносности (ПКТ, ТКН) на основании хронологического анализа результатов опробования чисто нефтяных, приконтурных и законтурных скважин с учетом геофизической характеристики разреза [1, 2].

Целью нашего исследования является изучение влияния различных геолого-технологических параметров на характер и скорость продвижения первоначального контура нефтеносности ($V_{пкн}$) по залежам месторождений Апшеронского п-ова, что имеет важное значение при оценке состояния обводненных участков по площади и при рациональной доразработке месторождений.

В пределах Апшеронского п-ова в разрезе ПТ, представленной песчано-алеврито-глинистыми отложениями, на разрабатываемых месторождениях создаются условия, в результате которых контурные воды вовлекаются в заметное движение и извлекаются попутно с нефтью, что в конечном итоге приводит к изменению естественной гидродинамической обстановки. Движение контурных вод на каждом месторождении происходит сложными путями, и в каждом конкретном случае оно определяет направление и скорость перемещения первоначального контура нефтеносности в соответствии с тектоническими особенностями, изменчивостью литологического состава вмещающих пород, величинами проницаемости, пластового давления, свойствами пластовых флюидов, глубиной залегания, сроками разработки и т. д.

Изучение скорости и характера перемещения ПКН было выполнено по залежам, характеризующимся преимущественно водонапорным и смешанным режимами месторождений Балаханы—Сабунчи—Раманы, Сураханы, Карачухур, Кала, Бибиэйбат—Бухта Ильича и Локбатан—Пута—Кушхана.

По положению ПКН и ТКН по этим залежам была определена средняя скорость движения контурной воды по расстоянию от ПКН до ТКН, с учетом времени, за которое произошло это перемещение.

Рассматриваемые залежи характеризуются в настоящее время высокой степенью обводненности (83—99%), которая обусловлена в основном продвижением вод из законтурных областей. Из кумулятивных кривых распределения водного фактора, составленных на начало разработки (рис. 1, кр. 1), на максимальный период отбора жидко-

сти (рис. 1, кр. 2) и на текущее состояние разработки (рис. 1, кр. 3) наглядно видно, что водные факторы по исследуемым залежам увеличиваются в процессе разработки и соответственно характеризуются следующими значениями: от 0,1 до 10; от 3 до 80 и от 5,5 до 200.

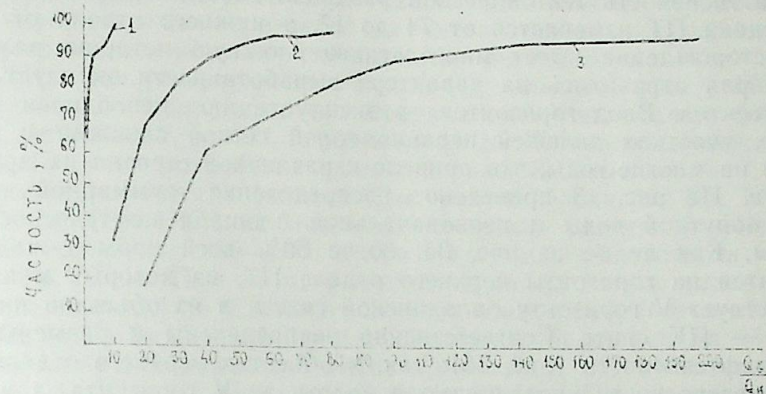


Рис. 1. Кумулятивные кривые распределения водного фактора по месторождениям Апшеронского п-ова:

1—на начало разработки; 2—на максимальный период отбора жидкости; 3—на текущее состояние разработки

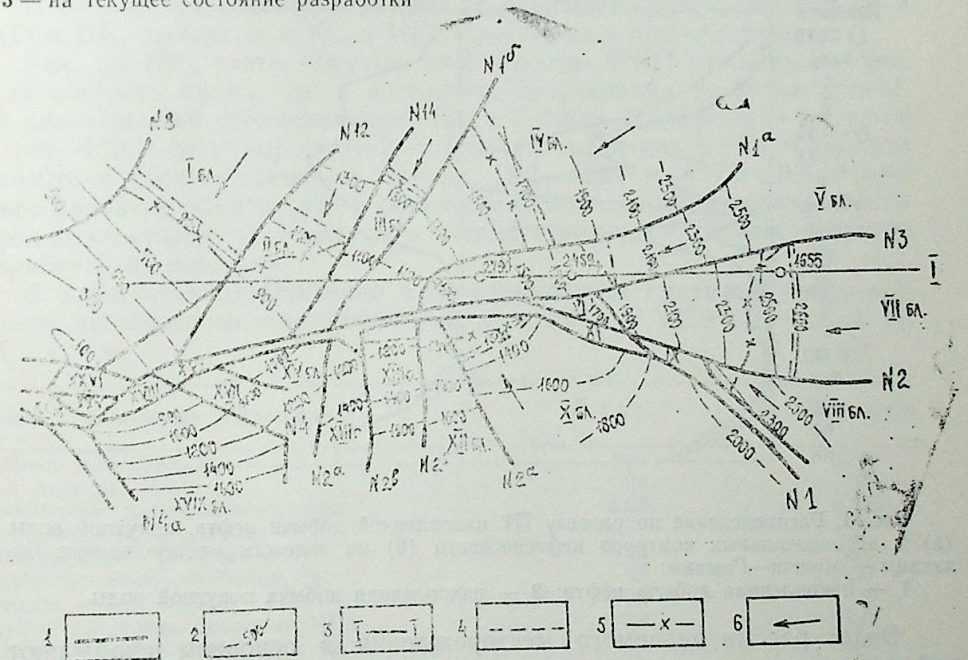


Рис. 2. Схема перемещения первоначального контура нефтеносности по ПК свите (структура по кр. ПКЬ) месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы:

1—разломы; 2—изогипсы; 3—профиль по линии I—I; 4—первоначальный контур нефтеносности; 5—текущий контур нефтеносности; 6—направление движения контурных вод

На примере многопластового месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы рассмотрим характер и скорости перемещения первоначального контура нефтеносности по отдельным залежам.

В тектоническом плане это месторождение характеризуется многочисленными продольными и поперечными разрывами (рис. 2), при этом интенсивность тектонической раздробленности по залежам верхнего отдела ПТ изменяется от 74 до 17, а нижнего отдела от 58 до 25. Месторождение имеет многолетнюю сложную историю разработки, которая отразилась на характере выработки эксплуатационных объектов. Ввод горизонтов в эксплуатацию проводился на отдельных участках залежей неравномерной сеткой скважин и растягивался на многие годы, что привело к различной степени их дренированности. На рис. 3 приведено распределение суммарной добычи нефти, попутной воды и первоначальной площади нефтеносности по залежам. Как видно из рис. 3а, более 80% всей добычи жидкости приходится на горизонты верхнего отдела ПТ, из которых максимум соответствует V горизонту балаханской свиты, а из объектов нижнего отдела — ПК свите. Соответственно распределены и размеры площадей нефтеносности (рис. 3б): так, в объектах верхнего отдела площади нефтеносности увеличиваются вплоть до V горизонта, а в нижнем отделе наибольшая площадь приходится на ПК свиту.

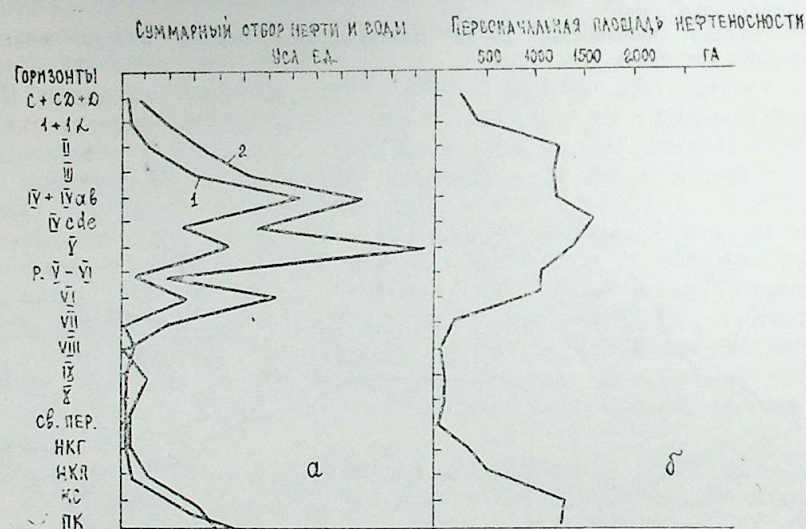


Рис. 3. Распределение по разрезу ПТ накопленной добычи нефти, попутной воды (а) и первоначальных контуров нефтеносности (б) по залежам месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы:

1 — накопленная добыча нефти; 2 — накопленная добыча попутной воды

Воды рассматриваемого месторождения в основном окаймляют нефтяные залежи, а наличие подошвенных вод установлено в пластах, сложенных песками большой толщины (IV+IV ав, низы балаханской свиты, свита «перерыва» и НКП).

За время разработки залежей сураханской свиты незначительное перемещение ЦКН наблюдалось в основном в приконтурных час-

тях, при этом более активное продвижение имело место в I горизонте в юго-восточной части (см. рис. 2, блоки X, XII), где ПКН переместился в глубь залежи вверх по восстанию пластов в виде вогнуто-волнистой линии в отдельных местах на 300—450 м при скорости 0,4 м/мес.

По горизонтам сабунчинской свиты наибольшее перемещение ПКН в глубь залежи отмечается на юго-восточном погружении, а также на восточных участках складки (см. рис. 2, блоки IV, V, VII, VIII, X, XII). Так по горизонту IV+IV ав, который уже с 1920 г. оказался сильно обводненным подошвенными водами, водный фактор в 1939 г. составлял 7, в 1971 г. увеличился до 15, а в настоящее время — 45. По мере разработки залежи в южной, юго-восточной, восточной и северной частях складки (см. рис. 2, блоки II, III, IV, V, VII, VIII, X, XII) ПКН на отдельных участках вдается в пределы залежи в среднем на 200—500 м при максимальной скорости перемещения 0,5 м/мес. При этом, в направлении на запад, отмечается уменьшение скорости до 0,2 м/мес. За весь период разработки залежи (более 100 лет) обводненной оказалась площадь более чем на 25%.

Из горизонтов балаханской свиты наибольшее перемещение ПКН отмечается по V и VI горизонтам, по которым ПКН на отдельных участках углубился в залежь на 600—900 м при скорости 0,7—0,8 м/мес, образуя языки обводнения. На рис. 4 по линии профиля I—I в пределах V и VII блоков (см. рис. 2) по горизонтам верхнего отдела показано перемещение ПКН.

В нижнем отделе ПТ активное передвижение ПКН отмечалось в НКП и ПК_в свитах, а в КС и НКГ практически оно отсутствует.

Так, по ПК_в свите характер перемещения ПКН отражен на рис. 2, из которого видно, что в восточном направлении размеры промытой части залежи увеличиваются. Так в I блоке ПКН углубился всего на 100—150 м при скорости 0,2—0,3 м/мес, тогда как в VII блоке эти показатели соответственно составили: 500÷1000 м и 0,6÷0,8 м/мес. Такое различие объясняется особенностями геолого-физических свойств пород-коллекторов по площади и соответственно различием режимов разработки по площади.

В качестве подтверждения этой взаимосвязи приведем некоторые геолого-промысловые характеристики для I+Ia и VII+VIII полей по ПК свите:

Геолого-промысловые показатели	I+Ia	VII+VIII
Глубина залегания, м	525	1950
Угол падения, град.	25	15
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,62	0,82
Расчлененность, кол. пласт.	6,7	4,5
Проницаемость, 10^{-15} м ²	120	340
Количество цемен. вещества, %	42	30
Вязкость нефти, мПа·с	32	5
Текущее пластовое давление, МПа	2,4	6,8
Суммарный отбор нефти, усл. ед.	7	10
Суммарный отбор воды, усл. ед.	2	11
Среднесуточный дебит воды, усл. ед.	0,1	11
Коэффициент нефтеотдачи	0,51	0,78

Изучение фактического материала показало, что по всем разрабатываемым залежам месторождения отмечается улучшение коллек-

торских и геолого-физических показателей и связанное с этим увеличение активности продвижения контурных вод в восточном направлении.

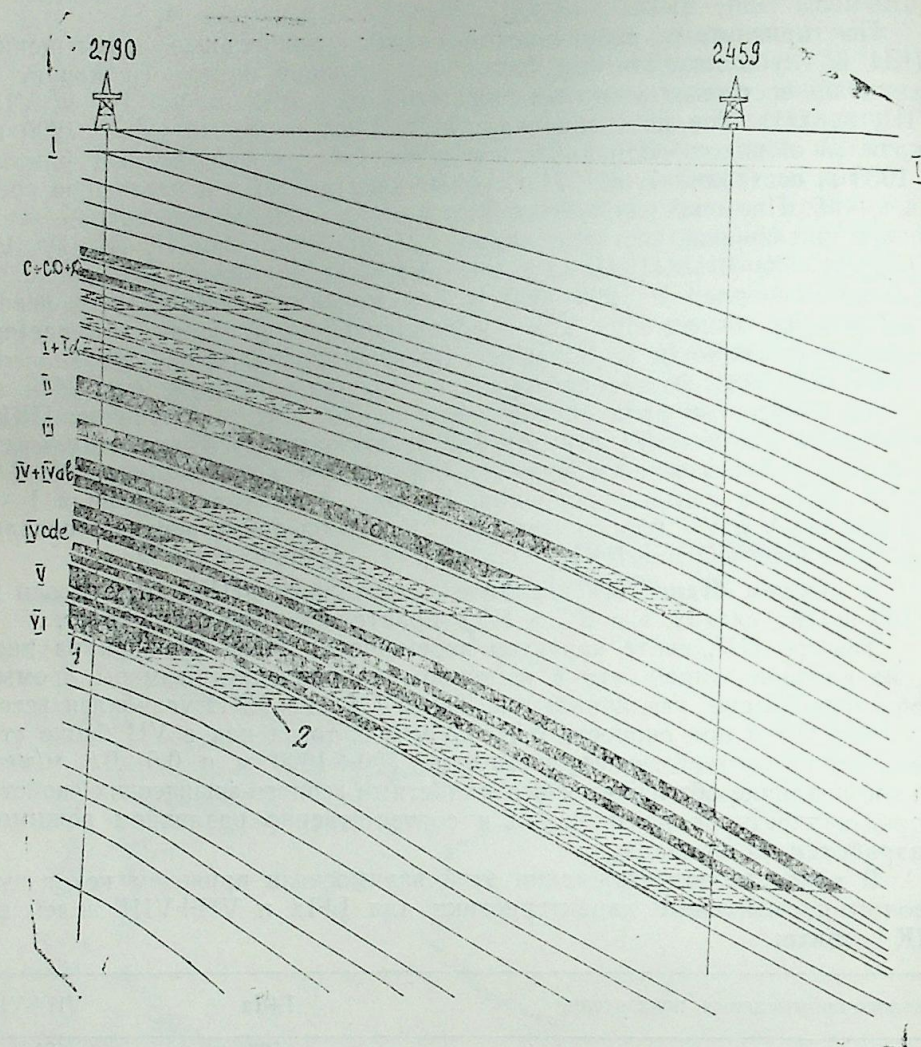


Рис. 4. Характер перемещения первоначального контура нефтеносности по горизонтам верхнего отдела ПТ месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы: 1 — нефтяная залежь; 2 — промытая часть залежи

Исходя из вышеизложенного, представляет интерес исследование совместного влияния геолого-физических и технологических показателей на скорость перемещения начального контура нефтеносности.

Для получения более объективной и надежной оценки влияния различных параметров на характер и скорость перемещения ПКН на количественном уровне был применен корреляционно-регрессионный анализ. Для оценки тесноты и вида связи был использован ряд па-

раметров (геолого-физических и технологических) по 43 залежам Азербайджана.

Из геолого-физических факторов в условиях смешанного с преимущественно водонапорного режима были приняты такие параметры, как проницаемость ($K_{пр}$) и отношение вязкостей нефти и воды (μ_n/μ_w), которые характеризуют коэффициент вытеснения нефти водой; площадь структуры ($F_{стр}$), величина которой характеризует степень примыкания структуры к законтурной области; эффективная толщина ($h_{эф}$); показатель тектонической раздробленности ($S_{раздр}$); параметры неоднородности: коэффициенты расчлененности ($K_{рас}$), песчаности ($K_{пес}$); количество цемента в породе (C — сумма карбонатного и глинистого цемента). Из технологических факторов использовались плотность сетки скважин (d_s) и отбор жидкости в единице порового объема ($V_{ж} = \frac{\sum Q_{ж}}{S \cdot h \cdot m}$). Все эти факторы носят комплексный характер, влияние их на скорость перемещения ПКН является многомерным.

На основе использования вышеотмеченных 10 параметров было получено многомерное уравнение скорости перемещения ПКН, при этом было исследовано 14 видов связей (прямолинейная, различные формы степенной, гиперболической, показательной и логарифмическая) между рассматриваемыми параметрами. В результате была получена регрессионная зависимость в виде линейной модели:

$$V = 0,636 + 0,00002 K_{пр} + 0,00117 \frac{\sum Q_{ж}}{S \cdot h \cdot m} + 0,0026 \mu_n/\mu_w - 0,0062 S_{раздр} - 0,00145 d_s - 0,0449 K_{рас} + 0,5721 K_{пес} - 0,00206 C - 0,000014 F_{стр} + 0,0043 h_{эф}$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели составил 0,82, стандартное отклонение 0,08. Величина t — критерия превышает критическое значение при 95% достоверности, что указывает на адекватность полученной модели.

Таким образом, по данным изучения характера и скорости перемещения первоначального контура нефтеносности по длительно разрабатываемым залежам Апшерона было исследовано влияние геолого-физических и технологических факторов на скорость перемещения ПКН, что необходимо при решении задач, связанных с оценкой запасов нефтяных залежей и рациональной доразработки месторождения.

Выводы

1. На основе анализа длительно разрабатываемых залежей обоснован комплекс геологических и технологических параметров, обуславливающих перемещение контуров нефтеносности при смешанном и преимущественно водонапорном режимах.
2. Предложена многомерная регрессионная модель, выражающая зависимость скорости перемещения контура нефтеносности от комплекса геолого-технологических параметров.

Литература

1. Абасов М. Т., Буряковский Л. А., Азимов Э. Х., Бадалов Т. А., Палатник Г. Г., Путкардзе Л. А. Геофизические и гидродинамические методы прогнозирования обводнения нефтяных залежей. — Баку: Азернепр. 1989.—262 с.

2. Багаров Т. Ю., Велиева Э. Б., Гасанова С. М., Сараджев Т. Н. К определению первоначального положения водонефтяного контакта при переоценке запасов нефти и газа // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1980. №1. С. 47—51.

Е. Б. Вәлијева, Ш. М. Ибраһимова, Л. Г. Крутых

**КЕОЛОЖИ ВӘ ТЕХНОЛОЖИ ФАКТОРЛАРЫН НЕФТЛИЛИК
КОНТУРУНУН ДӘЛИШМӘ СҮР'ӘТИНИН ТӘСИРИНӘ ДАИР**

Мәгаләдә Абшерон нефтли-газлы вилајәтиндә гарышыг вә субагылы режимли ја-тагларда мұхталыф кеоложи-техноложи параметрләрин нефтлилик контурунун хүсу-сийјәтинә вә сүр'әтинә тәсири өјрәниллр. Апарылан анализин нәтичәләри әсасында нефтлилик контурунун ирәлиләмә сүр'әтинә сечилмиш параметрләрин тәсирини көс-тәрән чоһфакторлу регрессион модел тәклиф олунур.

E. B. Velieva, Sh. M. Ibragimova, L. G. Krutykh

**TO THE ESTIMATION OF GEOLOGICAL AND
TECHNOLOGICAL FACTORS INFLUENCE ON
RATE OF MOVEMENT OF OIL WATER BOUNDARY**

The authors have studied the influence of different geological and technological parameters upon a character and rate of oil water boundary advance under mixed and especially water drives in reservoirs of the Apsheron oil and gas bearing area. According to the analysis carried out a multivariate regressive model expressing a dependence of oil water boundary movement rate from these parameters is suggested.

АЗӘРБАЈЧАН ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ
Јер елмләри серијасы, 1991, № 1—2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНА
Серия наук о Земле, 1991, № 1—2

УДК 622.279.031

Ю. Б. ЮСИФОВ, В. Д. АБДУЛЛАЕВ

**НОВЫЙ ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО УСТЬЕВЫМ ПАРАМЕТРАМ**

Одним из важнейших контролируемых параметров разработки залежей является пластовое давление. При существующей схеме определение пластового давления связано с остановками скважин.

Большая глубина скважин, возможность образования песчаных пробок, прихватов лифтовых труб, проблемы, связанные с высокими пластовыми и устьевыми давлениями, ограничивают использование прямых глубинных приборов определения забойного и пластового давления. Кроме того, в условиях разработки морских месторождений значительные отклонения стволов скважин от вертикали затрудняют проведение работ по замеру пластового и забойного давления.

В данной статье на основании устьевых параметров газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин разработан эффективный графический метод определения пластового давления в работающих скважинах без использования глубинных манометров, а также без останковки скважин.

Ранее нами была получена зависимость [1], позволяющая определить текущее забойное давление при известных первоначальных данных исследований (забойное давление $P_{3,0}$, устьевое давление $P_{y,0}$ и значение e^{s_0}) или ($P_{3,0}^2$, $P_{y,0}^2$ и e^{2s_0}).

В результате предложена зависимость в виде:

$$P_{3,i} = 0,5 P_{y1} e^{s_i} + m \quad (1)$$

или

$$P_{3,i}^2 = \sqrt{0,5 P_{y1}^2 e^{2s_i} + n}, \quad (2)$$

где $m = P_{30} - 0,5 P_{y0} e^{s_0}$; $n = P_{30}^2 - 0,5 P_{y0}^2 e^{2s_0}$;

i — индекс режима;

e^s — член, учитывающий массу столба газа в НКТ.

Не имея достоверных данных для определения величины e^s газонефтяных скважин при установившихся отборах однородной жидкости, мы поступили таким образом. Использовали уравнение движения и уравнение притока газа в случае линейной фильтрации и решали совместно эти уравнения в двух режимах с учетом (2), после ряда преобразований получили:

$$P_y e^s = \sqrt{P_{нл}^2 - \frac{2 Q_1^2 (P_{3,0}^2 - P_{3,i}^2)}{Q_1^2 - Q_0^2}} \quad (3)$$

Для нефтяной скважины формула (3) обнаруживает явную аналогию при повсеместной замене P^2 на P , Q^2 и l^{2s} на l^s . Допуская по

аналогии возможность такой же замены в формуле (3), получаем взамен с учетом (1) следующее уравнение:

$$P_y e^s = P_{yl} - \frac{2Q_1(P_{30} - P_{31})}{Q_1 - Q_0} \quad (4)$$

Из уравнения (4), зная пластовое давление и при двух режимах забойные давления и дебиты, определяем $P_y e^s$. Результаты соответствующих расчетов приведены в табл. 1 для нефтяной скважины при установившихся отборах однородной жидкости в трех режимах. Анализ многочисленных фактических данных исследования скважин показал, что зависимость забойного давления P_3 от комплекса устьевых параметров $P_y e^s$ является линейной. Эта зависимость дает нам возможность переходить от P_3 к $P_y e^s$ или от P_3^2 к $P_y^2 e^{2s}$. Это иллюстрируется графиками на рис. 1, где приведены результаты исследо-

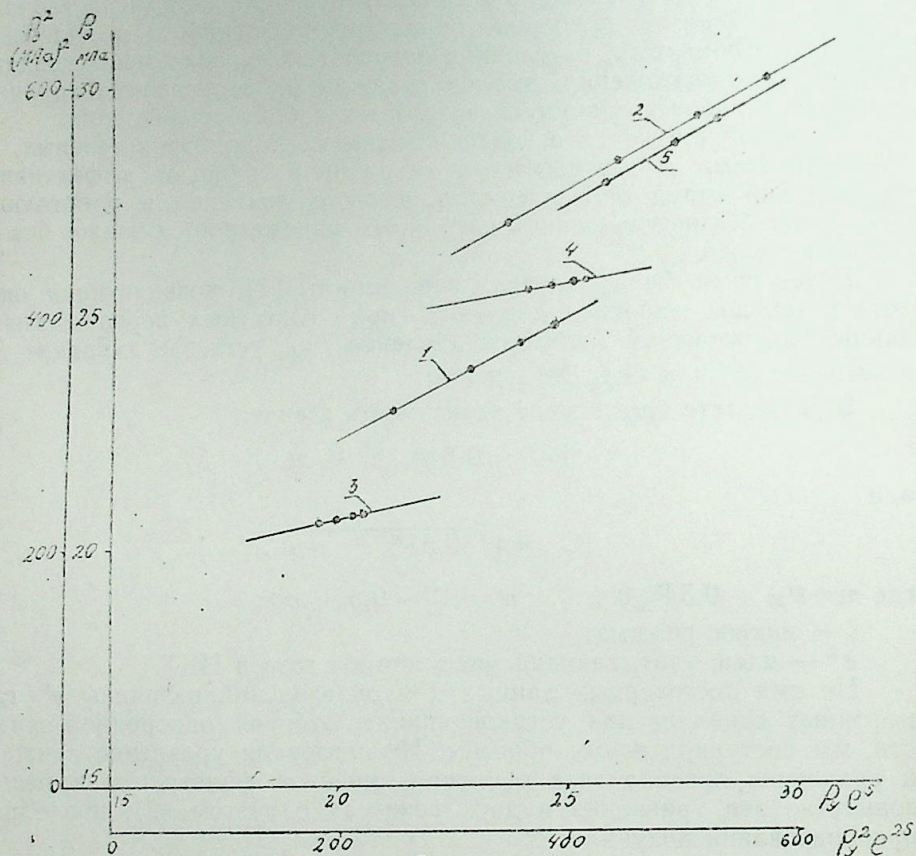


Рис. 1

Рис. 1. 1 и 2 — соответственно зависимости P_3 от $P_y e^s$ и P_3^2 от $P_y^2 e^{2s}$ по данным [2, табл. IV, 2] газовых скважин; 3 и 4 — соответственно зависимости P_3 от $P_y e^s$ и P_3^2 от $P_y^2 e^{2s}$ по данным [3, табл. IX, 11] газоконденсатных скважин; 5 — зависимость P_3 от $P_y e^s$ по данным [4, табл. I] газонефтяных скважин

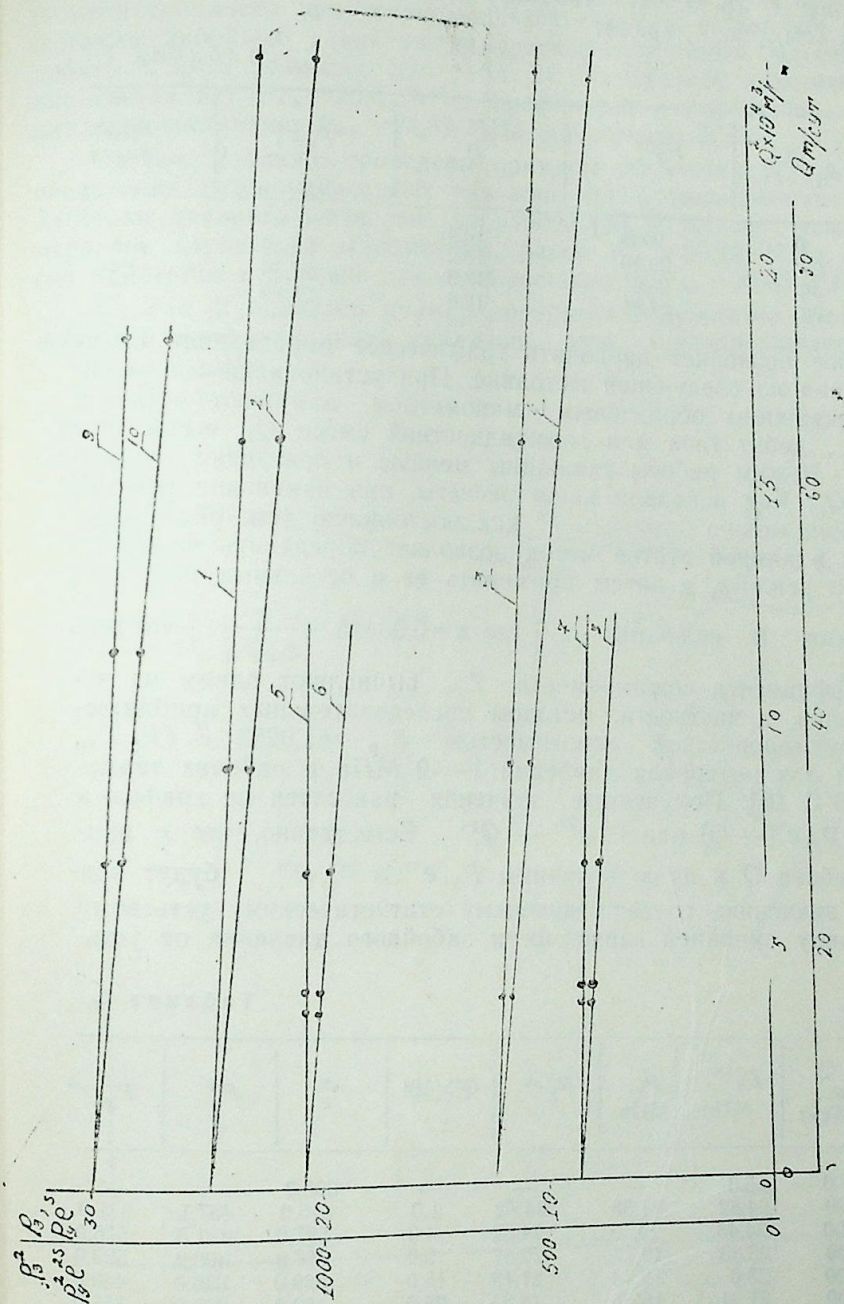


Рис. 2. 1 и 3 — соответственно зависимости P_3 от Q^2 и $P_y^2 e^{2s}$ по данным (см. табл. 1) газовых скважин; 2 и 4 — соответственно зависимости $P_y e^s$ от Q^2 и $P_y^2 e^{2s}$ по данным (см. табл. 1) газовых скважин; 5 и 7 — соответственно зависимости P_3 от Q^2 и $P_y^2 e^{2s}$ по данным (см. табл. 1) газоконденсатных скважин; 6 и 8 — соответственно зависимости $P_y e^s$ от Q^2 и $P_y^2 e^{2s}$ по данным (см. табл. 1) газоконденсатных скважин; 9 и 10 — соответственно зависимости P_3 от Q и $P_y e^s$ от Q по данным (см. табл. 1) газонефтяных скважин

ваний газовых скважин [2, табл. V. 2] на пяти режимах (см. рис. 1, кр. 1, 2), газоконденсатных скважин [3, табл. IX. II] в четырех режимах (см. рис. 1, кр. 3, 4) и газонефтяных скважин [4, табл. I] в трех режимах (см. рис. 1, кр. 5).

Таблица 1

Тип скважины	Q, т/сут	$P_3^{изм}$	P_y	$P_y e^s$	$d_{шт}$, мм
Газонефтяная	0	2995	13,4	—	—
	28	29,10	13,2	28,39	3
	46	28,6	13,0	27,39	4
	73	27,85	12,6	25,89	5

Отмеченное позволяет проводить графическое определение пластового давления по следующей методике. При установившемся режиме работы скважины образцовым манометром замеряют устьевое давление P_{y1} , дебит газа или газожидкостной смеси Q_1 , вычисляют величину l^s . Режим работы скважины меняют и повторяют определение P_{y1} , Q_1 . Как показали наши расчеты, при изменении режима работы скважины можно принять l^s как постоянную (см. рис. 1, 2). Описываемый в данной статье метод позволяет определить величину l^s для одного режима, а затем применить ее в остальных режимах

работы скважин. В величине l^s (где $s=0,03415 \frac{\rho L}{z_{cp} T_{cp}}$) среднее значение коэффициента сжимаемости Z_{cp} вычисляют одним из известных методов, в частности, методом последовательных приближений [2], полуэмпирической зависимостью $Z_{cp} = 1,0283 Z_y(P_y T_{cp})$ предложенной для интервала давлений 1—40 МПа и рабочих температур 20—120°С [6]. Полученные значения наносятся на график в координатах $P_{y1} e^{s_1} - Q_1^2$ или $P_{y1}^2 e^{2s_1} - Q_1^2$. Естественно, что с приближением дебита Q к нулю величины $P_{y1} e^{s_1}$ и $P_{y1}^2 e^{2s_1}$ будут приближаться к значению, соответствующему статистическому устьевому давлению. Ввиду линейной зависимости забойного давления от устье-

Таблица 2

Тип скважины	Q, тыс. м³/сут	$P_3^{изм}$, МПа	P_y , МПа	$P_y e^s$	$Q^2 \times 10^4$	P_3^2	P_y^2	$P_y^2 e^2$
Газовая	0	25,0	—	—	—	625,0	—	—
	100	24,82	21,38	24,72	1,0	616,0	457,1	611,0
	200	24,43	20,78	24,02	4,0	597,0	431,8	576,0
	300	23,83	19,77	22,87	9,0	566,0	390,9	523,0
	400	23,0	18,33	21,19	16,0	529,0	336,0	449,0
	500	21,91	16,31	18,84	25,0	480,0	266,0	355,0
Газоконденсатная	0	20,82	—	—	—	—	—	—
	115,5	20,70	17,51	20,50	1,3340	428,9	306,6	420,7
	154,0	20,69	17,34	20,31	3,7069	428,1	300,7	412,7
	203,9	20,63	17,05	19,95	4,1567	425,6	290,7	397,9
	259,4	20,55	16,61	19,42	6,7278	422,3	275,9	377,0

евого экстраполируемое значение $P_y e^s$ и $P_y^2 e^{2s}$ будет соответствовать пластовому давлению.

На рис. 2 приведен пример обработки результатов исследования газовой скважины при установившихся отборах: пластовое давление, а также забойные давления, замеренные глубинным манометром, и дебиты в пяти режимах (см. табл. 2). Замеренное пластовое давление составляет $P_{пл} = 25,0$ МПа. Графически определенное пластовое давление составляет $P_{пл} = 24,89$ МПа (см. кривые 2, 4).

На рис. 2 также приведены примеры обработки результатов исследования газоконденсатных скважин при установившихся отборах. Забойное давление вычислено по работе [5]. Пластовое давление, замеренное глубинным манометром, равно $P_{пл} = 20,82$ МПа. Графически найденное пластовое давление составляет $P_{пл} = 20,88$ МПа.

На рис. 2 приведен пример обработки результатов исследования нефтяной фонтанирующей скважины при установившихся отборах

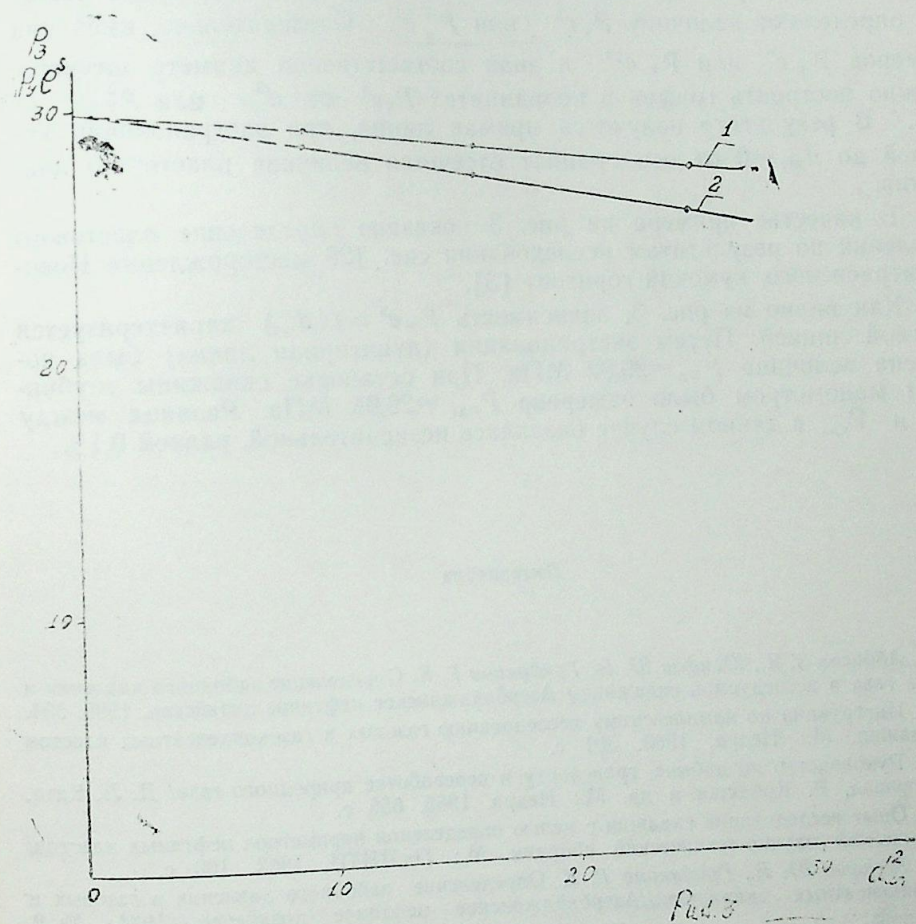


Рис. 3. 1 и 2 — соответственно зависимости P_3 от $d_{шт}^2$ и $P_y e^s$ от $d_{шт}^2$ по данным (см. табл. 1) газонефтяных скважин

однородной жидкости ($P_3 \geq P_{нас}$) в случае линейной фильтрации (скв. № 129, кумский горизонт Ново-Дмитриевского месторождения) [3]. Здесь полученные значения наносятся на график в координатах $P_y e^s$ от Q . При этом давление насыщения составляет $P_{нас} = 22,5$ МПа, измеренное пластовое давление $P_{пл} = 29,95$ МПа. Графически определенное пластовое давление составляет $P_{пл} = 29,92$ МПа.

На рис. 2 также показано графическое определение пластового давления в координатах P_3 от Q^2 , P_3^2 от Q^2 и P_3 от Q . Как видно из рис. 2, отклонение пластового давления от измеренного не превышает 1%, что является удовлетворительным для практического применения.

На промыслах, где внедрен метод совместного сбора и транспорта продукции, предлагается определять пластовое давление путем графического построения зависимости $P_y e^s$ или $P_y^2 e^{2s}$ в функции площади штуцера. На исследуемой скважине без отключения ее от коллектора устанавливают несколько режимов. На каждом режиме определяют величину $P_y e^s$ или $P_y^2 e^{2s}$. Следовательно, имея ряд замеров $P_y e^s$ или $P_y^2 e^{2s}$ и зная соответственно диаметр штуцера, можно построить график в координатах $P_y e^s$ от $d_{шт}^2$ или $P_y^2 e^{2s}$ от $d_{шт}^2$. В результате получится прямая линия, при экстраполяции которой до $d_{шт} = 0$ от оси ординат отсечется величина пластового давления.

В качестве примера на рис. 3 показано определение пластового давления по результатам исследования скв. 129 месторождения Ново-Дмитриевского, кумский горизонт [3].

Как видно из рис. 3, зависимость $P_y e^s = f(d_{шт})$ характеризуется прямой линией. Путем экстраполяции (пунктирная линия) была получена величина $P_{пл} = 29,92$ МПа. При остановке скважины глубинным манометром было замерено $P_{пл} = 29,95$ МПа. Разница между $P_{пл}'$ и $P_{пл}$ в данном случае оказалась незначительной, равной 0,1%.

Литература

1. Аббасов З. Я., Юсифов Ю. Б., Грибунина Г. К. Определение забойного давления и дебита газа в исследуемой скважине// Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1990. №4.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра. 1980. 301 с.
3. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа/ Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др. М.: Недра. 1965. 656 с.
4. Опыт исследования скважин с целью определения параметров нефтяных пластов/ Тематический научно-технический сборник. М.: ГосИНТИ, 1962. 100 с.
5. Юсифов Ю. Б., Грибунина Г. К. Определение забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах// Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1984. № 9. С. 37—39.
6. Аббасов З. Я. К методике расчета забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье// Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1981. № 1. С. 26—29.

Ю. Б. Юсифов, В. Ч. Абдуллаев

ЈЕНИ ГРАФИК ҮСУЛЛА ГУЈУАҒЗЫ ПАРАМЕТРЛЭРЭ ЭСАСЭН ЛАЈ ТЭЗЈИГИНИ ТАПЫЛМАСЫ

Мәғаләдә график јол илә дәрһиллик монометриндән истифадә етмәдән гујуағзы параметрләрә эсасән газ, газконденсат вә фонтанла ишләјән гујуларын лај тәзјигини јени үсулла тапылмасы көстәрилир.

Алынған нәтичә дәрһиллик монометри илә өлчүлән лај тәзјиги илә мүгајисә олунмуш вә тәчрүбәдә тәтбиг етмәк үчүн кифајәт гәдәр әлverişли сајылмышдыр.

Yu. B. Yusifov, V. D. Abdullaev

NEW GRAPHICAL APPROACH TO EVALUATE RESERVOIR PRESSURE ACCORDING TO WELL HEAD PARAMETERS

The article shows a graphical approach to evaluate reservoir pressure in gas wells, gas condensate wells and flow wells according to well head parameters without subsurface pressure gage use. The approach suggested was tested on the basis of field data and considered to be accurate enough.

УДК 553.981:982:51.001.57

Ю. М. КОНДРУШКИН, В. И. АЗАМатов, А. М. АХМЕДОВ
 Л. Г. КРУТЫХ, Ш. М. ИБРАГИМОВА

К МЕТОДИКЕ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР

Большое многообразие природных факторов, от которых зависит накопление УВ и их величина, а также отсутствие прямой (эмпирической) информации в начале поискового этапа, определяют целесообразность вероятностного подхода к оценке перспективных ресурсов нефти и газа с использованием априорной информации на количественном уровне в виде установленных закономерностей и зависимостей по региону.

Учитывая ритмичность строения разреза продуктивной толщи (ПТ) Южно-Каспийской впадины и связанные с этим явления особенности нефтегазонасыщения разреза, в качестве объектов для оценки перспективных ресурсов на новых структурах нами выбраны крупные ритмы на уровне свиты пластов.

Следует отметить, что ритмы этого уровня впервые были выделены в разрезе ПТ на месторождениях Апшеронского п-ова по данным гранулометрического анализа пород (М. В. Абрамович, А. Д. Султанов, И. И. Потапов).

На глубокозалегающих месторождениях Каспийского моря, где ядерный материал, как правило, отбирается в ограниченном объеме, выделение ритмов различных рангов нами предложено осуществлять по кривой изменения по разрезу относительной песчаности элементарных ритмов, каждый из которых представлен чередованием двух пластов: песчано-алевритового (коллектор) и глинистого (неколлектор).

На этой основе нами выделены следующие уровни проявления ритмичности: элементарный уровень, содержащий два пласта, а также уровни пачки пластов, группы пластов, ряда пластов, свиты пластов. Уровень свиты пластов соответствует крупным ритмам, которые были выделены, как отмечалось выше, на основе гранулометрических кривых: 1-й крупный ритм включает калинскую свиту (Кас), 2-й — подкирмакинскую (ПК) и кирмакинскую (КС) свиты, 3-й — надкирмакинскую песчаную (НКП) и надкирмакинскую глинистую (НКГ) свиты, 4-й — свиту «перерыва» (СП)+X+IX горизонты балаханской свиты, 5-й — VIII+VII+VI+V горизонты балаханской свиты+раздел IV сде между V гор. и IV в гор. сабунчинской свиты, 6-й — сабунчинскую свиту, 7-й — сураханскую свиту.

С ритмичностью осадков на глубокопогруженных месторождениях связаны особенности нефтегазонасыщения разреза. Крупные ритмы на уровне свиты пластов представляют собой самостоятельные этажи нефтегазонасыщенности, в низах которых содержатся нефтегазоконденсатные скопления, а в верхах — газоконденсатные залежи.

Изучение различных зависимостей между параметрами залежей по разведанным и разрабатываемым месторождениям Апшеронской шельфово-островной области и Бакинского архипелага показало, что существует тесная статистическая связь между запасами УВ ($Q_{ув}$) и извлечением площади нефтегазонасыщенности ($V_{нг}$), под которым понимается продукция ($h_{эф}$): $V_{нг} = F_{нг} \times h_{эф}$.

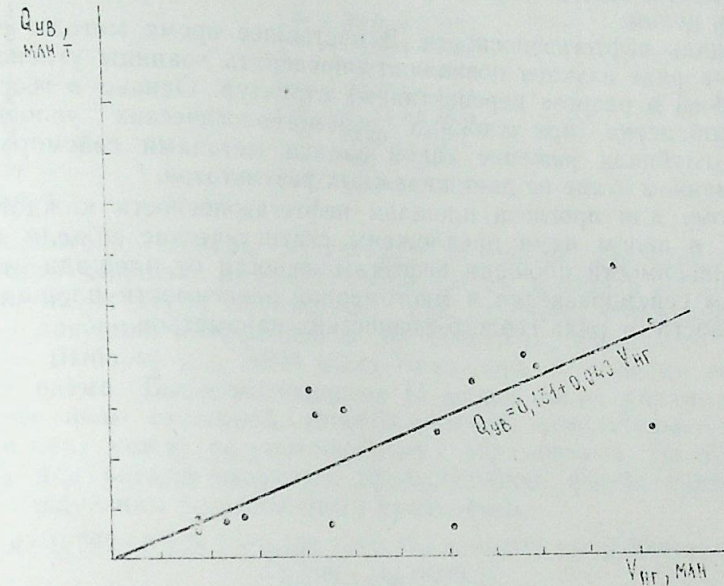


Рис. 1. Зависимость балансовых запасов УВ от объема ловушки для 2 ритма ПТ

Используя фактические данные по разрабатываемым месторождениям нефти и газа, мы получили зависимости между балансовыми запасами УВ и нефтегазонасыщенными объемами пород по каждому из 7 крупных ритмов и по ПТ в целом. В качестве примера такой зависимости на рис. 1 приведена зависимость по 2-му крупному ритму ПТ. Уравнения регрессии и коэффициенты корреляции по ритмам и по ПТ в целом представлены в табл. 1.

Таблица 1

Ритм	Уравнение регрессии	Коэффициент корреляции
1	$Q_{ув} = 0,137 + 0,026 V_{нг}$	0,976
2	$Q_{ув} = 0,131 + 0,040 V_{нг}$	0,712
3	$Q_{ув} = 6,849 + 0,022 V_{нг}$	0,654
4	$Q_{ув} = -0,411 + 0,042 V_{нг}$	0,843
5	$Q_{ув} = -0,268 + 0,044 V_{нг}$	0,598
6	$Q_{ув} = 3,40 + 0,101 V_{нг}$	0,969
7	$Q_{ув} = 0,009 + 0,058 V_{нг}$	0,891
ПТ в целом	$Q_{ув} = -1,801 + 0,048 V_{нг}$	0,867

На основе полученных зависимостей можно осуществлять прогноз ресурсов УВ на перспективных структурах путем прогнозирования эффективного объема ловушки, представляя его для этих целей как произведение предполагаемой площади нефтегазоносности ловушки на ее общую толщину ($h_{обм}$) и коэффициент песчанности разреза ($K_{пес}$): $V_{пр} = F_{пр} \times h_{обм} \times K_{пес}$

Ниже рассмотрим возможности прогнозирования площади нефтегазоносности, общей толщины и песчанности по крупным ритмам и по ПТ в целом.

Площадь нефтегазоносности. В настоящее время методы сейсморазведки в ряде случаев позволяют определить границы углеводородных залежей в разрезе перспективных структур. Однако в геосинклинальных областях при сложных сейсмогеологических условиях на больших глубинах решение такой задачи методами сейсморазведки на современном этапе не дает надежных результатов.

Поэтому для прогноза площади нефтегазоносности каждого ритма и ПТ в целом нами предложены статистические модели в виде парной зависимости площади нефтегазоносности от площади структур по данным сейсморазведки и многомерной зависимости площади нефтегазоносности от ряда геолого-физических параметров.

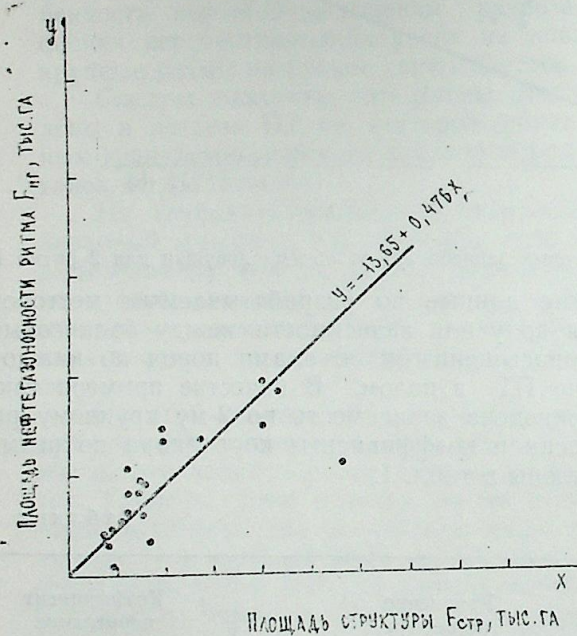


Рис. 2. Зависимость площади нефтегазоносности от площади структур для 2 ритма ПТ

Рис. 2

На рис. 2 в качестве примера представлена зависимость площади нефтегазоносности (y) от площади структуры по материалам сеймики (x) по 2-му крупному ритму. Для получения этой зависимости использованы материалы по 18 месторождениям Апшеронского п-ова и архипелага. Графические модели и уравнения регрессии получены по всем крупным ритмам и по ПТ в целом. Они свидетельст-

вуют о наличии линейной зависимости между рассматриваемыми параметрами (табл. 2).

Таблица 2

Ритм	Уравнение регрессии	Коэффициент корреляции
1	$y = -19,0 + 0,249x$	0,627
2	$y = -13,65 + 0,476x$	0,600
3	$y = 152,6 + 0,264x$	0,725
4	$y = -20,35 + 0,451x$	0,796
5	$y = -12,14 + 0,387x$	0,400
6	$y = 10,46 + 0,834x$	0,842
7	$y = 14,0 + 0,374x$	0,895
ПТ в целом	$y = 1,639 + 0,291x$	0,791

Многомерная модель, полученная на основе корреляционно-регрессионного анализа, выражает зависимость площади нефтегазоносности ритма от таких параметров, как площадь структуры, общая толщина ловушки, коэффициенты песчанности, пористости и проницаемости. Выборка для ЭВМ была составлена по средним величинам каждого ритма. Было исследовано 14 видов связи (прямолинейная, различные виды степенной, гиперболической, показательной и логарифмической) между рассматриваемыми параметрами. Наиболее приемлемой для ритмов оказалась прямолинейная форма связи, выраженной следующим регрессионным уравнением:

$$y = 0,762 + 0,158 x_1 + 0,186 x_2 + 0,174 x_3 + 0,016 x_4 - 0,0009 x_5 - 0,399 x_6 + 0,0009 x_7,$$

где x_1 — площадь структуры, га (заложена в модель 1/1000),
 x_2 — высота ловушки, м (заложена в модель 1/1000),
 x_3 — коэффициент песчанности
 x_4 — пористость, %,
 x_5 — проницаемость, 10^{-15}м^2 ,
 x_6 — общая толщина, м (заложена в модели 1/1000),
 x_7 — эффективная толщина, м,
 y — нефтегазоносная площадь, га (получаем значение в величинах 1/1000).

Коэффициент множественной корреляции полученной модели составил 0,66, стандартное отклонение — 0,07. Расчетные критерии (t и F) превышают табличные для уровня значимости 0,05 и степеней свободы 6 и 72.

Другие параметры, необходимые для прогноза ресурсов нефти и газа (площадь структуры, общая толщина ловушки и коэффициент песчанности), оцениваются по материалам сейсморазведки.

Такие параметры, как пористость и проницаемость, входящие в многомерную модель площади нефтегазоносности, оцениваются на основе количественной априорной информации по региону.

В случае, когда пробурена первая поисковая скважина, все параметры залежей (кроме площади структуры) определяются по результатам геологических и промыслово-геофизических исследований в этой скважине.

Как видно из изложенного, на основе прогнозирования таких параметров, как площадь нефтегазоносности крупного ритма, его общая толщина и коэффициент песчанности, можно рассчитать предполагаемый нефтегазонасыщенный объем пород перспективной структуры по каждому ритму или по ПТ в целом.

Сопоставление результатов моделирования ресурсов УВ с данными геолого-разведочных работ на новых структурах показало достаточно хорошую их сходимость. Так, например, перспективные ресурсы на структуре «8 Марта», оцененные по модели, расходятся с фактическими данными на величину около 20%.

Таким образом, для оценки ресурсов УВ на перспективных структурах и для прогнозной оценки запасов на ранней стадии проведения геолого-разведочных работ предложена методика, которая основана на использовании зависимости запасов УВ от нефтенасыщенного объема пород ловушки, полученной по фактическим данным разрабатываемых месторождений региона, и на прогнозировании площади структур, общей толщины ловушек и коэффициентов песчанности по материалам сейсморазведки. Последние два параметра, необходимые для расчета нефтегазонасыщенного объема пород, можно оценивать также на основе количественной априорной информации по региону.

Ж. М. Кондрушкин, В. И. Эзэматов, А. М. Әһмәдов,
Л. Г. Крутых, Ш. М. Ибраһимова

ПЕРСПЕКТИВЛИ СТРУКТУРЛАРЫН НЕФТЛИ-ГАЗЛЫЛЫГЫНЫН МИГДАРЛЫ ГИМӘТЛӘНДИРИЛМӘСИНИН МЕТОДИКАСЫНА ДАИР

Мәгаләдә кәшф едилмиш Кһ еһтијатынын сұхурларын нефтлі-газлы тутумларынын һәчминдән асылылығына әсасән перспективли структурларла Кһ еһтијатынын тәјин етмәк үчүн үсул тәклиф олунар. Тәклиф едилән үсул сейсмик кәшфијат материаларындан, структурун саһәсиндән, тутумун һәчминдән вә гумлулуг әмсалындан истифадә етмәклә прогноз вермәјә имкан јарадыр.

Ю. Кондрушкин, В. И. Азаматов, А. М. Ахмедов,
Л. Г. Крутых, Ш. М. Ибрагимова

TO THE METHODICS OF QUANTITATIVE EVALUATION OF OIL- AND GAS PRESENCE IN PERSPECTIVE STRUCTURES

The authors suggest a methodics for evaluation of hydrocarbon resources in perspective structures based on the use of the dependence of known hydrocarbon resources on the oil- and gas saturated volume of trap formations. Prediction of this volume is done according to the data of seismic exploration by estimating the area of structures, total thickness of traps, and arenosity coefficients.

УДК 622.276.6

А. С. СТРЕКОВ

ВЛИЯНИЕ СКОРОСТИ ЗАКАЧКИ ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

Применение щелочно-полимерных растворов (ЩПР) при разработке нефтяных месторождений позволяет значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти [1, 5]. Повышение нефтеотдачи при щелочно-полимерном заводнении достигается как в результате снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз, так и за счет снижения отношения подвижностей нефти и ЩПР в пластовых условиях. Вклад каждого из этих факторов в повышение нефтеотдачи пласта определяется свойствами нефти, ЩПР и пористой среды. Однако при реализации щелочно-полимерного заводнения на практике необходимо учитывать и технологические факторы. Среди таких факторов, влияющих на нефтеотдачу, находится скорость закачки в пласт ЩПР. Учет этого фактора при щелочно-полимерном заводнении имеет немаловажное значение еще и потому, что, как показали проведенные исследования [2, 3], ЩПР являются неньютоновскими жидкостями.

В связи с этим экспериментально исследовано влияние скорости закачки ЩПР на коэффициент вытеснения нефти из линейной модели пласта. Модель пласта представляет собой трубу из нержавеющей стали длиной 1,2 м и внутренним диаметром 0,035 м, заполненную молотым кварцевым песком. Проницаемость однородной пористой среды составляла 1,6—1,8 мкм².

В качестве вытесняемой углеводородной жидкости использованы две нефти. Нефть Сураханской свиты месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы плотностью 870 кг/м³, вязкостью при 20°C 19,7 мПа·с и кислотным числом 1,87 мг КОН/г и нефть I горизонта продуктивной толщи (ПТ) месторождения Кюровдаг плотностью 927 кг/м³, вязкостью при 20°C 134 мПа·с и кислотным числом 4,7 мг КОН/г.

При приготовлении ЩПР использовались гидроокись натрия и гидролизированный полиакриламид (ПАА) аммиачной очистки. Растворы готовили на пресной воде. Концентрация ПАА — 0,05 вес% и щелочи — 0,12 вес.% в растворе была выбрана на основании ранее проведенных исследований по фильтрации ЩПР через пористые среды [2]. Однако в связи с тем, что приведенные в указанной работе результаты получены при фильтрации ЩПР через пористые среды, не содержащие нефть, были выполнены опыты по фильтрации выбранного раствора через нефтенасыщенные пористые среды.

Опыты по фильтрации ЩПР через нефтенасыщенные пористые среды проводились при постоянном перепаде давления и в следующей последовательности. Пористая среда насыщалась нефтью. Затем нефть вытесняли пресной водой до 100% обводненности, после чего определяли подвижность воды. Закачку ЩПР в нефтенасыщенную пористую

среду начинали с максимального перепада давления. На каждом перепаде давления опыт продолжался до установления стационарного режима фильтрации. По достижении стационарного режима фильтрации, как и в случае с водой, из уравнения Дарси по замеренным значениям расхода и перепада давления рассчитывали подвижность ЩПР. Фактор сопротивления определяли как отношение подвижности воды к подвижности раствора при фильтрации в нефтенасыщенной пористой среде.

На рис. 1 приведены фильтрационные характеристики ЩПР в нефтенасыщенной и не содержащей нефть пористых средах. Как видно, независимо от того, содержит пористая среда нефть или нет, режим течения для ЩПР псевдопластический. Сопоставление кривых течения ЩПР в нефтенасыщенной и не содержащей нефть пористых

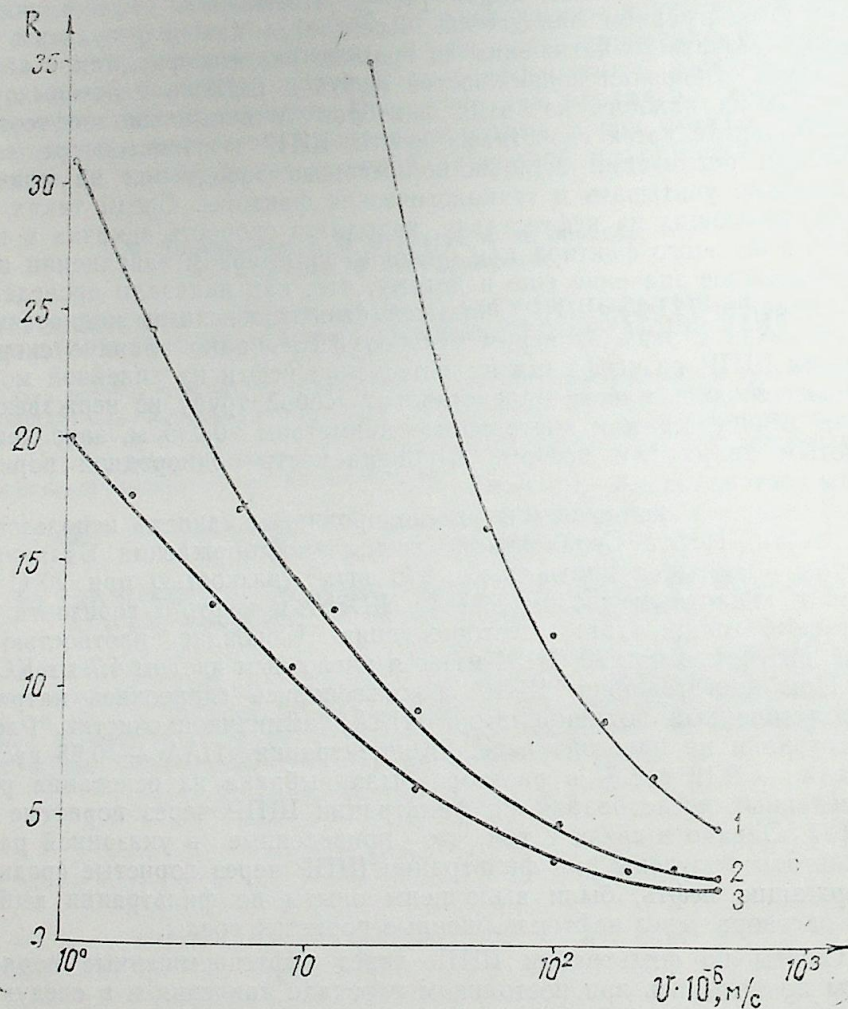


Рис. 1. Фильтрация ЩПР в пористой среде: без нефти — 1; с остаточной нефтенасыщенностью; 2 — нефть вязкостью 134 мПа·с; 3 — нефть вязкостью 19,7 мПа·с

среды показывает, что фактор сопротивления в нефтенасыщенной пористой среде ниже, а затухание фильтрации происходит при меньших скоростях фильтрации, чем в пористой среде, не содержащей нефть. Причем, фактор сопротивления определяется также свойствами нефти. В пористой среде, насыщенной нефтью месторождения Кюровдаг, фактор сопротивления оказался выше, особенно при небольших скоростях фильтрации (рис. 1, кр. 2), чем в пористой среде насыщенной нефтью месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы (рис. 1, кр. 3).

Таким образом, наличие в пористой среде нефти, качественно не изменив фильтрационные свойства ЩПР, количественно снизило фактор сопротивления, расширив при этом диапазон скоростей, при которых происходит фильтрация растворов.

Межфазное натяжение на границе с исследуемым ЩПР и нефтью месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы, а также нефтью месторождения Кюровдаг составило, соответственно, $0,013 \cdot 10^{-3}$ и $0,009 \cdot 10^{-3}$ н/м.

Опыты по вытеснению нефти ЩПР при различных перепадах давления выполнены на моделях пласта с остаточной водонасыщенностью, величина которой, в зависимости от применяемой нефти, составляла 18—25%. При моделировании остаточной водонасыщенности использована пресная вода. Все опыты проводились в изотермических условиях при 20°C до 98—99%-й обводненности продукции. Линейная скорость вытеснения в зависимости от перепада давления и вязкости нефти изменялась от $1,2 \cdot 10^{-6}$ до $88,1 \cdot 10^{-6}$ м/с.

Результаты опытов представлены на рис. 2 в виде зависимости безводного и конечного коэффициентов вытеснения нефти от скорости вытеснения.

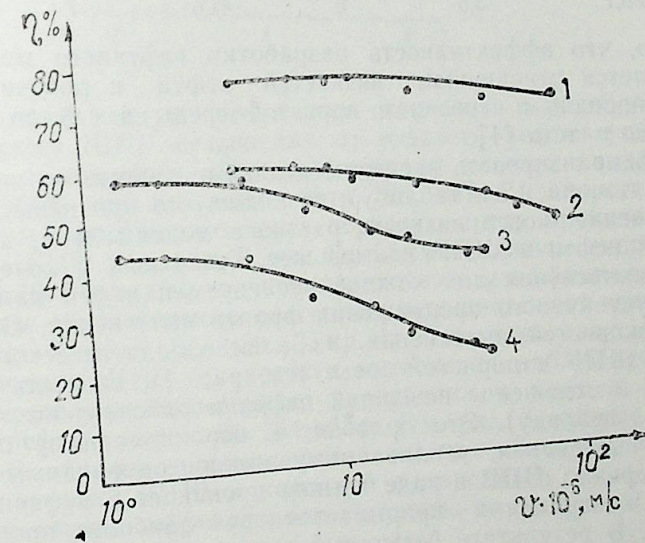


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения нефти ЩПР от скорости вытеснения:
1, 2 — соответственно конечный и безводный коэффициенты вытеснения нефти вязкостью 19,7 мПа·с; 3, 4 — вязкостью 134 мПа·с

Как видно из рис. 2, с повышением скорости вытеснения безводный и конечный коэффициенты вытеснения нефти уменьшаются, независимо от вида нефти. Безводный и конечный коэффициенты вытеснения для более вязкой нефти — 134 мПаc при всех рассмотренных скоростях вытеснения оказались ниже (рис. 2, кривые 3, 4), чем для менее вязкой нефти — 19,7 мПаc (рис. 2, кривые 1, 2).

Сопоставление экспериментальных данных по вытеснению нефти ЩПР (см. рис. 2) с данными по фильтрации ЩПР через нефтенасыщенные пористые среды (см. рис. 1) показало, что в каждом опыте по вытеснению нефти в зависимости от скорости, в силу псевдопластического характера течения ЩПР через пористые среды, устанавливается определенная вязкость (кажущаяся) раствора, а следовательно, и отношение вязкостей нефти и ЩПР (таблица).

Вязкость ЩПР и отношение вязкостей нефти и ЩПР в зависимости от скорости вытеснения

Номер опыта	Нефть месторождения Балаханы—Сабунчи—Раманы			Нефть месторождения Кюровдаг		
	скор. вытесн., 10^{-6} м/с	кажущ. вязк., мПаc	отношение вязкостей	скор. вытесн., 10^{-6} м/с	кажущ. вязк., мПаc	отношение вязкостей
1	4	13,2	1,5	1,2	29	4,6
2	6,9	11	1,7	1,9	24,8	5,4
3	10,3	9,3	2,1	4,2	19	7
4	12	8,9	2,2	8,2	14,4	9,3
5	23	6,1	3,2	14	11,3	11,8
6	46,5	4,9	4	21	10	13,4
7	58	4,3	4,5	36	7,1	18,7
8	88,1	3,3	6	41,6	7	18,8

Известно, что эффективность разработки нефтяного месторождения определяется отношением вязкостей нефти и рабочего агента и микронеоднородным строением пористой среды в случае однородного нефтяного пласта [4].

Если проанализировать экспериментальные данные по вытеснению нефти ЩПР (см. рис. 2 и таблицу), то видно, что при невысоких скоростях вытеснения, когда вязкость раствора максимальна, а отношение вязкостей нефти и ЩПР наименьшее, безводный и конечный коэффициенты вытеснения для каждой исследуемой нефти наибольшие. Это область устойчивого продвижения фронта вытеснения. Однако по мере роста скоростей вытеснения, из-за псевдопластического характера течения ЩПР в пористой среде (см. рис. 1), вязкость раствора уменьшается, а отношение вязкостей нефти и рабочего агента увеличивается (см. таблицу). Это приводит к неравномерному продвижению фронта вытеснения, усиливаемому микронеоднородным строением пористой среды. ЩПР в виде языков проникает в нефтяную часть пласта и преждевременно прорывается по наиболее проницаемым зонам пласта. В результате безводный и конечный коэффициенты вытеснения нефти ЩПР снижаются.

На характер продвижения фронта вытеснения, а следовательно, и на коэффициент вытеснения нефти ЩПР оказывает влияние вязкость нефти. Так, для нефти вязкостью 19,7 мПаc удалось реализо-

вать устойчивое продвижение фронта вытеснения и получить максимальные безводный и конечный коэффициенты вытеснения при скоростях вытеснения $(4 \div 10,3) \cdot 10^{-6}$ м/с (см. рис. 2, кривые 1, 2). Для нефти вязкостью 134 мПаc зона устойчивого фронта вытеснения и максимальные безводный и конечный коэффициенты вытеснения смещаются в область меньших скоростей вытеснения $(1,2 \div 1,9) \cdot 10^{-6}$ м/с (см. рис. 2, кривые 3, 4). Следовательно, для каждой из исследуемой нефтей существуют скорости вытеснения, при которых безводный и конечный коэффициенты вытеснения нефти ЩПР из однородного пласта становятся максимальными. Причем, максимальный коэффициент вытеснения нефти ЩПР при этих скоростях достигается при минимальном расходе рабочего агента (рис. 3).

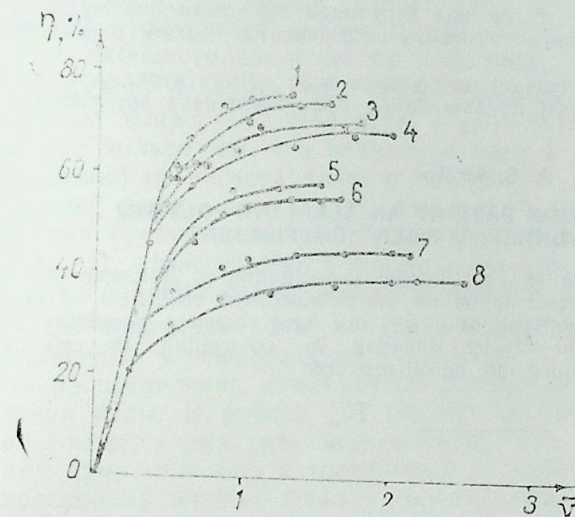


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от объема прокачанного через пористую среду ЩПР при различных скоростях вытеснения: для нефти вязкостью 19,7 мПаc: 1 — $4 \cdot 10^{-6}$ м/с; 2 — $10,3 \cdot 10^{-6}$ м/с; 3 — $46,5 \cdot 10^{-6}$ м/с; для нефти вязкостью 134 мПаc: 5 — $1,2 \cdot 10^{-6}$ м/с; 6 — $4,2 \cdot 10^{-6}$ м/с; 7 — $14 \cdot 10^{-6}$ м/с; 8 — $41,6 \cdot 10^{-6}$ м/с

Из рис. 3 следует, что между скоростью и расходом закачиваемого в пласт ЩПР независимо от вязкости нефти существует определенная зависимость. Для получения конечного коэффициента вытеснения 69% при вязкости нефти 19,7 мПаc и скорости вытеснения $88,1 \cdot 10^{-6}$ м/с необходимо через пористую среду прокачать 2,0 об/пор раствора ЩПР (см. рис. 3, кр. 4). С уменьшением скорости вытеснения до $4 \cdot 10^{-6}$ м/с для получения конечного коэффициента вытеснения 76% объем закачиваемого раствора уменьшается до величины 1,3 об/пор пористой среды (см. рис. 3, кр. 1). Такая же зависимость в изменении расхода ЩПР от скорости вытеснения наблюдается и при реализации щелочно-полимерного заводнения в модели пласта, насыщенного нефтью вязкостью 134 мПаc (см. рис. 3, кривые 5—8).

Таким образом, проведенные опыты показали, что регулируя скорость закачки ЩПР в нефтяной однородный пласт, можно существенно повысить эффективность щелочно-полимерного заводнения.

Литература

1. Березин Г. В., Емец И. С., Зискин Е. А. Оценка экономической эффективности полимерно-щелочного воздействия // Нефтяная промышленность. Экспресс-информация: Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1988. Вып. 6. С. 15—17.

2. Везиров Д. Ш., Стреков А. С., Дадашев А. М., Сафаралиева Ф. С. Изучение фильтрационных характеристик щелочно-полимерных растворов // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1988. № 5. С. 91—98.
3. Оганджанянц В. Г., Полищук А. М. Экспериментальное исследование фильтрации щелочно-полимерных растворов и их влияние на нефтеотдачу // РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромышленное дело. 1981. № 11. С. 15—17.
4. Сургучев М. Л., Желтов Ю. В., Симкин Э. М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. М.: Недра. 1984. 215 с.
5. Alkaline-polymer blend performs well in corefloods. Enhanced Recovery Week. — 1986, 2.VI—p. 4.

А. С. Стреков

ГЭЛЭВИ-ПОЛИМЕР МЭНЛУЛУНУН ЛАЈА ВУРУЛМАСЫ СҮР'ЭТИНИН НЕФТ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНА ТЭСИРИ

Мөгаләдә гәлэви-полимер мәнлулууну ләјә вурулмасы сүр'этинин ики мұхтәлиф өзлүклү нефтин сыхышдырылмасына тәсиринин експериментал тәдгиги нәтичәләри верилмишдир.

Апарылан тәдгигатлар гәлэви-полимер мәнлулууну нефт ләјәна вурулмасы сүр'этинин тәнзим етмәклә гәлэви-полимер сулашмасынын ефективлијинин артырылмасы мүмкүнлүјүнү көстәрмишдир.

A. S. Strekov

INFLUENCE OF INJECTION RATE OF AN ALKALINE-POLYMER SOLUTION ON OIL DISPLACEMENT COEFFICIENT

The article gives the results of an experimental investigation of influence of an injection rate of an alkaline-polymer solution on the displacement coefficient of two oils of different viscosity. The investigations carried out have shown a possibility to increase efficiency of an alkaline-polymer flooding by controlling the rate of injection of an alkaline-polymer solution into an oil reservoir.

УДК 622.(276+279).031:547.2.03:533

З. Я. АББАСОВ, Р. Д. ДЖАВАДОВА, Г. К. ГРИБУНИНА

АНАЛИТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СОСТАВА И СВОЙСТВ ОБВОДНЕННЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Как известно из промышленной практики, в продукции газовых и газоконденсатных скважин в большинстве случаев присутствует пластовая вода. Сказанное создает дополнительные трудности при определении расчетного значения как статистического, так и динамического забойного давления по известным устьевым параметрам.

Важно отметить, что существующие методики расчета [1, 2] обходят вопрос об учете воды в расчетных формулах. Объяснить это можно только тем, что появление воды в скважине резко увеличивает погрешности расчета даже в неглубоких скважинах. Как показывает анализ, решить эту задачу можно только с учетом двухфазного состояния углеводородов и воды и применением итерационных алгоритмов [3], позволяющих учитывать фазовое состояние углеводородов и воды в зависимости от давления и температуры.

В последние годы наметились расчеты фазового равновесия обводненных углеводородных систем [4—5, 6]. В работе [6] рассмотрено распределение компонентов природного газа по фазам в присутствии воды. В работе [5] соответствующие константы равновесия и влагосодержания газа использованы для двух уравнений концентрации применительно к трехфазной системе: парогазовая фаза — углеводородная жидкая фаза — водяная фаза. Молярную долю всех компонентов, включая воду, определяют для обводненной системы, при этом константы равновесия для углеводородов определяют как для необводненной системы. Как видно из приведенного выше алгоритма, среди входных данных отсутствует содержание воды в системе. Это значит, что вычисленная по константам равновесия молярная доля водной фазы предполагается соответствующей равновесному содержанию воды в системе при выбранных константах равновесия, т. е. состав углеводородной части системы учитывается как исходная информация, а содержание воды — нет.

В обводненных газовых и газоконденсатных скважинах дебит воды в продукции зависит не от условий фазового равновесия, а от пластовых условий фильтрации флюидов. Исходя из этого нами разработана отличающаяся от [5] методика учета воды при расчете давления с сохранением алгоритма анализа фазового равновесия углеводородной части системы.

Известно, что критическая температура воды (647,3 К) значительно превышает скважинную температуру. Поэтому только при малом содержании вода в скважинных условиях может представляться ненасыщенным паром. При ненулевом дебите ее пар следует считать насыщенным. В таком случае парциальное давление пара определя-

ется температурой (T), а мольная доля пара (y_b) во влажной газовой фазе может быть определена по закону Дальтона [7]:

$$y_b = \frac{P_b^T}{z_b(P_b^T, T)} \cdot \frac{z(P, T)}{P}, \quad (1)$$

где P_b^T — давление насыщения водяного пара при температуре T ;
 $z_b(P_b^T, T)$ — парциальный коэффициент сжимаемости насыщенного водяного пара;
 $z(P, T)$ — коэффициент сжимаемости смеси при общем давлении P и температуре T .

$$z_b(P_b^T, T) = \frac{P_b^T v_b^T}{R_b T}, \quad (2)$$

Здесь $R_b = 461,5$ Дм/кмоль·К — газовая постоянная водяного пара;
 v_b^T — удельный объем насыщенного водяного пара при температуре T .

Эмпирические данные по параметрам насыщенного водяного пара приведены в [8].

В нашей ранней работе [9] коэффициент сжимаемости влажного газа $z(P, T)$ для выражения (1) определяется по диаграмме [4] или по соответствующим таблицам [2]. Подразумевалось, что естественная влажность природного газа учтена при обобщении эмпирических данных. Однако неявная зависимость $z(P, T)$ от мольной доли водяного пара (y_b) при этом остается неучтенной. Между тем в [10] приведена оценка влияния паров воды на коэффициент сжимаемости газов и показано, что пренебрегать этим влиянием нельзя. В связи с этим в расчеты мольной доли y_b вводим среднемольное значение:

$$z_0(P, T) = y_b z_b(P, T) + (1 - y_b) z_r(P, T), \quad (3)$$

где $z_b(P, T)$ и $z_r(P, T)$ — парциальные коэффициенты сжимаемости водяного пара и сухого углеводородного газа при P, T системы.

На примере компонентов воздуха аналог (3) имеет вид:

$$z_1(P, T) = z_1(P, T_1^P) + \frac{P_1^T}{P} \left[z_1(P_1^P, T) \frac{T}{T_1^P} - z_1(P(T_1^P), \frac{P_1^T}{P}) \right], \quad (4)$$

где $P_1^T, z_1(P_1^T, T)$ — давление насыщения и коэффициент сжимаемости при $T < T_{к1}$;

$T_1^P, z_1(P, T_1^P)$ — температура насыщения и коэффициент

сжимаемости насыщенного пара при $P < P_{к1}$;

$T_{к1}, P_{к1}$ — критические температура и давление.

Формула (4) позволяет вычислить $z_b(P, T)$, входящий в (3), а $z_r(P, T)$ можно вычислить одним из известных методов по составу газовой фазы $\{y_1\}$.

Тогда из (3) и (1) получаем закон Дальтона в виде:

$$y_b = 1 : \left[\frac{P}{P_b^T} \cdot \frac{z_b(P_b^T, T)}{z_r(P, T)} - \frac{z_b(P, T)}{z_r(P, T)} + 1 \right] \quad (5)$$

При анализе парожидкостного равновесия обводненной газоконденсатной смеси состав газа уточняется последовательными прибли-

жениями. В качестве начального значения можно принять результаты анализа газожидкостного равновесия углеводородной части без учета воды. Таким образом, уравнение (5) вовлекается в общий алгоритм вычисления состава газовой $\{y_{01}\}$ и жидкой $\{x_{01}\}$ фаз, а также мольной доли газовой фазы в обводненной системе. Очевидно, такой алгоритм не нуждается в константах равновесия воды по аналогии с углеводородами, так как при известном общем содержании воды в системе S_b мольную долю воды x_b в жидкой фазе (вода+углеводородная жидкость) можно определить из уравнения концентраций:

$$S_b = y_b G_0 + (1 - G_0) x_b. \quad (6)$$

Из (6) следует, что при

$$S_b \leq y_b G_0 \quad (7)$$

воды в системе недостаточно для существования в жидком виде. В этом случае модельная доля газовой фазы без учета воды G мало отличается от G_0 , и следовательно, даже по начальному значению $\{y_1\}, \{x_1\}, G$ можно оценить существование воды в жидком виде. Если ее нет, то значения $\{x_1\}, G$ можно считать окончательными, а состав газовой фазы нужно пересчитать по формуле:

$$y_{01} = y_1 (1 - y_b) \quad (8)$$

Характеристики жидкой фазы — молярная масса (M') и плотность (ρ'), полученные при анализе газожидкостного равновесия без учета наличия воды, также сохраняются, а молярная масса газовой фазы M' должна пересчитываться. Таким образом, при малом содержании воды (при выполнении условий 7) имеется вся необходимая информация для определения объемных концентраций жидкой фазы и давления в скважине по методике [3].

Если неравенство (7) не выполняется, то требуется пересчет составов фаз и мольной доли газовой фазы в системе с учетом воды. Для чего воспользуемся уравнением трехфазного равновесия [5], где в качестве начальных значений мольных долей G_0, L'_0, L''_0 можно принять:

$$G_0 = \frac{G(1 - S_b)}{1 - y_b}; L'_0 = (1 - x_b)(1 - G_0); L''_0 = x_b(1 - G_0), \quad (9)$$

здесь L'_0, L''_0 — мольные доли углеводородной жидкой фазы и водяной фазы в системе.

Выражения (9) являются следствием сопоставленных материальных балансов углеводородной части и обводненной системы в целом: — для газообразных компонентов:

$$\mu G = (1 - y_b) (\mu + \mu_b) G_0; \quad (9a)$$

— для жидких компонентов;

$$\mu (1 - G) = (1 - x_b) (\mu + \mu_1) (1 - G_0).$$

Хотя зависимости (9) являются точными соотношениями между параметрами обводненной и необводненной систем, расчетные значения G_0, L'_0, L''_0 могут быть приняты только как начальные для метода последовательных приближений [5], так как в трехфазном

равновесии константы равновесия $k_i' = y_i/x_i'$ и $k_i'' = y_i/x_i''$ (x_i' , x_i'' — мольные доли компонента в углеводородной жидкой фазе и в водяной фазе) отличаются от использования при расчете G .

Для нашей задачи — расчет давления в скважине по рекуррентным соотношениям [3] достаточно рассмотреть материальный баланс псевдодвухфазного состояния газ—жидкость. Для практических расчетов можно воспользоваться значениями k_i' и k_i'' для вычисления эквивалентной константы равновесия в обводненной системе:

$$\frac{1}{k_{01}} = \frac{1}{k_1'} + \frac{1}{k_1''} \quad (10)$$

Тогда последующие расчеты можно будет проводить по обычным уравнениям двухфазного равновесия. Однако в первом приближении можно считать, что G_0 отличается от G только за счет воды в жидкой фазе, так как растворение в воде газов, неучтенных при вычислении G , должно компенсировать парциальное давление паров воды, и следовательно, количество растворенных газов в скважинных условиях не может быть большим [9]. Поэтому в случае $S_b > y_b G$ и определения G_0 по выражению (9) рекомендуется следующая последовательность вычислений.

Вычислить мольную долю воды в жидкой фазе:

$$x_b = \frac{S_b - y_b G_0}{1 - G_0} \quad (11)$$

Вычислить характеристики фаз:

$$\begin{aligned} M_0' &= y_b M_b + (1 - y_b) M', \\ M_0'' &= x_b M_b + (1 - x_b) M'', \\ \rho_0'' &= \frac{M_0''}{\left[x_b \frac{M_b}{\rho_b} + (1 - x_b) \frac{M''}{\rho''} \right]} \end{aligned} \quad (12)$$

Значения M' , M'' , ρ'' определяются в результате анализа двухфазного равновесия углеводородной части, а M_b , ρ_b — известные для воды справочные данные. Найденные характеристики фаз M_0' , M_0'' , ρ_0'' используются для определения перепада давления в обводненных газовых и газоконденсатных скважинах по рекуррентным соотношениям [3].

Алгоритм расчета.

1. Находим состав обводненной системы:

Переводим дебиты газа (Q_g), конденсата (Q_k) и воды (Q_b) из м³/сут в кмоль/сут:

$$\mu_b = \frac{\rho_b Q_b}{M_b}; \mu_k = \frac{\rho_k Q_k}{M_k}; \mu_g = \frac{P_0 Q_g}{z_0 T_0 R} = \frac{Q_g}{24,06}$$

2. Определяем мольные доли воды (S_b), газа (S_g) и конденсата (S_k):

$$S_b = \frac{\mu_b z_b}{\sum \mu}; S_k = \frac{\mu_k z_k}{\sum \mu}; S_g = 1 - S_b - S_k.$$

Здесь α_1 — коэффициент, учитывающий выпадение жидкой фазы в осадок, определяется промысловыми экспериментами (для приближенных расчетов можно принять $\alpha_1 = 1$).

3. Находим состав обводненной системы:

$$S_1 = c_1 (S_g + S_k) = (1 - S_b) c_1,$$

{ c_1 } — углеводородный состав системы.

4. Определяем свойства насыщенного пара:

а) вычисляем $z_b(P, T)$ насыщенного водяного пара при P и T по уравнению (4);

б) мольную долю водяного пара в газовой фазе находим из (5).

5. По известному мольному составу углеводородной части { c_1 }, P_n , T_n (давление и средняя температура шага итерации) по известному алгоритму (напр., [10]) рассчитываем G , z_g , $z_{ж}$, $\{y_1\}$, $\{x_1\}$, M' , ρ'' как для необводненной системы.

6. Сравниваем S_b (см. п. 2) с $y_b G$:

а) если $S_b \leq y_b G$, тогда $G = G_0$ и пересчитываем состав только газовой фазы обводненной системы по (8), $\{x_{01} = x_1\}$, $x_b = 0$;

б) если $S_b > y_b G$, тогда G_0 определяем из (9), а x_b из (9а) решением относительно x_b :

$$x_b = \frac{S_b - y_b G_0}{1 - G_0},$$

Затем пересчитываем состав обводненной газовой и жидкой фаз:

$$\{y_{01} = y_1(1 - y_b)\}, \{x_{01} = x_1(1 - x_b)\}.$$

7. Далее определяем свойства фаз:

а) газовая фаза

$$M_k' = \sum y_{01} M_i; z_0' = z_g(1 - y_b) + z_b(P, T) y_b;$$

б) жидкая фаза

$$M_n'' = \sum x_{01} M_i; z_0'' = z_{ж}(1 - x_b) + \frac{P \rho_b}{R_b T} x_b$$

8. Рассчитываем объемную концентрацию жидкой фазы (v_n'') из [3] с учетом обводненности:

$$v_n'' = \frac{(1 - G_0) z_0'}{G_0 z_0' + (1 - G_0) z_0''}.$$

Затем по специальным программам STATIC и LIFT определяем забойное давление в остановленных или работающих газовых и газоконденсатных скважинах [3]. Как показали результаты расчетов по остановленным газоконденсатным скважинам № 18, 65, 26, 62, 57 месторождения БАХАР, а также по работающим газоконденсатным скважинам из [11], приведенная выше методика существенно повышает точность вычисления статического и динамического забойного давления независимо от степени обводненности скважин.

1. Коротаев Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. М.: Недра. 1968. 428 с.
2. Катц Д. Л., Корнелл Д., Кобаяши Р., Поэртманн Ф. Х., Вери Дж. А., Еленбаас Дж. Р., Уайнауг Ч. Ф. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: Недра, 1965. 676 с.
3. Аббасов З. Я. Движение газа и газоконденсатных смесей в скважинах. Баку: Элм. 1986. 150 с.
4. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра. 1980. 301 с.
5. Руководство по расчету фазовых превращений газоконденсатных и водонефтегазоконденсатных систем и свойств фаз на ЭВМ. — РД-39-1-579-81. Миннефтепром и Мингазпром СССР. 1981. 108 с.
6. Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. М.: Недра. 1976. 183 с.
7. Аббасов З. Я. Учет изменения состава газа по глубине скважин при расчете статического забойного давления // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1986. Вып. 2. С. 151—156.
8. Вукалович М. П. Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара. М.: Энергия. 1965. С. 399.
9. Аббасов З. Я. Определение пластового давления в обводненных газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье // Изв. АН АзССР, сер. наук о Земле. 1983. Вып. 5. С. 74—78.
10. Гуревич Г. Р., Брусилковский А. И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. М.: Недра. 1984. 264 с.
11. Такаес Г., Вайла Л. Development of highly accurate Simple calculation models for prediction of flowing bottomhole pressures in gas wells. — Techn. Univ. Heavy Ind., Vol. 36 (1981), p. 167—200.

З. Я. Аббасов, Р. Д. Чавадова, Г. К. Грибунина

СУЛАШМЫШ ГАЗ ВЭ ГАЗКОНДЕНСАТ СИСТЕМЛЭРИНИН ТЭРКИБИ ВЭ ХАССЭСИНИН НЭЗЭРИ ЬЕСАБЫ

Мәгаләдә сулашмыш газконденсат системләринин тәркиб вә хассәсинин гују вә термодинамик шәрәитләрә нәзәрә ала билән һесабат алгоритми вериләр. Буунла сүкунәт вә һәрәкәт заманы газконденсат гујусунда јаранан гујудибә тәзјигини һесабламаг үчүн һесабат үсүлу дәгигләшдирилмишдир. Мәгаләдә көстәрилән нәтичәләр лај шәрәитиндә, сепарасија вә гују мәһсулуниун нәглиндә, газконденсат гарышығынын фаза мувазинәтинини һесабатында да истифадә олуна биләр. Тәклиф олунамш алгоритмин истифадәси нәтичәсиндә сулашмыш гују шәрәитиндә фаза системинин вәзијјәт һесабатынын хәтәси нәзәрә чарпацаг дәрәчәдә азалмышдыр.

Z. Ya. Abbasov, R. D. Djafarova, G. K. Gribunina

ANALYTIC CALCULATION OF COMPOSITION AND PROPERTIES OF WATER ENCRACHED GAS AND GAS CONDENSATE SYSTEMS

The article deals with a calculation algorithm of composition and properties of water encroached systems taking into account borehole and thermodynamic conditions. The calculating schemes of static and dynamic bottom hole pressure in gas condensate wells at the presence of water in their production is specified. The given results may be applied to calculate the phase equilibrium of fluids under reservoir conditions, in a system of separation and transportation as well. Substantial reduction of calculation error while using the suggested calculation algorithm of phase state of water encroached systems under conditions of a real well is found.

УДК 622.276

А. В. ШАЦКИЙ, Ф. Б. ДЖАВАД-ЗАДЕ, Г. О. ПОСТНИКОВА

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЗАВОДНЕНИЯ, РЕАЛИЗУЕМОГО НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ НЕФТЕДОБЫЧИ*

До настоящего времени и на ближайшую перспективу основным методом воздействия на нефтяной пласт с целью повышения нефтеотдачи остается заводнение. Поэтому не теряет актуальности вопрос прогнозирования главных показателей водного воздействия — объема закачки воды и прироста добычи нефти. Для решения этого вопроса особый интерес представляют результаты обобщения накопленных фактических данных по объектам с завершенным (или близким к завершению) процессом заводнения.

В Азербайджане промышленное внедрение метода заводнения начало осуществляться со второй половины сороковых годов. К этому времени, в силу сложившейся в регионе истории нефтедобычи, разработка большинства эксплуатационных объектов характеризовалась выходом на завершающую стадию. В настоящий момент на многих из них процесс заводнения завершён или близок к завершению. По применению метода заводнения накоплен представительный фактический материал.

Для проведения анализа была составлена выборка из 41 залежи длительно разрабатываемых нефтяных месторождений региона: Балаханы-Сабунчи-Раманинского, Сураханского, Карачухурского, Бузовна-Маштагинского, Бинагадинского, Чахнаглярского, Бибиэйбатского, Локбатан-Пути-Кушханинского.

Залежи приурочены к различным частям терригенного разреза продуктивной толщи (ср. плиоцен) и характеризуются большим разнообразием значений геолого-физических признаков. Коэффициент песчанности изменяется от 0,19 до 0,85; расчлененность — от 2 до 6,7; эффективная толщина — от 5 до 35 м; проницаемость — от 0,04 до 0,4 мкм²; количество цемента (глинистость+карбонатность) — от 28 до 55%; вязкость нефти в пластовых условиях — от 1,9 до 26,5 мПа·с. Превалирующими источниками естественной энергии являются: газ, растворенный в нефти; свободный газ в виде первичной газовой «шапки»; напор краевых вод. В процессе нефтедобычи это обусловило развитие режимов растворенного газа, смешанного и водонапорного.

Характеристика разработки анализируемых залежей вкратце сводится к следующему: разнообразные системы разбуривания (от замедленной до сплошной); плотные сетки эксплуатационных скважин (до 5 га/скв. и менее); максимально возможные отборы нефти из скважин (дебиты ограничивались процессом образования песчаных пробок); применение заводнения на завершающей стадии; разнооб-

* По геолого-промысловым данным нефтяных залежей Азербайджана.

разные виды заводнения (законтурное, приконтурное, площадное, очаговое, кустовое и др.); использование для закачки пластовой, озерной и морской воды.

При таком разнообразии геолого-технологических условий разработки в явном виде сохраняют информативность наиболее существенные связи. Безусловно, к таковой относится связь главных показателей заводнения со степенью выработанности залежи. Из практики известна закономерность выражается цепочкой следующих рассуждений: чем меньше выработана залежь, тем больше возможность за счет объемов закачки добиться значительного прироста добычи нефти. И, наоборот, чем больше выработана та же залежь, тем меньше получаемый прирост добычи нефти и процесс рентабелен при малых объемах закачки воды.

Для возможности сопоставления залежей выборочной совокупности прирост добычи нефти ($\eta_{эфф}$) выражался отношением суммарного количества дополнительно добытой нефти за все время заводнения к величине начальных извлекаемых запасов залежи (НИЗ), в %; количество закачанной воды ($\frac{V_{зак}}{V_{пор}}$) определялось относительно объема нефтенасыщенных пор пласта; степень выработанности залежи оценивалась коэффициентом использования начальных извлекаемых запасов ($K_{инз}$).

Следует отметить, что анализируемые промысловые данные по приросту добычи нефти определялись по общеизвестной методике, предусматривающей построение (посредством коэффициентов падения дебитов скважин) теоретической кривой динамики добычи нефти по рассматриваемому объекту при условии, если бы он разрабатывался без воздействия, и сравнение ее с фактической кривой добычи (при осуществлении воздействия).

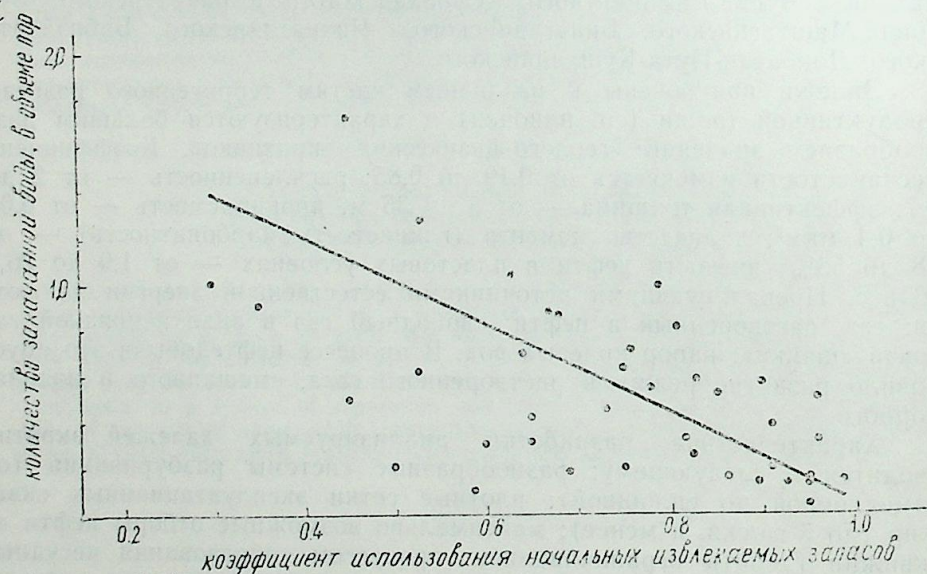


Рис. 1. Связь между степенью выработанности залежи на начало заводнения и количеством закачанной воды

На рис. 1 приведена корреляционная зависимость, характеризующая связь объемов закачки воды с коэффициентом использования начальных извлекаемых запасов. Рассматриваемые показатели изменяются в интервалах: $\frac{V_{зак}}{V_{пор}}$ — от 0,112 до 1,7; $K_{инз}$ — от 30 до 98%. После статистической обработки данных было получено линейное уравнение вида:

$$\frac{V_{зак}}{V_{пор}} = 1,95 - 1,90 K_{инз} \quad (1)$$

Коэффициент корреляции равен $-0,643$ ($r_{1p} = 0,257$ при $\alpha = 0,05$); средняя относительная ошибка определения $\frac{V_{зак}}{V_{пор}}$ по уравнению (1) составила 43,7%.

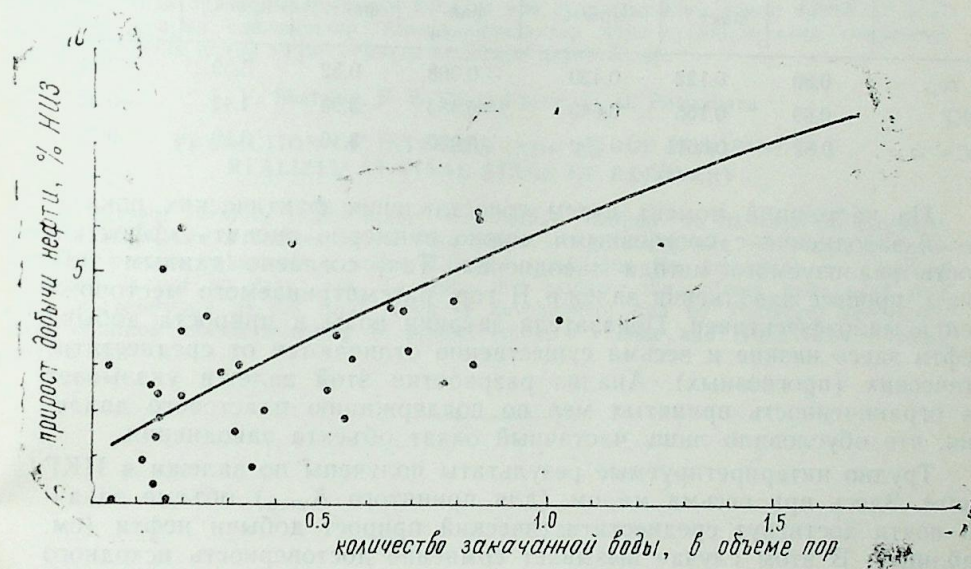


Рис. 2. Зависимость суммарного прироста добычи нефти от количества закачанной воды

На рис. 2 приведена зависимость прироста добычи нефти от объемов закачки воды. Для аналитического описания этой зависимости построено нелинейное уравнение вида:

$$\eta_{эфф} = 1,105 + 5,631 \frac{V_{зак}}{V_{пор}} - 0,704 \left(\frac{V_{зак}}{V_{пор}} \right)^2 \quad (2)$$

Корреляционное отношение равно 0,751 ($r_{кр} = 0,294$ при $\alpha = 0,05$); средняя относительная ошибка определения $\eta_{эфф}$ составила 30,5%. Параметры, входящие в уравнение (2), изменяются в интервалах: $\frac{V_{зак}}{V_{пор}}$ —

от 0,112 до 1,7; $\eta_{эфф}$ — от 0,01 до 10%.

Критический анализ показывает, что нет оснований отвергать гипотезу об адекватности уравнений исследуемому процессу.

Исходя из требований, предъявляемых к точности прогнозируемых показателей, практическое применение уравнений (1) и (2) представляется целесообразным в проектных расчетах, носящих ориентировочный характер, а также в оперативном контроле за процессом заводнения.

Рассмотрим это на примере залежей месторождения Кала. Исследуемые залежи находятся в разработке более 55 лет. Последние 20 лет разработка ведется с применением заводнения. В ретроспективе при принятии решения по внедрению заводнения можно было бы ориентироваться на прогнозные показатели, приведенные в таблице.

Объект	K _{интз} на дату завод.	Объем закачанной воды, $\frac{V_{зак}}{V_{пор}}$			Прирост добычи нефти		
		факт.	проги.	фак- проги.	факт.	проги.	
II гор.	0,80	0,122	0,430	-0,308	0,52	3,39	-2,87
НКГ	0,69	0,156	0,640	-0,483	3,90	4,42	-0,52
КС ₉₋₁₂	0,82	0,361	0,390	-0,030	3,40	3,19	0,21

На настоящий момент путем сопоставления фактических показателей заводнения с прогнозируемыми можно примерно оценить эффективность реализуемого метода заводнения. Так, согласно данным таблицы, процесс заводнения залежи II гор. рассматриваемого месторождения малоэффективен. Показатели закачки воды и прироста добычи нефти здесь низкие и весьма существенно отличаются от среднестатистических (прогнозных). Анализ разработки этой залежи указывает на ограниченность принятых мер по поддержанию пластового давления, что обусловило лишь частичный охват объекта заводнения.

Трудно интерпретируемые результаты получены по залежи в НКГ свите. Здесь при весьма малом (для принятого K_{интз}) объеме закачки почти достигнут среднестатистический прирост добычи нефти (см. таблицу). В этом случае вызывает сомнение достоверность исходного материала. Поэтому для корректных выводов необходимо пересмотреть величину утвержденного конечного коэффициента нефтеизвлечения (которая для существующего состояния разработки представляется нереальной) и критически подойти к оценке дополнительно добытой нефти.

Удачным следует считать процесс заводнения залежи в КС₉₋₁₂. Как следует из таблицы, здесь уже достигнуты среднестатистические показатели заводнения. Учитывая, что процесс заводнения продолжается, эти показатели определенно будут улучшены.

РЕЗУЛЬТАТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Путем статистической обработки геолого-промысловых данных по заводнению длительно разрабатываемых залежей Азербайджана построены уравнения, характеризующие связь основных показателей заводнения со степенью выработанности залежи. Полученные уравнения могут быть использованы в ориентировочных расчетах показате-

лей заводнения, проектируемого на завершающую стадию разработки, а также в оперативном контроле за ходом процесса заводнения.

А. В. Шатски, Ф. Б. Чавадзадэ, Г. О. Постникова

ЈАТАГЛАРЫН ИШЛЭНМЭСИНИН СОНУНЧУ МЭРҲЭЛЭСИНДЭ ЈАЛЛАРЫН СУЛАШДЫРЫЛМАСЫНЫН ИНТЕГРАЛ КӨСТЭРИЧИЛЭРИНИН ПРОГНОЗУ

Һазырда нефт јатагларынын ишлэнмэсиндэ јајын сулашдырылма процесин эн әсаслы васитэләрдән биридир. Буна көрә дә сулашдырылманын көстәричиләринин прогнозу әсасында гурулмушдур. Бүтүн мәлум олан үсуллар һидродинамик һесаблималар дә кетмәси һесабатыларда мүәјјән чәтинликләр төрәдир. Прогнозларын дәгиглијини артырмаг үчүн бир нечә үсуллардан истифадә етмәк лазым кәлир. Бу мәгсәдлә мәгаләдә сулашдырылма үсулу илә ишләнән Азәрбајҗанын узун мүддәтдән бәри истисмарда олан јатагларынын мәлуматлары үмумиләшдирилмишдир. Бүтүн бу јатагларда сулашдырылма процесин истисмарын ахырынчы мәрһәләсиндә вә нефт еһтијатларынын мүәјјән дәрәчәдә мәнимсәмәси шәрәитиндә һәјата кечирилмишдир.

Әлдә олунмуш мәлуматлар ријазин статистиканын үсуллары илә арашдырылмыш, бунун әсасында сулашдырма һәчми илә нефтвәрмә әмсалы арасында вә сулашдырылма нәтиҗәсиндә артыг чыхарылмыш һәсилат илә сулашдырылма һәчми арасында асылылыглар мүәјјән едилмишдир. Алынған тәһликләр јајы сулашдырылма көстәричиләринин оператив һалда тәјин етмәкдә истифадә олуна биләр.

A. V. Shatskiy, F. B. Djavad-zade, G. O. Postnikova

PREDICTION OF INTEGRAL INDICES OF FLOODING REALIZED AT FINAL STAGE OF RECOVERY

At present flooding is the main stimulation method to increase oil recovery. Thus a prediction of indices of flooding plays a significant role. As reservoir development process takes place under different conditions the estimation of flooding efficiency is not an easy task. To solve this problem the authors have used real data on reservoirs in the final stage of development and by statistical processing have obtained models allowing to predict recovery volume and effect from flooding carried out.

УДК 532.546

В. С. МИТЛИН

**ПУЛЬСАЦИОННЫЕ РЕЖИМЫ ФИЛЬТРАЦИИ
МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СМЕСЕЙ:
СВЯЗЬ С НЕУСТОЙЧИВОСТЬЮ СТАЦИОНАРНЫХ РЕШЕНИЙ**

Обсуждается возможность потери устойчивости стационарных решений в теории многокомпонентной фильтрации. Получен аналитический критерий неустойчивости. Приведены результаты численного счета, показывающие, что на стадии развитой неустойчивости реализуются распределенные по пространству релаксационные колебания. Обсуждается сходство наблюдаемых явлений с нелинейными эффектами в теории солитонов и в химической кинетике распределенных систем. Рассмотрены следствия неустойчивости — аномальное замедление установления стационарного режима при приближении по параметру к областям, отвечающим потере устойчивости, и появление немонотонных профилей давления.

1. В предположениях об изотермичности процесса, справедливости обобщенного закона Дарси для фаз, малом влиянии гравитации, диффузии и капиллярных сил, локальном термодинамическом равновесии фаз рассмотрим систему уравнений фильтрации двухфазной l -компонентной смеси [1, 2]:

$$m \frac{\partial N z_i}{\partial t} = \nabla (k \beta_i \nabla P), \quad i = 1, \dots, l \quad (1.1)$$

$$\beta_i = \frac{f_g \rho_g}{\rho_g M_g} y_i + \frac{f_w \rho_w}{\rho_w M_w} x_i, \quad N = S \frac{\rho_w}{M_w} + (1-S) \frac{\rho_g}{M_g},$$

$$\frac{y_i}{x_i} = K_i, \quad \sum_{i=1}^l x_i = \sum_{i=1}^l y_i = \sum_{i=1}^l z_i, \quad M_w = \sum_{i=1}^l M_i x_i, \quad M_g = \sum_{i=1}^l M_i y_i,$$

$$\sum_{i=1}^l \frac{(K_i - 1) z_i}{1 + V (K_i - 1)} = 0, \quad S = \frac{(1-V) \rho_g M_w}{(1-V) \rho_g M_w + V \rho_w M_g}$$

В (1.1) P — давление, x_i, y_i, z_i — доля i -го компонента в жидкой фазе, в газовой фазе и в смеси; $f_g, w, \rho_g, w, \rho_w, w$ — относительные фазовые проницаемости, плотности, вязкости газовой и жидкой фаз; M_g, M_w — молекулярные веса фаз; M_i, K_i — молекулярный вес и константа равновесия i -го компонента; V — мольная доля газовой фазы; S — насыщенность порового пространства жидкостью. В этой постановке искомыми величинами являются P и $r_i, i=1, l=1$, все прочие величины выражаются через них. Индекс g относится к газовой, w — к жидкой фазе.

Пусть k, m — константы. Рассмотрим линейную стадию развития пространственно периодических возмущений постоянного решения

системы (1.1). Проводя простые выкладки [3], получим для флуктуаций $P' = P(r, t) - P^0, z_i' = z_i(r, t) - z_i^0$,

$$\frac{\partial P'}{\partial t} = I \nabla^2 P', \quad \frac{\partial z_i'}{\partial t} = (\beta_i - z_i \beta) \frac{k}{mN} \nabla^2 P', \quad i = 1, \dots, l-1 \quad (1.2)$$

Из (1.2) следует, что между P' и z_i' имеется связь:

$$z_i' = \frac{k (\beta_i - z_i \beta)}{mN I} P',$$

т. е. мода P является ведущей. Величину

$$I = \frac{k}{m} \left(\frac{\partial N}{\partial P} \right)^{-1} \left[\beta - \sum_{j=1}^{l-1} \frac{1}{N} \frac{\partial N}{\partial z_j} (\beta_j - z_j \beta) \right] \quad (1.3)$$

далее будем называть инкрементом устойчивости пространственно однородного решения (ПР). Из (1.2) достаточным условием неустойчивости ПР будет

$$I < 0, \quad (1.4)$$

поскольку собственные числа матрицы линейного отклика системы (1.1), определяющие изменение фурье-компонент P' и z_i' , все нулевые, кроме одного равного — $q_2^2 l$ (q_2 — квадрат волнового вектора).

Возможность потери устойчивости существенно связана с неоднородностью многокомпонентной смеси. Действительно, в однофазном случае (например, при $V=1$) $\beta_i = z_i \beta, i=1, \dots, l$ и (1.4) эквивалентно условию $\partial \rho_g / \partial P < 0$, отвечающему термодинамической неустойчивости однофазной системы и противоречащему исходным предположениям. В модели течения нескольких несмешивающихся жидкостей (1.4) также не выполняется. Действительно, рассмотрим систему уравнений двухфазной фильтрации: при большем числе фаз выкладки проводятся аналогично

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w S) = \nabla \left(\frac{k \rho_w f_w}{\rho_w} \nabla P \right), \quad m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_g (1-S)) = \nabla \left(\frac{k \rho_g f_g}{\rho_g} \nabla P \right) \quad (1.5)$$

Линеаризуя (1.5) и разрешая ее относительно P', S' , получим, что устойчивость ПР определяется знаком величины

$$\frac{k}{m} \frac{\rho_w \rho_g (f_g / \rho_g + f_w / \rho_w)}{\rho_g S \partial \rho_w / \partial P + \rho_w (1-S) \partial \rho_g / \partial P},$$

которая всегда положительна. Наконец, заметим, что при выводе (1.4) существенно использовалась зависимость N от P : в противном случае $\partial N / \partial P = 0, \nabla^2 P' = 0$, система уравнений вырождается и линейное приближение неинформативно. Итак, необходимыми для выполнения (1.4) условиями являются неоднородность смеси, смешиваемость компонентов и наличие зависимости N от P .

Для описания наблюдавшихся в расчетах неустойчивостей приведем результаты численного решения плоской линейной задачи многокомпонентной фильтрации с условиями поддержания постоянного давления на обеих границах. Начальное распределение P и z_i было возмущено относительно ПР. В процессе счета концентрации на гра-

ницах не задавались, если поток приходил на нее; если поток становился уходящим, состав на границе брался с предыдущего временного слоя. В расчетах принималось $k=10^{-15}$ м², $m=0,1$, $T=353$ К,

начальный состав: $CH_4=0,6928$; $C_2H_6=0,0616$; $C_3H_8=0,0334$; $nC_4H_{10}=0,0055$; $iC_4H_{10}=0,0079$; $N_2=0,09$; $H_2S=0,0625$; $CO_2=0,0346$; $C_{5+}=0,0928$. Константы равновесия аппроксимировались некоторыми функциями P , плотности и вязкости фаз — функциями давления и молекулярных весов фаз. Данные для построения этих зависимостей получены из предварительных расчетов фазового равновесия для исходной смеси и различных давлений по уравнению состояния Пенга—Робинсона. Фазовые проницаемости брались в виде:

$$f_w = \begin{cases} 0, & S \leq 0,2 \\ \left(\frac{S-0,2}{0,8}\right)^3, & S > 0,2 \end{cases}, \quad f_g = \begin{cases} 0, & S \geq 0,8 \\ \left(\frac{0,8-S}{0,8}\right)^3, & S < 0,8 \end{cases}$$

Численный метод решения (1.1) подробно описан в [4].

На рис. 1 приведены профили P и S для различных моментов времени. Видно, что решение пульсирует: выпуклость профиля P меняется. Профили S при разных t имеют разное число экстремумов. Сравнение профилей S на рис. 1 показывает, что в системе имеет место последовательная смена модулированных и немодулированных по амплитуде состояний. Это типично для нелинейных колебаний: достаточно упомянуть явление возврата в теории солитонов [5] и такое же явление в диффузионной кинетике — модели Брюсселятора [6]. Величина I в данном расчете была отрицательной. В то же время возмущения относительно давлений 43 и 48 МПа и того же состава затухали, а I был положительным. Иначе говоря, наблюдалось «окно» в области изменения P , при попадании в которое в системе генерировались автоволны.

2. Здесь рассмотрены результаты расчетов плоскорадиальной задачи о пуске газоконденсатной скважины с постоянным давлением на контуре питания. Решение ищется в области (r_c, R_k) , $P(r, 0) = P(R_k, t) = 55$ МПа, $z_i(r, 0) = z_i(R_k, t)$, начальный состав приведен в предыдущем разделе и отвечает условиям Карачаганакского ГКМ. На скважине задан постоянный суммарный массовый отбор $Q = 2\pi h k \beta M_f^{-1}$.

$r \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=r_c}$, $M_f = \beta^{-1} \sum_{i=1}^I M_i \beta_i$ — молекулярный вес смеси в потоке про-

дукции, $\beta = \sum_{i=1}^I \beta_i$. Мощность пласта $h=50$ м, $r_c=0,12$ м, $R_k=25,12$ м,

прочие данные аналогичны предыдущему разделу. Результаты приведены в таблице и на рис. 2—4.

$Q \left(\frac{m}{\text{сут}} \right)$	50	70	100	160	190	200	240	324	420	500	700
t_s (сут)	200	400	—	320	320	420	—	160	140	—	—
P (МПа)	52	48,5	46	38,5	36,1	35	33,2	31,5	30,3	30,1	27,8
α_R (%)	7,9	7,1	5,3	4,2	3,4	3,1	2,7	2,2	1,9	2,0	2,1
S (%)	37,5	46,2	62	55,1	55,5	56,3	53,9	50,5	47,5	44	34,1
V_g (%)	98,1	90,5	45,8	75,8	77,8	77	85,3	92,8	96,1	97,8	98,6
ΔP (МПа)	—	—	2,9	—	—	—	1,6	—	—	3,8	17
ΔS (%)	—	—	26	—	—	—	1,7	—	—	2,6	18,9

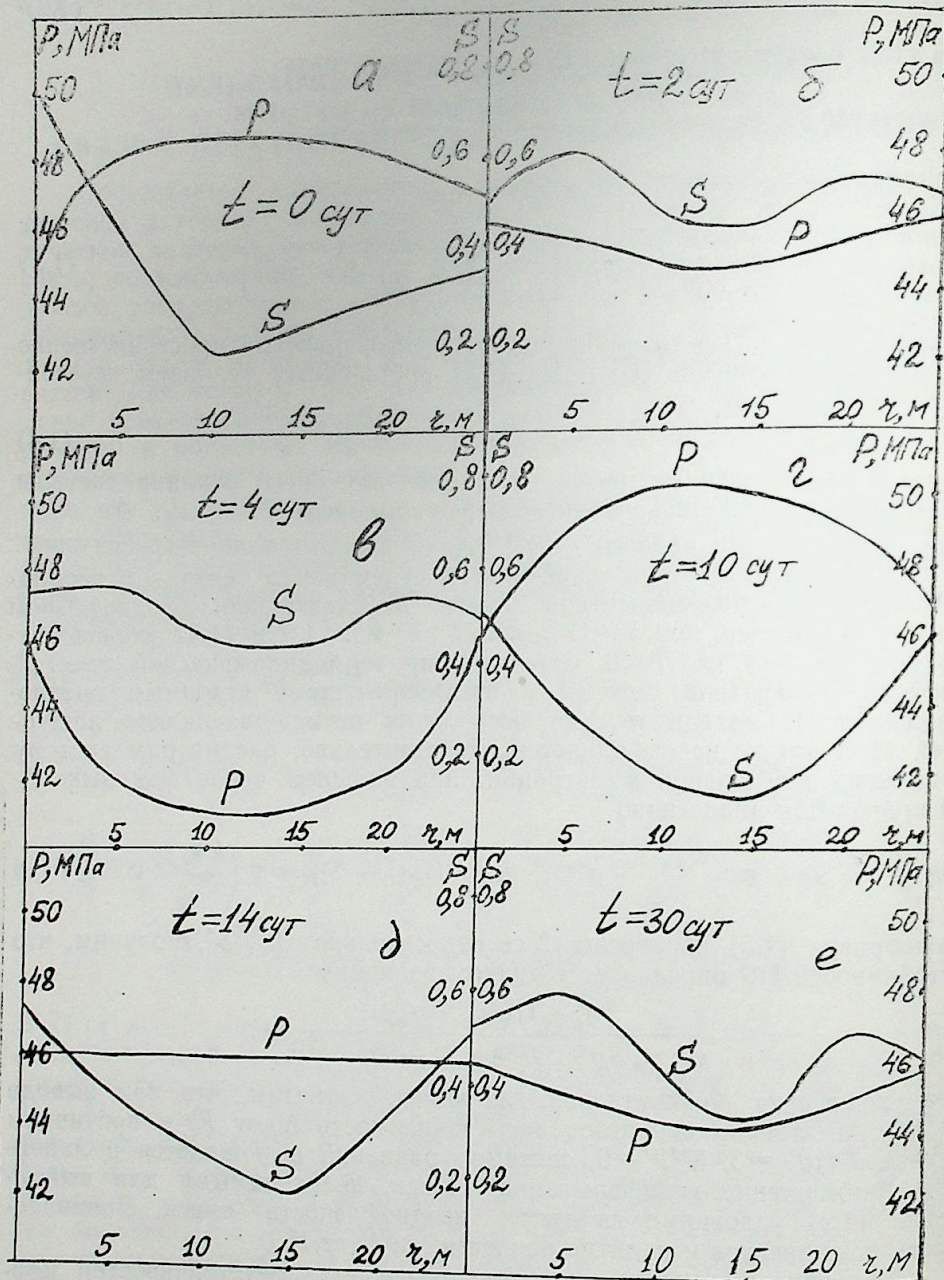


Рис. 1. Профили давления и насыщенности жидкостью в различные моменты времени в задаче о возмущении ПР

При $Q=50$ и 70 т/сут (рис. 3а) задача имела стационарное решение (решение считалось установившимся, если P и S на скважине

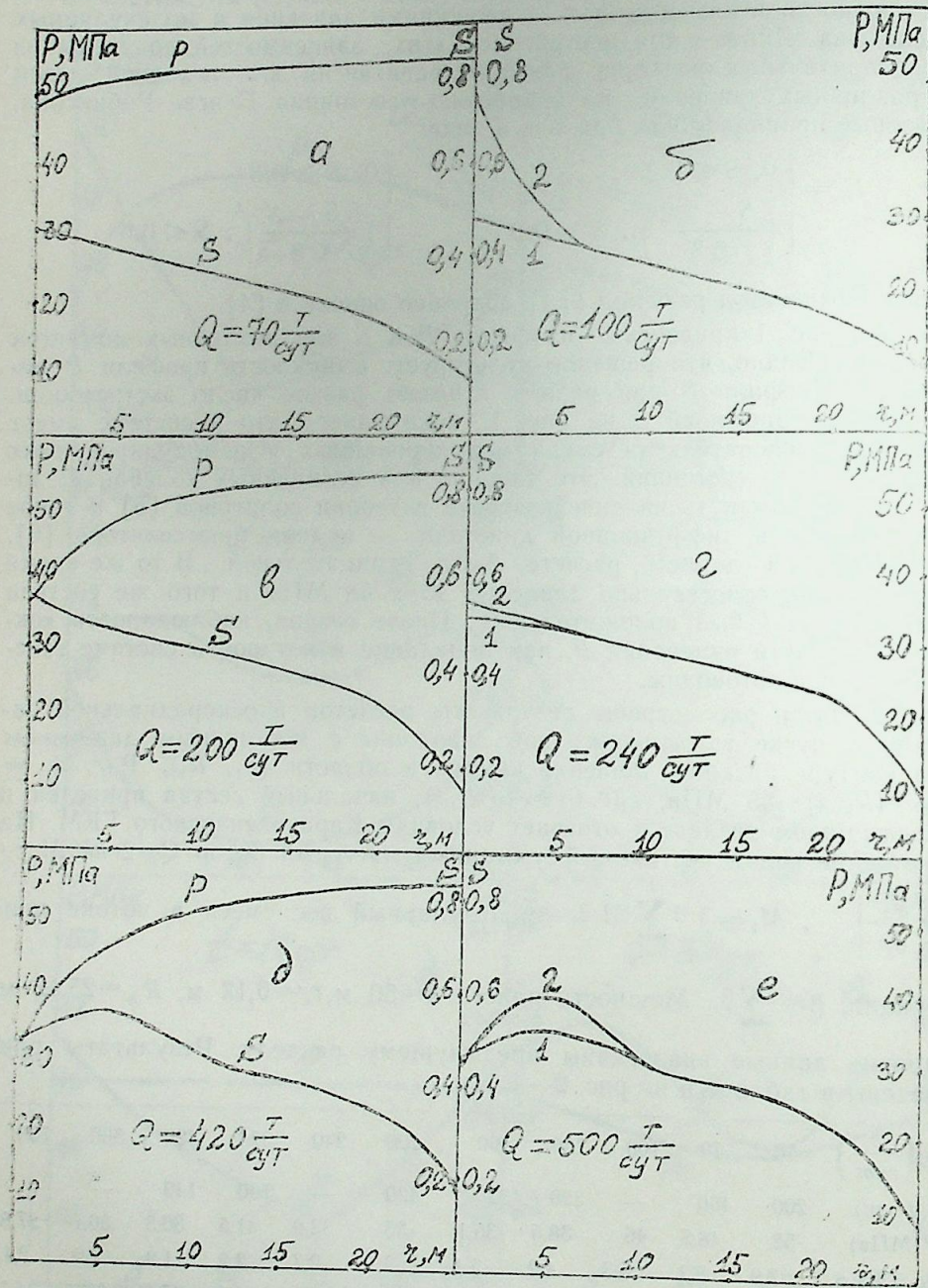


Рис. 2. Распределения давления и насыщенности жидкостью в задаче о притоке смеси к скважине. Показаны стационарные профили P и S , а при отсутствии стационарного решения — профили S , отвечающие экстремальным ее значениям на скважине при установившихся автоколебаниях

не менялись в четвертом знаке в течение 25 временных шагов — 5 сут). При $Q=86,4$ т/сут имела место потеря устойчивости стационарного решения: после 160 сут плавное изменение параметров сменилось пульсациями. Давление на скважине в этот момент равнялось 47,1 МПа. При $Q=100$ т/сут плавное убывание P на скважине сменилось пульсациями после 60 сут. Амплитуда пульсаций сначала воз-

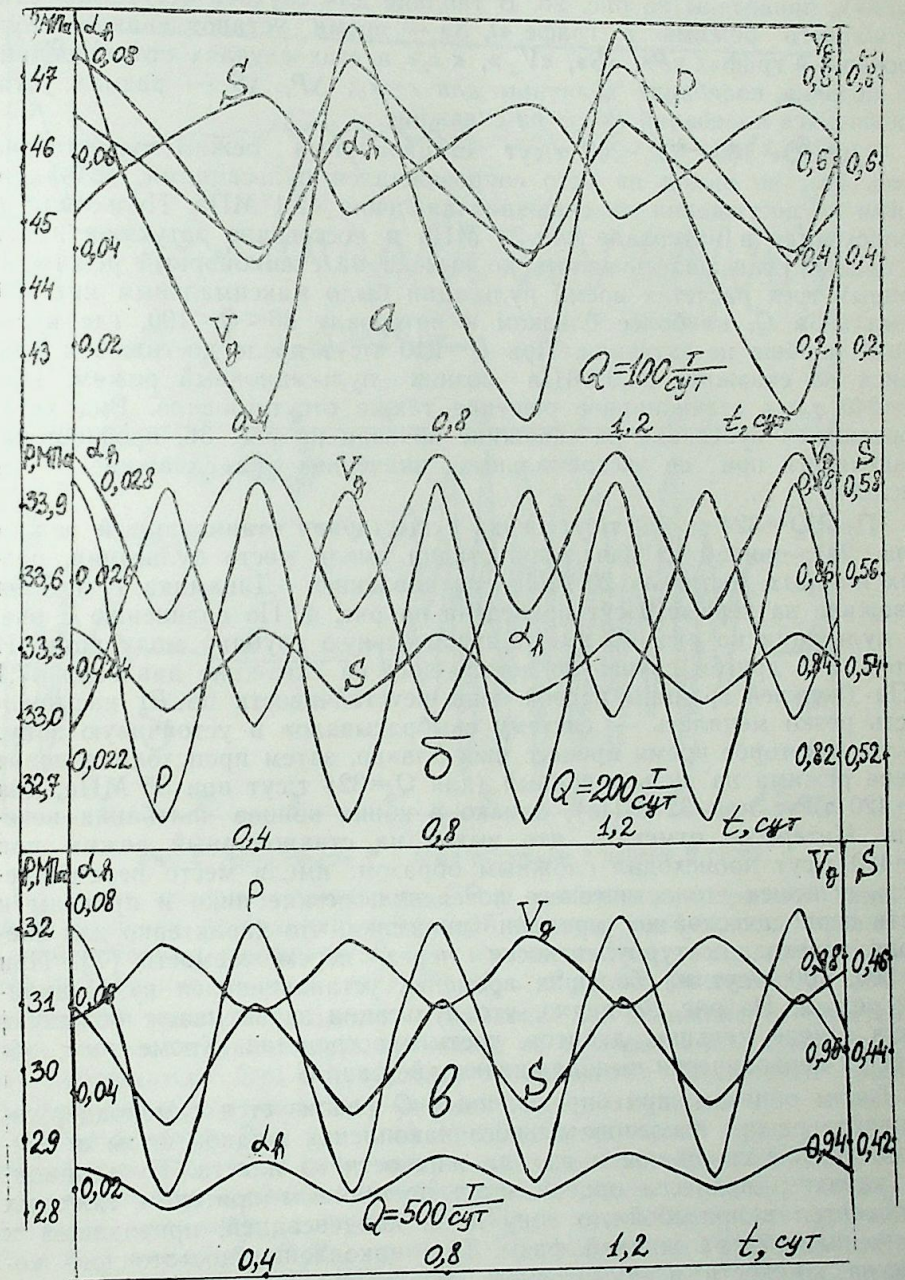


Рис. 3. Изменение параметров на скважине при установившихся пульсациях

растала, затем произошло «стягивание» решения к периодическому. Вид установившихся пульсаций P и S на скважине, доли газа в потоке продукции V_g и доли тяжелых компонентов в извлекаемом газе z_h показан на рис. 3а; начало отсчета времени на рис. 3 несущественно, т. к. показано поведение при больших t . Профили S , отвечающие экстремальным значениям на скважине при установившихся колебаниях, приведены на рис. 2б. В таблице для случаев отсутствия стационарного режима в графе « t, S » — время установления — стоит прочерк; в графах « P », « S », « V_g », « z_h » в этих случаях стоят средние по периоду колебаний величины для $t = t_c$; ΔP , ΔS — размах установившихся колебаний P и S на скважине.

При $Q = 160, 190, 200$ т/сут стационарный режим существовал (рис. 2в), но выход на него сопровождался пульсациями, возникшими по достижении на скважине давления 47,1 МПа. Пульсации P происходили в интервале 44—38 МПа и постепенно затухали, затем P плавно уменьшалось вплоть до выхода на стационарный режим. В данных трех расчетах время пульсаций было максимальным при минимальном Q , наиболее близком к интервалу $86 < Q < 100$, где пульсации вообще не затухали. При $Q = 210$ т/сут после достижения давления на скважине 34,9 МПа возник пульсационный режим. При $Q = 240$ т/сут стационарное решение также отсутствовало. Вид установившихся пульсаций на скважине показан на рис. 3б, профили насыщенности при ее экстремальных значениях на скважине — на рис. 2г.

При $Q = 324$ и 420 т/сут снова существовал стационарный режим (рис. 2д), причем на начальной стадии имели место пульсации, размах которых достигал 20 МПа по давлению. Динамика P и S на скважине на первые 9 сут приведена на рис. 4. По сравнению с рис. 4а пульсации на рис. 4б имеют значительную глубину модуляции. И в том, и в другом случае по достижении на скважине давления 47,1 МПа (верхней границы первой зоны неустойчивости по P) насыщенность резко менялась — систему «выбрасывало» в устойчивую зону. Далее некоторое время процесс шел плавно, затем происходила новая смена режима на пульсационный (для $Q = 324$ т/сут при 35 МПа, для $Q = 420$ т/сут при 32 МПа), однако в конце концов колебания исчезали. Интересно отметить, что выход на стационарный режим при $Q = 420$ т/сут происходил сложным образом: имели место перемежаемость всплесков стохастического поведения, резкие пики и провалы и почти периодической по времени динамики, что характерно для сценария перехода к турбулентности через перемежаемость [7]. При $Q = 500, 700$ т/сут на больших временах устанавливался пульсационный режим. Из рис. 2е видно, что пульсации захватывают большую, чем в случае меньших дебитов, часть пространства. Кроме того, образуется периодически выполаживающийся вал S .

Таким образом, при определенных Q реализуется самоподдерживающийся режим последовательного накопления жидкой фазы в призабойной зоне скважины и выхода жидкости из пласта. Пульсационный характер процесса определяется постоянным притоком тяжелых компонентов в призабойную зону и их конденсацией, приводящей к увеличению объема жидкой фазы. При накоплении достаточного количества жидкости и достаточном увеличении ее подвижности она приходит на скважину, профиль выполаживается и т. д. Отметим,

что наряду с периодическими режимами при некоторых значениях дебитов наблюдались незатухающие колебания, у которых отсутствовал вала, по крайней мере на временах расчета, периодичность по времени. Вопрос о стохастизации [8] решений уравнений (1.1) подлежит дальнейшему исследованию.

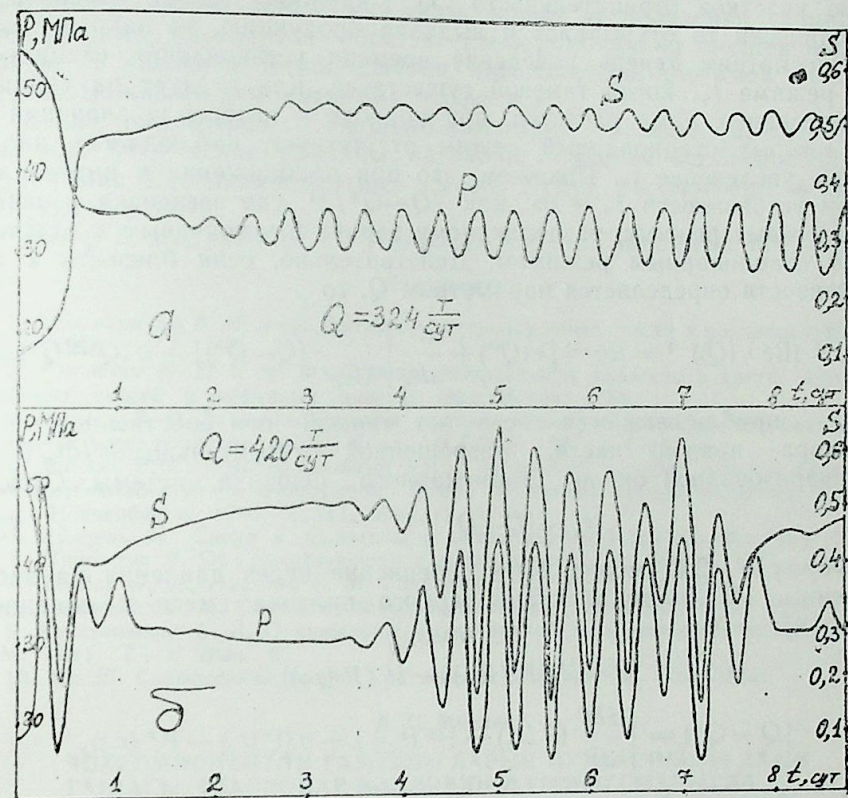


Рис. 4. Зависимости P и S на скважине в первые 9 суток

Из факта потери устойчивости ПР и свойства непрерывной зависимости решения от граничных условий следует возможность появления немонотонных профилей P . Во всяком случае, если начальный состав и давление таковы, что $I(P^0, z_1^0, \dots, z_{l-1}^0) < 0$, давление на контуре питания равно начальному, а давление на скважине отличается от него на достаточно малую величину, то немонотонные профили P будут наблюдаться. Это подтверждается расчетами предыдущего раздела: созданные для исследования эволюции возмущений ПР начальные распределения P и z_1 были приготовлены путем предварительного решения задачи с давлениями на границах 45 и 47 МПа. Из рис. 1а видно, что профиль P немонотонен. В серии расчетов с поддержанием на скважине давления 46 МПа и различными контурными давлениями снижение $P(R)$ привело к появлению пульсационных режимов. При $P(R_k) = 48$ МПа еще устанавливался стационарный режим. Уже при 47,5 МПа возникали пульсации, причем время от времени наблюдались немонотонные профили P , а также происходило изменение знака дебита скважины. Таким образом, течения с боль-

шим перепадом P между границами устроены здесь проще, чем с меньшим перепадом. Необходимо отметить, что из-за отсутствия учета в модели (1.1) капиллярных эффектов на границе области фильтрации пласт как бы всасывает при $Q < 0$ находящуюся в скважине смесь. Учет конечного эффекта, по-видимому, приведет к срезаю участков отрицательности Q . Скважина будет «плевать», периодически то открываясь и выдавая продукцию, то закрываясь.

Рассмотрим теперь поведение времени установления стационарного режима t_s , когда таковой существует. Как следует из таблицы и проведенных нами расчетов, при подходе к интервалу значений Q , для которых стационарный режим отсутствует, наблюдалось значительное увеличение t_s . Покажем, что при приближении к интервалам потери устойчивости $t_s \rightarrow \infty$ как $|Q - Q^*|^{-1}$, где звездочка отвечает критическому режиму, разделяющему задачи с устойчивым и неустойчивым стационарным режимом. Действительно, если близость к неустойчивости определяется параметром Q , то

$$t_s \sim (\operatorname{Re} \lambda(Q))^{-1} = \operatorname{Re}^{-1} \left[\lambda(Q^*) + \frac{d\lambda}{dQ} \Big|_{Q=Q^*} \cdot (Q - Q^*) \right] + o(Q - Q^*),$$

где λ — приближающееся слева к мнимой оси собственное число оператора правой части, разрешенной относительно $\partial P / \partial t$, $\partial z / \partial t$ и линеаризованной около стационарного решения системы. Отсюда

$$t_s \sim |Q - Q^*|^{-1} \quad (2.1)$$

Формула (2.1) может быть переписана через давления на забое скважины. Из формулы стационарного притока смеси к скважине имеем [9]:

$$Q \sim H(P(r_k)) - H(P(r_c)),$$

$$|Q - Q^*| = \left| \frac{dH}{dP} (P(r_c) - P^*(r_c)) \right| + o(P(r_c) - P^*(r_c)),$$

где H — функция Христиановича. Тогда

$$t_s \sim |P(r_c) - P^*(r_c)|^{-1} \quad (2.2)$$

формулы (2.1) — (2.2) позволяют представить себе качественную картину изменения $t_s(Q)$. При подходе к очередному интервалу неустойчивости ($Q_{1,n}^*$, $Q_{r,n}^*$) $t_s \rightarrow \infty$: между $Q_{r,n}^*$ и $Q_{1,n+1}^*$ t_s ограничена и имеет минимум. Таким образом, может иметь место критическое замедление, предшествующее потере устойчивости. Возникающие в пространстве параметров критические точки отличны от чисто термодинамической критической точки многокомпонентной смеси, вблизи которой все процессы прихода к равновесию замедляются [10]. Появление новых критических точек связано с взаимодействием многокомпонентной двухфазной смеси и пористой среды.

3. Таким образом, в работе предложен сценарий возникновения автоволновых режимов фильтрации, основанный на факте потери устойчивости стационарных решений. Показано, что необходимыми для учета неустойчивости требованиями к модели (1.1) являются многофазность смеси, смешиваемость компонентов и, наконец, зависимость плотности двухфазной пластовой смеси от давления. Обнаружены

соходные черты автоволновых режимов многокомпонентной фильтрации и некоторых, уже ставших классическими, нелинейных эффектов в теории солитонов и кинетике диффузионно-контролируемых химических реакций. Показано, что в задаче о притоке многокомпонентной смеси к газоконденсатной скважине существуют интервалы дебитов, при попадании в которые на смену стационарному режиму фильтрации приходит автоволновой. При приближении к интервалам дебитов, отвечающих автоволновым режимам, время установления стационарного режима расходитс обратнo пропорционально подкритичности дебита. В условиях возникновения автоволновых режимов оказываются возможными немонотонные профили P .

Выше рассмотрены гидродинамические аспекты автоволновых режимов. Физические причины автоволн с учетом особенностей термодинамики многокомпонентных смесей будут рассмотрены в нашей следующей работе.

Автор благодарен В. Н. Николаевскому за полезные обсуждения.

Литература

1. Николаевский В. Н. и др. Движение углеводородных смесей в пористой среде. М.: Недра. 1968.
2. Розенберг М. Д. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. М.: Недра. 1969.
3. Митлин В. С. Автоколебательные режимы течения двухфазных многокомпонентных смесей через пористые среды // Докл. АН СССР. 1987. Т. 296. № 6.
4. Митлин В. С. Безытерационный метод численного решения одно- и двумерных задач многокомпонентной фильтрации // В сб.: Численные методы механики сплошной среды. Новосибирск. 1986. Т. 17. Вып. 4.
5. Абловиц М., Сигур Х. Солитоны и метод обратной задачи. М.: Мир. 1987.
6. Пригожин И. От существующего к возникающему. М.: Наука. 1985.
7. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Гидродинамика. М.: Наука. 1986.
8. Заславский Г. М. Стохастичность динамических систем. М.: Наука. 1984.
9. Христианович С. А. О движении газированной жидкости в пористых породах // ПММ. 1941. Т. 5. Вып. 2.
10. Ма Ш. Современная теория критических явлений. М.: Мир. 1980.

В. С. Митлин

ЧОХКОМПОНЕНТЛИ ГАТЫШЫГЛАРЫН ПУЛСАЦИАЛЫ АХЫН
ГАЈДАСЫ: СТАЦИОНАР ҺАЛЛЭРИН ДАЈАНЫГСЫЗЛЫГЛА
ЭЛАГЭСИ

Мәғаләдә чохкомпонентли ахын нәзәријәсиндә стасионар һәлләрин дајаныглыгынын итирмәсинин мүмкүнлүјү изаһ олунар. Бурада һәмчинин дајаныгсызлығын аналитик критериясы алынмыш вә әдәди һесаблама нәтичәсиндә релаксия рәгсләринин фәзада јајылмасы өјрәнилмишдир.

V. S. Mitlin

PULSATION REGIMES OF FILTRATION OF
MULTICOMPONENT MIXTURES.

CONNECTION WITH INSTABILITIES OF STATIONARY SOLUTIONS

A possibility of instability of stationary solutions in the theory of multicomponent filtration is discussed. Analytical criterion of instability is obtained. Results of numerical study of the problem are given. Space-distributed relaxational oscillations at the stage of progressive instability are realized. Similarities of these phenomena and some nonlinear effects in the solution theory and chemical kinetics of distributed systems are discussed. Some consequences of instability are considered. Namely, anomalous slowing down of transition to stationary regime near the stability loss region and possibility of nonmonotonic profiles of pressure are discussed.

УДК 532.546

В. С. МИТЛИН

ПУЛЬСАЦИОННЫЕ РЕЖИМЫ ФИЛЬТРАЦИИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СМЕСЕЙ: СВЯЗЬ С РЕТРОГРАДНЫМИ ЯВЛЕНИЯМИ

Математическая модель пульсационных режимов двухфазной многокомпонентной фильтрации, основанная на факте потери устойчивости стационарных решений соответствующих уравнений, ранее была предложена автором. Ниже рассматриваются физические причины возникновения таких режимов. Показано, что неустойчивости и автоволны связаны с попаданием системы в область ретроградной конденсации. Обсуждается связь ретроградных явлений с эффектом отрицательного объема тяжелых компонентов; как следствие, показана возможность отрицательной сжимаемости индивидуального объема движущейся в пористой среде двухфазной смеси, что и инициирует автоволны. Показано, что в рамках общей неравновесной модели фильтрации автоколебания представляют собой чередование быстрых и медленных движений, что отвечает попеременному прохождению областей ретроградной конденсации и прямого испарения.

1. В предыдущей статье данного журнала мы рассмотрели следствия потери устойчивости пространственно однородного решения ПР многокомпонентной фильтрации:

$$m \frac{\partial N z_i}{\partial t} = \nabla (k \beta_i \nabla P), \quad i = 1, \dots, l \quad (1.1)$$

Здесь P — давление, z_i — доля i -го компонента в смеси, N — плотность фильтрующейся двухфазной смеси, β_i — проводимость i -го компонента. Был введен инкремент устойчивости ПР, отрицательность которого соответствовала неустойчивости ПР. Из факта неустойчивости следовало, что при моделировании притока газоконденсатной смеси к скважине возможны попадания в интервалы дебитов, в которых стационарный режим не реализуется, а вместо него осуществляется автоволновой режим. Прямыми следствиями неустойчивости, как было показано, является появление немонотонных профилей P и аномально медленная релаксация к стационарному решению при приближении по параметру к областям автоволновых режимов. Из [1, 2] можно видеть, что многие из перечисленных эффектов не связаны с конкретным видом [1.1], а определяются лишь фактом наличия неустойчивых ПР. Поэтому ниже будут подробно проанализированы причины отрицательности инкремента устойчивости.

2. На рисунке, a для состава пластовой смеси, использовавшегося в расчетах [1], показаны рассчитанные зависимости мольной

плотности смеси N , насыщенности жидкой фазой S , инкремента устойчивости I от P (кривые 1—3). Несмотря на выполнение условий

$$\left. \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \right|_{x_1, \dots, x_{l-1}} > 0, \quad \left. \frac{\partial \rho_g}{\partial P} \right|_{y_1, \dots, y_{l-1}} > 0, \quad (2.1)$$

функция $N(P)$ оказалась немонотонной, убывающей (кроме узкого интервала $50 \text{ МПа} < P < 51 \text{ МПа}$) в областях давлений, соответствующих возрастанию S при уменьшении P , т. е. ретроградной конденсации (заштрихованные области). Условие отрицательной сжимаемости многокомпонентной многофазной смеси, таким образом, не противоречит условиям положительной сжимаемости отдельных фаз (в (2.1) ρ_w, ρ_g — плотности жидкой и газовой фаз, x_1, \dots, x_{l-1} — состав жидкой фазы, y_1, \dots, y_{l-1} — состав газовой фазы). Заметим, что именно в областях ретроградной конденсации инкремент устойчивости ПР и производная $\partial N / \partial P$ принимали отрицательные значения. Это не случайно. Может быть построена гипотетическая модель многокомпонентной двухфазной смеси с постоянными или слабо зависящими от P (по сравнению с S) плотностями фаз. Массовая плотность смеси определяется так:

$$N = \rho_w S + \rho_g (1 - S) = (\rho_w - \rho_g) S + \rho_g \quad (2.2)$$

Из (2.2) и неравенства $\rho_w > \rho_g$ следует, что в такой модели при фиксированном суммарном составе условие $\partial N / \partial P < 0$ точно приходится на области ретроградной конденсации. В то же время анализ выражения для I в [1] показывает, что наблюдавшиеся там неустойчивости связаны со сменой знака производной $\partial N / \partial P$, стоящей в знаменателе I .

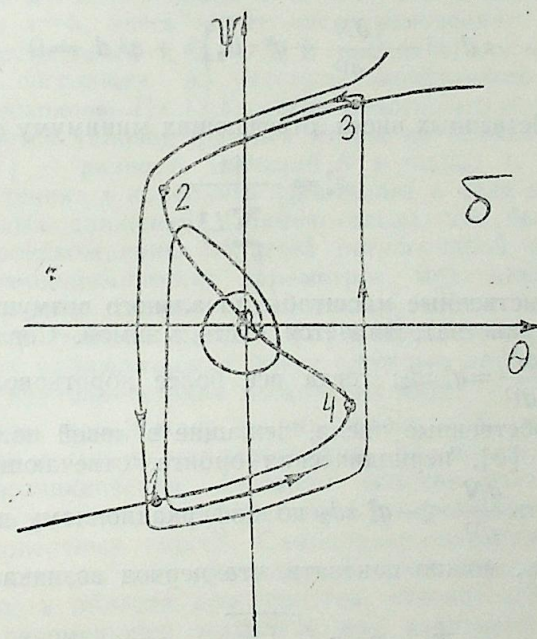
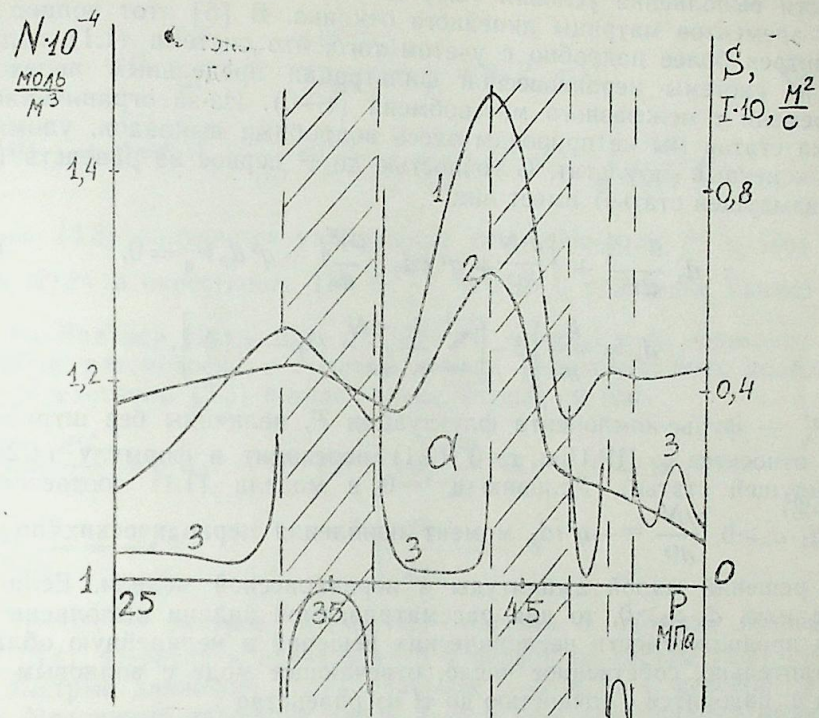
Для выяснения физического смысла эффекта отрицательной сжимаемости движущейся в пористой среде двухфазной смеси следует обратиться к экспериментам по термодинамике многокомпонентных систем. Распространенным методом исследования свойств смесей является дифференциальная конденсация. На каждом ее этапе в сосуде со смесью снижается давление, выпадающая в результате жидкость удаляется, а остающаяся смесь приводится к первоначальному давлению или, в зависимости от схемы опыта, к первоначальному объему. При этом как бы воспроизводится эффект выпадения жидкости при движении индивидуального объема смеси в пористой среде. Одним из наиболее любопытных фактов, наблюдавшихся в опытах по дифференциальной конденсации, является так называемый эффект отрицательного объема тяжелых компонентов. Он состоит в том, что выпадение жидкости может приводить не к уменьшению объема смеси, а к его увеличению (при том же давлении) или к росту давления (при сохранении первоначального объема). В работе [2] описывается опыт, когда при последовательном удалении все более легких компонентов объем сначала возрастал, затем (когда компоненты C_{4+} были удалены) начал убывать. Образно говоря, тяжелые компоненты как бы обладали неким отрицательным объемом, который при их удалении добавляется к объему остающейся системы. Эксперименты [2] показывают, что данный эффект наблюдается, во-первых, в областях ретроградной конденсации, во-вторых, вблизи критической точки. Заметим, что близость к критической точке как раз может обеспечить

более сильную зависимость S от P по сравнению с $r_{w, g}$. Это следует из того, что в околокритическом состоянии линии равных насыщенных на фазовой диаграмме неограниченно сближаются, т. е. малое изменение P сильно меняет S . Модель смеси со слабо меняющимися по сравнению с S плотностями фаз в этом случае дает $dN/dP < 0$ в ретроградной области. Итак, эффект отрицательной сжимаемости двухфазной смеси и эффект отрицательного объема тяжелых компонентов должны иметь место в сходных термодинамических условиях.

Покажем теперь, что если выбрать многокомпонентную смесь так, чтобы для нее в экспериментах по дифференциальной конденсации имел место эффект отрицательного объема тяжелых компонентов, то свойства такой смеси, движущейся при тех же условиях в пористой среде, должны описываться падающей ветвью плотности. Действительно, при дифференциальной конденсации поместим выпавшую в сосуде I жидкость в сосуд II. Если затем в сосуде I установить первоначальный объем, то давление в нем, как отмечалось, станет выше первоначального. Изменим теперь объем сосуда II так, чтобы давление в нем стало равным новому давлению в сосуде I. Мы видим, что в системе I+II давление больше первоначального давления в сосуде I, и объем I+II также больше объема I. Итак, переместив из одной части системы некоторые молекулы в другую ее часть, можно наблюдать эффект отрицательной сжимаемости, если перемещение молекул внутри системы производить в соответствии с их молекулярным весом (например, более тяжелые оставлять на месте).

Данная схема двухкамерного эксперимента отражает изменения, происходящие с индивидуальным объемом смеси при его движении в фильтрационном потоке и попадании в область ретроградной конденсации, где проявляется эффект отрицательного объема тяжелых компонентов. При этом часть тяжелых компонентов выпадает в первоначально неподвижную жидкую фазу, а более легкие движутся дальше. Если отождествить вышележащую по потоку часть индивидуального объема с камерой II, а нижележащую — с камерой I, то для всего индивидуального объема будет наблюдаться эффект отрицательной сжимаемости, связанный с неодинаковым действием пористой среды на газовую и жидкую фазу. В двухкамерном эксперименте неодинаковость действия на разные фазы связана просто с гравитационным разделением веществ разной плотности. Из вышесказанного следует, что при описании движения двухфазной смеси в пористой среде в области ретроградной конденсации должна быть учтена возможность падающей ветви плотности. Приведенная схема эксперимента дает в первом приближении способ определения падающей ветви в лабораторных условиях.

3. Наличие зависимости $N(P)$ с падающей ветвью в модели (1.1) приводит к разрывным по времени (релаксационным) колебаниям в распределенной системе. Как отмечалось в [1], появление в (1.1) ответственных за капиллярные и диффузионные эффекты членов, малых по сравнению с членами конвективного переноса, не устраняет возможности изменения знака I за счет перехода его знаменателя через ноль, если такая возможность уже имеется в (1.1). Иначе обстоит дело с учетом неравновесности межфазного переноса. Рассматривая модель неравновесной двухфазной многокомпонентной фильтрации [3, 4], можно показать, что при сколь угодно малой неравно-



Зависимости мольной плотности, насыщенности жидкой фазой и инкремента устойчивости от давления:

а — типичные зависимости N (кр. 1), S (кр. 2), I (кр. 3), соответствующие возникновению релаксационных колебаний; б — фазовый портрет системы (3.4) с чередованием быстрых и медленных движений

весности выполнения условий (2.1) достаточно для отсутствия полюсов у элементов матрицы линейного отклика. В [5] этот вопрос был рассмотрен более подробно с учетом того, что система (1.1) получается из системы неравновесной фильтрации предельным переходом по времени τ межфазного массообмена ($\tau \rightarrow 0$). Из-за ограниченности объема статьи мы не приводим здесь подробных выкладок, упомянем лишь конечный результат. С точностью до τ^2 первое из равенств (1.2) (в предыдущей статье) имеет вид:

$$\tau d_1 \frac{d^2 P'_q}{dt^2} + \left(\frac{\partial N}{\partial P} + q^2 \tau d_2 \right) \frac{dP'_q}{dt} + q^2 d_3 P'_q = 0, \quad (3.1)$$

$$d_3 = \frac{k}{m} \left[3 - \left| \sum_{j=1}^{l-1} \frac{1}{N} \frac{\partial N}{\partial z_j} (\beta_j - z_j(\beta)) \right| \right],$$

где P'_q — фурье-компонента флуктуации P , величины без штрихов в (3.1) относятся к ПР. При $\tau=0$ (3.1) переходит в формулу (1.2) (в предыдущей статье). Условию $l^{-1}=0$ в модели (1.1) соответствует при $d_1 \cdot d_3 > 0$, $\frac{\partial N}{\partial P} = -q^2 \tau d_2$ момент появления периодических по времени решений малой амплитуды в неравновесной модели. Если же, кроме того, $d_1 \cdot d_2 > 0$, то для рассматриваемой задачи выполнены условия продолжаемости периодических решений в нелинейную область. Действительно, собственное число, отвечающее моде с волновым вектором q , находится с точностью до τ^2 из равенства

$$\tau d_1 \lambda^2 + \left(\frac{\partial N}{\partial P} + q^2 \tau d_2 \right) \lambda + q^2 d_3 = 0 \quad (3.2)$$

Пусть пара собственных чисел, отвечающих минимуму q^2 ,

$$q_*^2 = \frac{4\pi}{d} \sum_{j=1}^L L_j^2$$

(L_j) — пространственные масштабы начального возмущения, d — размерность пространства, является чисто мнимой. Согласно (3.2), это будет при $-\frac{\partial N}{\partial P} = q_*^2 \tau d_2$; тогда все более коротковолновые ($q^2 > q_*^2$) моды имеют собственные числа, лежащие в левой полуплоскости. По теореме Хопфа [6], периодическая орбита, отвечающая q_*^2 , продолжается в область $\frac{\partial N}{\partial P} < -q_*^2 \tau d_2$ по бифуркационному параметру.

Оценивая d_j , можно показать, что период возникающих автоволн

$$T_p = 2\pi \sqrt{\frac{\tau d_1}{q_*^2 d_3}} \sim \sqrt{\tau \tau_f},$$

где τ_f — характерное время переноса частицы смеси в фильтрационном потоке вдоль области решения с размерами L_j .

Нелинейное уравнение для P'_d в одномодовом приближении имеет вид:

$$\tau d_1 \frac{d^2 P'_q}{dt^2} + \frac{dW(P'_q)}{dt} + q^2 d_3 P'_q = 0, \quad (3.3)$$

$$W(P'_q) = q^2 \tau d_2 P'_q + \frac{\partial N}{\partial P} P'_q + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 N}{\partial P^2} (P'_q)^2 + \frac{1}{6} \frac{\partial^3 N}{\partial P^3} (P'_q)^3.$$

Уравнение (3.3) получается удержанием нелинейных по P' членов в функции $N(P)$ в окрестности ПР с $\frac{\partial N}{\partial P} \approx 0$. Это уравнение близко к уравнению Ван дер Поля, при $\partial^2 N / \partial P^2 = 0$ точно в него переходит и может быть рассмотрено с позиций теории релаксационных колебаний [7]. Представим (3.3) в виде эквивалентных систем

$$\begin{cases} d_1 \frac{d\Psi}{dt_1} = q^2 d_3 \theta - W(\Psi) \\ \frac{d\theta}{dt_1} = -\tau \Psi \end{cases}, \quad \begin{cases} \tau d_1 \frac{d\Psi}{dt} = q^2 d_3 \theta - W(\Psi) \\ \frac{d\theta}{dt} = -\Psi \end{cases}, \quad (3.4)$$

$\Psi = P'_q$, $t_1 = t/\tau$ — быстрое время. На рисунке б показан фазовый портрет (3.4). Переход к пределу $\tau=0$ в первой из систем (3.4) описывает быстрые движения вдоль участков 1—2 и 3—4 фазовой траектории. Медленные движения вдоль 2—3 и 1—4 описываются второй системой (3.4) при $\tau=0$; здесь имеет место мгновенная релаксация решения в окрестности точек 1, 2, 3, 4, и движение описывается как кусочно-разрывное, состоящее из участков монотонного изменения параметров и «перескоков». Из (3.4) легко видеть, что в точках «перескоков» выполняются условия баланса массы на временных разрывах $[N]=0$, где $[N]$ — разность значений N в точках 1, 2 или 3, 4. При ненулевых значениях τ колебания происходят в виде чередования быстрых и медленных движений. Примечательно, что быстрые движения отвечают происхождению областей ретроградной конденсации в пространстве термодинамических параметров, медленные — областей прямого испарения. Данная одномодовая теория автоволновых режимов является простейшей: расчеты [1] и предыдущие статьи показывают, что могут наблюдаться и более сложные автоволновые режимы, связанные с взаимодействием нескольких мод.

4. Таким образом, предложена теория автоволн при многокомпонентной фильтрации с фазовыми переходами. Возможны, конечно, и другие сценарии возникновения автоволн: особенностью предлагаемого является связь нетривиальных режимов с термодинамикой двухфазных многокомпонентных смесей. Самоподдерживающиеся колебания должны возникать за счет циклической смены процессов накопления жидкой фазы в области пространства, отвечающей ретроградной конденсации, перемещения жидкости под действием фильтрационной конденсации, перемещения жидкости под действием прямого испарения, и уменьшения там объема жидкой фазы. Нам приятно отметить, что в настоящее время уже получены убедительные экспери-

ментальные подтверждения теории; соответствующие результаты будут вскоре опубликованы.

Автор благодарен В. Н. Николаевскому и Б. В. Макееву за полезные дискуссии.

Литература

1. Митлин В. С. Автоколебательные режимы течения двухфазных многокомпонентных смесей через пористые среды// Докл. АН СССР. 1987. Т. 296. № 6.
2. Великовский А. С., Степанова Г. С. Отрицательный объем менее летучего компонента в смесях метана с различными углеводородами// В сб.: Изучение газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИГАЗ. 1962.
3. Николаевский В. Н. и др. Движение углеводородных смесей в пористой среде. М.: Недра. 1968.
4. Розенберг М. Д. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. М.: Недра. 1969.
5. Митлин В. С. Автоколебательные режимы фильтрации многокомпонентных смесей// В кн.: 6-й Всесоюзный съезд по теоретической и прикладной механике. Аннотации докладов. Ташкент. 1986.
6. Марсден Дж., Мак-Кракен М. Бифуркация рождения цикла и ее приложения. М.: Мир. 1980.
7. Итоги науки и техники. Современные проблемы математики. М.: ВИНТИ. Т. 5. 1986.

В. С. Митлин

ЧОХКОМПОНЕНТЛИ МЭБЛУЛЛАРЫН СҮЗҮЛМЭСИНДЭ ПУЛСАСИЈА ГАЈДАЛАРЫ: РЕТРОГРАД ҲАДИСЭЛЭРИ ИЛЭ ЭЛАГЭ

Мэгалэдэ икифазалы чохкомпонентли ахыны характеризэ едэн тэликлэрин стационар хэллэрини дајаныглыгыны итирмэси факты эсасында пулсасија режимлэрини ријази модели верилмишдир. Белэ режимлэрин мејдана чыхмасынын физики сәбәблэри өјрәнилдр. Дајанагсызлыгыны вә авторәслэрин јаранмасы системни ретроград конденсасијасы областына дүшмәси илэ элагәдардыр.

V. S. Mitlin

PULSATION REGIMES OF FILTRATION OF MULTICOMPONENT MIXTURES: CONNECTION WITH RETROGRADE PHENOMENA

Mathematical model of pulsation regimes of two-phase multicomponent filtration based on the fact of stability loss of stationary solutions of corresponding equations was proposed earlier by autor. Physical causes of pulsatory regimes are considered in this paper. It is shown that instabilities and autowaves are associated with the system coming into the retrograde condensation region. Relation of retrograde phenomena to the effect of negative volume of heavy components is discussed. Possibility of negative compressibility of individual volume of mixture moving in porous medium is shown under these conditions. Negative compressibility of individual volume is the cause of autowaves. Phenomenon of autowaves is considered for the general equations of nonequilibrium multicomponent filtration. Alternation of fast and slow motions corresponding to crossing of retrograde condensation and direct evaporation takes place by auto-oscillations.

УДК 532.5.013

К. Э. РУСТАМОВ, В. Г. МУСАЕВ, Н. М. НАСИБОВА

СИСТЕМО-СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В СЛОЖНЫХ НЕФТЕПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ

Современные магистральные нефтепроводы (МНП), работающие в режиме «низ насоса», по которым транспортируется нефть,— это сложная гидродинамическая система, которая по трассе имеет несколько промежуточных нефтеперекачивающих станций (НПС), отводов (подкачек). Ее сложность вызывает целый ряд трудностей при расчете таких систем в процессе их проектирования и эксплуатации. Надежность снабжения народного хозяйства нефтью может быть достигнута благодаря повышению научно-технических и инженерных решений как в процессе проектирования, строительства, так и в процессе эксплуатации трубопроводных систем. Одной из важнейших научно-технических проблем транспорта нефти является изучение гидродинамических процессов в трубопроводах, характерных для магистральных нефтепроводов. Известно, что эти процессы в МНП часто сопровождаются значительным повышением или понижением давления, что вызывает разрыв трубы и кавитации в НПС, а также остановки всего МНП.

Существующие работы, посвященные исследованию динамических процессов в указанных системах, в основном базируются на решении дифференциальных уравнений движения нефти при соответствующих начальных и граничных условиях, которые позволяют определить значение расхода и давления в трубопроводе. Однако во многих случаях этого недостаточно. Они не всегда позволяют провести детальный анализ происходящих физических процессов, малопригодны для решения таких инженерных задач, как коррекция и синтез систем с наперед заданными процессами формирования полей давления, а также некоторых задач, связанных с управлением процесса, когда необходимо находить коэффициенты, входящие в исходные уравнения.

В настоящее время развивающиеся методы системно-структурного анализа успешно используются в получении детальной и обобщенной информации об исследуемых процессах, в разработке путей по целенаправленному синтезированию структуры сложных систем, а также методов нестационарных измерений с целью реконструкции постоянных систем.

В работе показаны преимущества методов системно-структурного анализа для решения задач гидродинамических процессов в МНП, целесообразность применения данного анализа при разработке технологических основ управления сложными магистральными нефтепроводными системами.

Построенные структурные схемы, представленные в виде взаимосвязанных информативных структурных блоков, позволяют визуализи-

зировать взаимодействия и преобразования давлений и расходов потоков на любом участке нефтепровода, устанавливать связи между коэффициентами и параметрами потока.

Решение задачи гидродинамических процессов в МНП рассматривается как некоторая система, представленная структурной схемой. Решение задач ищется в пространстве изображений по Лапласу.

На основании структурной схемы можно написать уравнение звена или группы звеньев, что на практике является очень важным, позволяющим устанавливать связь между коэффициентами и переменными уравнений.

Известно, что нестационарные процессы, протекающие в МНП, описываются телеграфными уравнениями.

$$\begin{cases} -\frac{\partial P(x, t)}{\partial x} = \frac{\partial G(x, t)}{\partial t} + k_1 G(x, t), \\ -\frac{\partial G(x, t)}{\partial x} = k_2 \frac{\partial P(x, t)}{\partial t}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P(x, t)$, $G(x, t)$ — соответственно давление и массовая скорость движения жидкости; $k_1 = 2a$ — линеаризованный коэффициент по Чарному; $k_2 = 1/c^2$, c — скорость звука в жидкости.

Решение системы уравнений (1) приводится при следующих начальных и граничных условиях:

$$\begin{aligned} P(x, t)|_{t=0} = 0; \quad G(x, t)|_{t=0} = 0; \\ G(x, t)|_{x=0} = G(0, t); \quad G(x, t)|_{x=l} = G(l, t) \end{aligned} \quad (2)$$

При указанных начальных и граничных условиях (2) решения системы уравнений (1) в области изображений, после двукратного преобразования Лапласа, относительно искоемых функций $\bar{G}(x, s)$ и $\bar{P}(x, s)$ имеет вид:

$$\bar{P}(x, s) = \bar{b}(s) \frac{\text{ch } \gamma(l-x)}{\text{sh } \gamma l} \bar{G}(0, s) - \bar{b}(s) \frac{\text{ch } \gamma x}{\text{sh } \gamma l} \bar{G}(l, s), \quad (3)$$

где $\bar{\gamma}(s) = \frac{1}{c} \sqrt{s(s+2a)}$ — операторная постоянная распростра-

нения волны; $\bar{b}(s) = c \sqrt{(s+2a)/s}$ — операторное волновое сопротивление магистрали; $\bar{P}(x, s)$, $\bar{G}(x, s)$, $\bar{G}(0, s)$, $\bar{G}(l, s)$; изображения функций $P(x, t)$, $G(x, t)$, $G(0, t)$, $G(l, t)$; s — оператор преобразования Лапласа.

Решение (3) можно представить в виде суммы двух давлений

$$\bar{P}_1(x, s) \text{ и } \bar{P}_2(x, s). \quad \bar{P}(x, s) = \bar{P}_1(x, s) + \bar{P}_2(x, s), \quad (4)$$

$$\text{где } \bar{P}_1(x, s) = \bar{b}(s) \text{ch } \gamma(l-x) \cdot \bar{G}(0, s) / \text{sh } \gamma l, \quad (5)$$

$$\bar{P}_2(x, s) = -\bar{b}(s) \text{ch } \gamma x \cdot \bar{G}(l, s) / \text{sh } \gamma l. \quad (6)$$

Из (5) и (6) можно получить следующие соотношения:

$$\bar{P}_1(0, s) = \bar{b}(s) \text{ch } \gamma l \cdot \bar{G}(0, s) / \text{sh } \gamma l. \quad (7)$$

$$\bar{P}_1(l, s) = \bar{P}_1(0, s) / \text{ch } \gamma l, \quad (8)$$

$$\bar{P}(x, s) = \bar{P}_1(l, s) \text{ch } \gamma(l-x) \quad (9)$$

Для градиента давления имеем:

$$\frac{\partial \bar{P}_1}{\partial x} = \bar{P}_1(x, s) \cdot \gamma \cdot \text{th } \gamma(l-x), \quad (10)$$

для расхода

$$\bar{G}_1(x, s) = -\frac{1}{\bar{b}_1(s)} \frac{\partial \bar{P}_1(x, s)}{\partial x}. \quad (11)$$

Аналогично $\bar{P}_2(x, s)$ получаем соотношение:

$$\bar{P}_2(l, s) = -\bar{b}(s) \bar{G}(l, s) \text{cth } \gamma l, \quad (12)$$

$$\bar{P}_2(0, s) = \bar{P}_2(l, s) / \text{ch } \gamma l, \quad (13)$$

$$\bar{P}_2(x, s) = \bar{P}_2(0, s) \text{ch } \gamma x, \quad (14)$$

$$\frac{\partial \bar{P}_2(x, s)}{\partial x} = \gamma \bar{P}_2(x, s) \text{th } \gamma x, \quad (15)$$

$$\bar{G}_2(x, s) = -\frac{1}{\bar{b}_1(s)} \frac{\partial \bar{P}_2(x, s)}{\partial x}, \quad (16)$$

где $\bar{b}_1(s) = s + \kappa_1$.

На основе выражений (4÷16) составим структурную схему (рисунки) общего решения нестационарного течения жидкости в МНП при соответствующих начальных и граничных условиях. Входными величинами структурной схемы являются величины $\bar{G}(0, s)$ и $\bar{G}(l, s)$.

Представленная структурная схема позволяет решать следующие задачи:

1. Задаваясь зависимостью расхода в начале и конце МНП, можно найти распределение давления на любом участке по длине МНП (прямая задача).

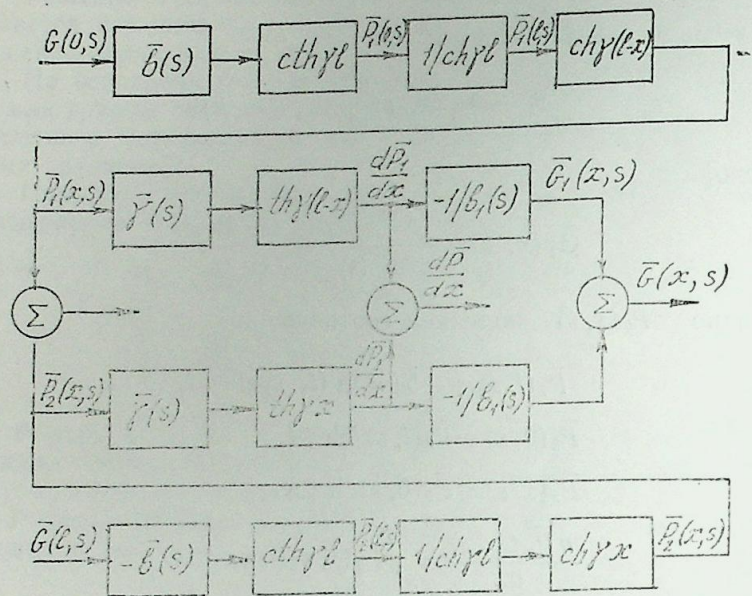
2. Определить закон, обеспечивающий желаемое изменение давления в МНП, в частности, в начале МНП (псевдообратная задача).

3. Определить постоянные коэффициенты дифференциального уравнения по данным закономерностей переноса потока в МНП (обратная задача).

Решение второй задачи осуществляется путем построения структурных схем на основе инверсии направления переноса информации о формировании полей давлений и расхода нефти в МНП. Инверсия структурных схем осуществляется известными приемами теории автоматического регулирования.

Необходимо отметить, что решение обратной задачи можно осуществить двумя способами: по данным натурных наблюдений и по данным наблюдений соответствующих параметров.

Аналогично могут быть построены соответствующие соотношения и структурные схемы для любых возможных начальных и граничных условий а также частных случаев.



Структурная схема нестационарного движения жидкости в магистральном нефтепроводе

Таким образом, методы системно-структурного анализа позволяют строить структурные схемы нестационарного течения нефти в МНП и расчленять эти схемы на информационные структурные блоки, что позволяет визуализировать взаимодействия и преобразования давлений и расходов потоков на конечных точках и вдоль трубопровода, устанавливать связи между коэффициентами и параметрами потока.

Важнейшим практическим значением структурных схем является значительное облегчение процесса построения алгоритмов управления с целью целенаправленного воздействия на параметры потока, а также извлечение информации о состоянии системы по данным натурных наблюдений.

К. Э. Рустамов, В. Г. Мусаев, Н. М. Насибова

МҮРӘККӘБ НЕФТ КӘМЭРЛӘРИ СИСТЕМЛӘРИНДӘ ҺИДРОДИНАМИК ПРОСЕСЛӘРИН СИСТЕМ-СТРУКТУРЛУ АНАЛИЗИ

Бу мәгаләдә мурәккәб магистрал нефт кәмәрләриндә һидродинамик процессләр мәсәләләрини һәлл етмәк үчүн систем-структурлу анализ үсүлүнүн үстүнлү, мурәккәб магистрал нефт кәмәрләри системләринин идарә олунмасынын технологи эәсләрынн жарәдылмасында ситем-структурлу анализин тәтбиг едилмәсинин мәгсәдәүјүңүлүгү кәстәрилмишдир.

K. E. Rustamov, V. G. Musaev, N. M. Nasibova

SYSTEMIC-STRUCTURAL ANALYSES OF HYDRODYNAMICS PROCESSES IN COMPLEX OIL PIPELINE SYSTEMS

The article is devoted to the following problems: 1) The advantage of the methods of system-structural analyses for solving problems of hydrodynamic processes in main oil pipeline systems; 2) Advisability of system-structural analyses in application by working out the technological basis operation in complicated main oil pipeline systems.



ПАТРИАРХ
УЧЕНЫХ НЕФТЯНИКОВ
АЗЕРБАЙДЖАНА

(к 80-летию академика
Ш. Ф. Мехтиева)

ЛЮДИ НАУКИ

(К 80-летию академика Ш. Ф. Мехтиева)

15 декабря 1990 г. исполнилось 80 лет со дня рождения руководителя отдела геологии нефти и газа Института геологии АН Азербайджана (ИГАНА) и профессора кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Азербайджанского государственного индустриального университета им. М. Азизбекова (бывш. АЗИНЕФТЕХИМ) Шафаята Фархад оглы Мехтиева — крупного советского геолога-нефтяника академика АН Азербайджана, члена-корреспондента Международной комиссии по истории геологических наук (ИНИГЕО), почетного нефтяника СССР, почетного работника газовой промышленности СССР, лауреата Государственной премии Азербайджана, заслуженного деятеля науки Азербайджанской Республики, доктора геолого-минералогических наук, профессора.

Ш. Ф. Мехтиев родился в селе Шелкун Сарабского уезда Южного Азербайджана в крестьянской семье. Рано (в 1914 г.) потеряв отца, он вместе с матерью и четырьмя сестрами переезжает в Баку. Детские годы юбиляра прошли на Апшеронском п-ове, в с. Сураханы

(ныне одноименный поселок гор. Баку). Окончив здесь сельскую школу I ступени и вынужденный материально помогать семье, он поступает на работу и учебу в ФЗУ «Юный горняк», а затем в Нефтяной техникум им. Ф. Лассала.

В 1929 г. Ш. Ф. Мехтиев вступает в ряды КПСС и выдвигается на работу в ЦК ЛКСМ Азербайджана, по рекомендации которого в 1930 г. поступает на геолого-разведочный факультет славной «кузницы нефтяных кадров страны — Азербайджанского нефтяного института (ныне Азербайджанский государственный индустриальный университет им. М. Азизбекова), который и оканчивает в 1934 г. со званием горного инженера по разведке нефтяных и газовых месторождений.

Еще будучи дипломантом, Ш. Ф. Мехтиев с 1933 г. начинает работать в системе нефтяной промышленности Азербайджана сначала геологом, затем старшим геологом на различных разведочных площадях (Мардакян, Туркян) и промыслах (Пирсагат, Нефтечала). В 1938 г. молодого геолога, проявившего большую склонность к научно-исследовательской работе, выдвигают главным геологом — заместителем директора АЗНИИ им. В. В. Куйбышева; в том же году он поступает в аспирантуру ИГАНА.

С сентября 1939 по июнь 1941 г. Ш. Ф. Мехтиев работает начальником Геологического фонда республики и начальником Апшеронской геолого-съёмочной партии Азгеоуправления.

С первых дней Великой Отечественной войны офицер Ш. Ф. Мехтиев, в 1936—1937 гг. проходивший службу в Советской Армии в Тбилисском гарнизоне, с оружием в руках защищает Родину в составе Закавказского, затем 4-го Украинского фронтов.

Отозванный в марте 1944 г. в Баку как специалист-нефтяник, Ш. Ф. Мехтиев продолжает учебу в аспирантуре ИГАНА и в победном мае 1945 г. блестяще защищает диссертацию на тему «Геотермика нефтяных месторождений Апшеронского полуострова», за что удостоивается ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. С августа 1945 г. он работает старшим научным сотрудником ИГАНА, а в июле 1950 г. за успешную защиту диссертации на тему «Геологическое строение и перспективы нефтеносности Ленкоранской области» ему присваивается ученая степень доктора геолого-минералогических наук.

В 1950—1954 гг. Ш. Ф. Мехтиев руководит лабораторией геохимии нефтяных месторождений ИГАНА, а в 1954 г. выдвигается на должность директора этого института; одновременно с 1953 по 1965 г. он заведует сначала кафедрой геологии нефти и газа, а затем общей геологии Азербайджанского (ныне Бакинского) государственного университета. В 1958—1965 гг. Ш. Ф. Мехтиев — ректор Азгосуниверситета.

С февраля 1965 г. по настоящее время Ш. Ф. Мехтиев руководит отделом геологии нефти и газа ИГАНА; одновременно в 1967—1970 гг. он заведует кафедрой геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений АЗИНЕФТЕХИМа, а с 1970 г. по настоящее время — профессор этой кафедры.

Почти полувековые научные исследования Ш. Ф. Мехтиева охватывают широкий спектр наиболее кардинальных и актуальных проблем нефтегазогеологической науки и практики. По многим из этих проблем им получены уникальные результаты, неоднократно вклю-

чавшиеся решениями Президиума АН СССР и Президиума АН Азербайджана в число важнейших достижений советской и азербайджанской науки за различные годы.

Ограниченный объем настоящей информации не позволяет не только охарактеризовать, но и просто перечислить эти работы, основное содержание которых отражено почти в 400 вышедших во многих научных центрах нашей страны и более чем в десяти зарубежных странах научных публикациях юбиляра, десятую часть которых составляют монографии, учебники и учебные пособия. В то же время нельзя не коснуться наиболее первостепенных из них.

Дискутируемая столетиями проблема генезиса нефти в последнее время приобрела особую актуальность и не только имеет первостепенное научное значение, но с каждым годом приобретает все более возрастающую практическую значимость. Оставаясь фундаментальнейшей в мировой нефтегазогеологической науке и практике, проблема происхождения нефти и углеводородных газов превратилась в одну из наиболее кардинальных и все еще дискуссионных в современном естествознании в целом. Десятилетние оригинальные разработки этой проблемы Ш. Ф. Мехтиевым позволили ему еще в 1966 г. сказать новое, «свое слово» — выдвинуть гипотезу глубинно-биогенного генезиса нефти, доведенную последующими исследованиями и обобщениями до уровня теории, с каждым годом получающей все большее признание среди отечественных и зарубежных специалистов. В настоящее время эта теория не только на равных сосуществует с главенствующими в современной науке взаимоисключающими теориями биогенного и абиогенного генезиса нефтегазовых углеводородов, но и, на наш взгляд, счастливо сочетает в себе «рациональные зерна» последних, является наиболее перспективной.

Понимая важное значение для нефтегазогеологической науки и практики различных геологических карт, Ш. Ф. Мехтиев активно участвует в качестве ответственного редактора и составителя целого ряда геологических атласов и карт различного масштаба. Достаточно отметить, что в 1985 г. под его научной редакцией впервые для Азербайджана опубликована «Карта месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР» (в масштабе 1:500000) с подробной (объемом около 6 печ. л.) объяснительной запиской. Не имеющая аналогов в Советском Союзе эта карта получила высокую оценку ведущих ученых и производственников страны. В 1988 г. за эту работу Ш. Ф. Мехтиев и возглавляемый им коллектив специалистов были удостоены Государственной премии Азербайджанской ССР.

Фундаментальное значение имеют многолетние исследования Ш. Ф. Мехтиева по проблеме теплового режима нефтегазовых месторождений, научное обоснование о необходимости использования термальных вод Азербайджана в народном хозяйстве республики, превращение прибрежной полосы уникального Каспийского моря в курортную зону и многие другие инициативы юбиляра.

Особое значение имеет серия работ юбиляра по изучению битуминозных пород, в результате которой ученый убедительно доказывает необходимость использования этих «золотых песков» (по определению Ш. Ф. Мехтиева) как для извлечения нефти и ряда других полезных ископаемых, так и в автодорожном строительстве.

Нельзя не выделить особо многочисленные исследования Ш. Ф. Мехтиева по расшифровке «белых пятен» в истории геологии, с результатами которых он неоднократно выступал на всесоюзных и международных форумах, однозначно доказывая приоритет Азербайджана в создании основ геологии нефти и газа, бурении первой в мире продуктивной нефтепоисковой скважины на Апшеронском п-ове и т. п. Возглавляя Азербайджанское отделение Советской национальной подкомиссии по истории геологии и секцию по истории геологических наук Научного совета по истории естествознания и техники при Президиуме АН Азербайджана, он проводит большую и плодотворную работу по организации изучения истории возникновения и развития в Советском Союзе и Азербайджане всех отраслей геологических знаний. Признанием международного авторитета Ш. Ф. Мехтиева среди историков естествознания явилось избрание его в 1984 г. членом-корреспондентом Международной комиссии по истории геологических наук (ИНИГЕО) Международного союза геологических наук (МСГН).

За заслуги в научной деятельности Ш. Ф. Мехтиев еще в 1955 г. избран членом-корреспондентом, а в 1958 г. — действительным членом АН Азербайджана; в 1980 г. за большие заслуги в развитии нефтегазодобывающей промышленности страны ему присвоены звания «Почетный нефтяник СССР» и «Почетный работник газовой промышленности СССР».

Ш. Ф. Мехтиев неоднократно с достоинством представлял советскую геологическую науку на важнейших мировых нефтяных и геологических конгрессах в Австралии, Индии, Канаде, Мексике, ФРГ, Франции, ГДР, ЧСФР, Болгарии, Венгрии и других странах, на которых выступал с программными докладами по актуальным проблемам нефтегазогеологической науки.

Плодотворна и разнообразна также педагогическая, организаторская и общественная деятельность Ш. Ф. Мехтиева.

Еще будучи студентом старших курсов родного АЗИНЕФТЕХИМа, он привлекался к чтению курса кристаллографии на младших курсах; преподавание в «альма-матер» продолжалось и в последующие годы, прерываясь лишь в годы Отечественной войны и работы в Азгосуниверситете. Этой же цели посвящены учебники и учебные пособия Ш. Ф. Мехтиева, в различные годы опубликованные на азербайджанском и русском языках.

Признанная в нефтяной геологии «мехтиевская школа» уже имеет «на своем счету» 5 докторов и свыше 60 кандидатов геолого-минералогических наук из Азербайджана, Грузии, Казахстана, Туркмении, Дагестана, Чечено-Ингушетии и ряда стран Азии и Африки; среди учеников юбиляра есть известные ученые, представленные уже в «генеральном штабе» азербайджанской науки — АН Азербайджана и сами ставшие воспитателями второго поколения «мехтиевской школы».

За плодотворную деятельность в этой области Ш. Ф. Мехтиеву еще в 1951 г. присвоено ученое звание профессора. И в настоящее время он высокопрофессионально читает современные специальные курсы по ряду дисциплин нефтегазовой геологии и геохимии в созданном совместно с АЗИНЕФТЕХИМом учебно-научном центре ИГНА.

Энциклопедические знания и широкая эрудиция позволяют Ш. Ф. Мехтиеву, в совершенстве владеющему родным и русским языками, следовать известному девизу — «работать для науки и писать для народа». Регулярно выступая перед самыми различными «живыми аудиториями» в нашей стране и за рубежом, а также по телевидению радио и на страницах научно-популярных журналов и центральных, городских и молодежных газет республики, он, умело сочетая доступную и образную форму с глубоким научным содержанием, мастерски доводит новейшие достижения отечественной и мировой нефтегазогеологической науки до самых широких слоев населения. Этой же цели посвящены почти два десятка опубликованных им научно-популярных книг. Многие делаются в этой области Ш. Ф. Мехтиевым в качестве члена президиума Азербайджанского общества «Знание» и председателя Редакционно-издательского совета Азербайджанского общества охраны природы.

Деятельность Ш. Ф. Мехтиева в этой области отмечена медалью им. акад. С. И. Вавилова (1975 г.), Благодарственной грамотой Всесоюзного общества по распространению политических и научных знаний и др.

Являясь председателем Региональной комиссии по Кавказу и Закавказью, Научного совета АН СССР по проблемам геологии и геохимии нефти и газа и прекрасно понимая неопределимое значение обмена коллегами «горячей информацией», Ш. Ф. Мехтиев периодически организывает в Баку и других научных центрах Кавказа различные международные, всесоюзные и межреспубликанские симпозиумы и совещания-семинары по наиболее дискуссионным и актуальным проблемам нефтегазогеологической науки и практики, на которых неизменно выступает с постановочными докладами.

Ш. Ф. Мехтиев ведет и большую общественную работу. Помимо вышеперечисленных его обязанностей в этой области, он является председателем Совета ветеранов партии, войны и труда АН Азербайджана, членом Специализированного совета ИГНА по присуждению докторских и кандидатских степеней, членом Отделения наук о Земле АН Азербайджана и др.

Коммунист с 60-летним партийным и трудовым стажем Ш. Ф. Мехтиев на своем долгом жизненном пути неоднократно избирался в Центральный, Бакинский и районный Комитеты Коммунистической партии Азербайджана, депутатом Верховного Совета Азербайджана и Бакинского городского Совета народных депутатов.

Признанием высоких заслуг ученого в развитии нефтегазогеологической науки является награждение его орденами «Знак Почета» (1954 г.), Трудового Красного Знамени (1961 и 1986 гг.), Отечественной войны 2-й степени (1985 г.), двенадцатью правительственными медалями, почетными грамотами Верховного Совета Азербайджанской Республики, Всемирного Совета Мира, Советского комитета защиты Мира и другими знаками отличия.

Широкий круг научных интересов и неиссякаемая энергия и инициативность организатора, редкая способность к глубокому анализу больших обобщений по различным проблемам и уникальный дар педагога, страстная увлеченность делом своей жизни безграничная доброта человека большой души — эти и другие прекрасные качества

Ш. Ф. Мехтиева заслуженно снискали ему глубокое уважение и признание среди всех коллег-геологов и нефтяников страны.

Наблюдая за повседневной кипучей научной, организационной, педагогической и общественной деятельностью Ш. Ф. Мехтиева, лишь один раз убеждаешься, что для истинного ученого-новатора, никогда не довольствующегося достигнутым и, естественно, всегда находящегося в поисках, в пути, — 80-летие является порой плодотворных изысканий и мудрых решений. Поэтому хочется пожелать на этом пути Шафаяту Фархад оглы Мехтиеву доброго здоровья и новых больших творческих успехов во славу нашей геологической науки.

Е. Х. Эзимов, В. Н. Аллахвердиев, И. Р. Насанов, Ф. М. Мамедова. Бир нечә мөһсулдар гаты үзә чыхаран индикатор хәтләринини интерпретациясына даир	3
Е. Х. Эзимов, Ә. М. Әһмәдов, Ј. М. Сајкин. Иши дајандырылмыш гујуларда гују дигинә сүзүлүб кәлән нефт вә сујуи ахыны барәдә олан мәлумата әсасән назик тәбәгәли јатагларын сулашмасы характерини гијмәтләндирилмәси үсулу	9
Ј. Н. Мамалов. Лај моделини маиллик бучағынын дахили јанма просесинә тәсири	15
М. Т. Абасов, М. Ә. Рәсулов, Х. А. Фејзуллајев. Газ-конденсә гарышығынын сүзүлмә мәсәләсини әдәди һәлли	21
Г. И. Чалалов, Т. М. Ибраһимов. Нефт вә газын гәрарлашмамыш сүзүлмәси шәрантиндә дәрнә јатагларын параметрләрини идентификациясынын вариация үсулу	33
З. Ј. Аббасов, В. Ч. Абдуллајев. Гујуда газ ахынын һәрәкәти заманы тәзјигини тәјини	38
К. Н. Чәлилов, З. Б. Гулијева, Е. С. Мәһәррәмов, Р. М. Әфәндијев. Газ јатагларын келәжи гурулушунун гидродинамик вә статик үсулларла дәгиләндирилмәси	43
Р. Ш. Әзизбәјов, Е. С. Жидков. Нефт вә газ јатагларын физик-кимјови үсулларла истемарын интелектуал индексләмә илә мәлумат системи	49
Л. А. Бурјакowski. Акваторияларда нефт вә газ ахтарышы вә кәшфијатын специфик хусусијәтләри, ахтарыш-кәшфијат ишләрини мәрһәләлији вә комплексләри	56
М. Т. Абасов, Х. И. Дадашзадә, М. А. Чамалбәјов, Ф. Н. Оручәлијев. Јүнкүл тәркиби нефтләрин деформациялы коллекторларда сүзүлмәси	63
Е. Б. Вәлијев, Ш. М. Ибраһимова, Л. Г. Крутых. Кеоложи вә техноложии факторларын нефтлик контрунун дәјишмә сүрәтини тәсирине даир	70
Ј. Б. Јусифов, В. Ч. Абдуллајев. Јени график үсулла гујуағы параметрләрә әсасән лај тәзјигини тапылмасы	77
Ј. М. Кондрушкин, В. И. Әзәмәтов, А. М. Әһмәдов, Л. Г. Крутых, Ш. М. Ибраһимова. Перспективли структурларын нефтли-газлылығынын мигдарлы гијмәтләндирилмәсини методикасына даир	84
А. С. Стреков. Гәләви-полимер мөһлулунын лаја вурулмасы сүрәтини нефт сыхышдырылмасына тәсири	89
З. Ја. Аббасов, Р. Д. Чавадова, Г. К. Грибунина. Сулашмыш газ вә газконденсат системләрини тәркиби вә хассәсини нәзәри һесабы	95
А. В. Шатски, Ф. Б. Чавадзадә, Г. О. Постникова. Јатагларын ишләнмәсини сонучу мәрһәләсиндә лајларын сулашдырылмасынын интеграл кәстәричиләрини прогнози	101
В. С. Митлин. Чохкомпонентли гатышыгларын пулсасиялы ахын гајдасы: стационар һәлләрин дајаныгсызлыгла әлагәси	106
В. С. Митлин. Чохкомпонентли мөһлулларын сүзүлмәсиндә пулсасия гајдалары: Ретроград һадисәләри илә әлагә	116
К. Ә. Рүстәмов, В. Г. Мусајев, Н. М. Нәсибова. Мүрәккәб нефт кәмәрләри системләриндә гидродинамик просесләрин систем-структурлу анализи	123

«Елм адамлары»

М. Т. Абасов, Ак. А. Әлизадә, З. Н. Бунјадзадә. Азәрбајчан нефтчи алимләрини атасы (акад. Ш. Ф. Мехдијевин 80 иллији мүнәсибәтилә) . 127

Э. Х. Азимов, В. Н. Аллахвердиев, И. Р. Гасанов, Ф. М. Мамедова. Об интерпретации индикаторных линий скважин, вскрывших несколько продуктивных горизонтов	3
Э. Х. Азимов, А. М. Ахмедов, Е. М. Сайкин. Метод оценки характера обводнения тонкослонистых залежей по данным о притоке нефти и воды на забой оставленных скважин	9
Е. Н. Мамалов. Влияние угла наклона модели пласта на процесс влажного внутрипластового горения	15
М. Т. Абасов, М. А. Расулов, Х. А. Фейзуллаев. Численное решение задач фильтрации газоконденсатной смеси	21
Г. И. Джалалов, Т. М. Ибрагимов. Вариационный метод идентификации параметров глубокозалегающих пластов при нестационарной фильтрации нефти и газа	33
З. Я. Аббасов, В. Д. Абдуллаев. Определение давления нисходящего потока газа в скважине	38
К. Н. Джалилов, З. Б. Кулиева, Э. С. Магеррамов, Р. М. Эфендиев. Уточнение геологического строения газовых залежей гидродинамическими и статистическими методами	43
Р. Ш. Азизбеков, Е. С. Жилков. Информационная система с интеллектуальным индексированием «Физико-химические способы разработки месторождений нефти и газа»	49
Л. А. Буряковский. Специфические особенности поисков и разведки нефти и газа на акваториях стадийность и комплексы поисково-разведочных работ	56
М. Т. Абасов, Х. И. Дадаш-заде, М. А. Джамалбеков, Ф. Г. Оруджалиев. Фильтрация летучих нефтей в деформируемых коллекторах	63
Э. Б. Велиева, Ш. М. Ибрагимова, Л. Г. Крутых. К оценке влияния геологических и технологических факторов на скорость перемещения контура нефтепоисковости	70
Ю. Б. Юсифов, В. Д. Абдуллаев. Новый графический метод определения пластового давления по устьевым параметрам	77
Ю. М. Кондрушкин, В. И. Азаматов, А. М. Ахмедов, Л. Г. Крутых, Ш. М. Ибрагимова. К методике количественной оценки нефтегазоносности перспективных структур	84
А. С. Стреков. Влияние скорости закачки щелочно-полимерного раствора на коэффициент вытеснения нефти	89
З. Я. Аббасов, Р. Д. Джавадова, Г. К. Грибунина. Аналитический расчет состава и свойств обводненных газовых и газоконденсатных систем	95
А. В. Шацкий, Ф. Б. Джавад-заде, Г. О. Постникова. Прогнозирование интегральных показателей заводнения, реализуемого на завершающей стадии нефтедобычи	101
В. С. Митлин. Пульсационные режимы фильтрации многокомпонентных смесей: связь с неустойчивостью стационарных решений	106
В. С. Митлин. Пульсационные режимы фильтрации многокомпонентных смесей: связь с ретроградными явлениями	116
К. Э. Рустамов, В. Г. Мусаев, Н. М. Насибова. Системно-структурный анализ гидродинамических процессов в сложных нефтепроводных системах	123

Люди науки

М. Т. Абасов, Ак. А. Али-заде, З. А. Буннат-заде. Патриарх ученых нефтяников Азербайджана (к 80-летию академика Ш. Ф. Мехтиева)	127
---	-----

Сдано в набор 02.10.91. Подписано к печати 18.05.92.

У370143 Баку-143, проспект М. Азизбекова, 31,

Гарнитура шрифта литературная. Печать высокая.

Усл. печ. лист 11,05. Усл. кр.-отт. 11,05. Уч.-изд. лист. 9,35.

Тираж 450. Заказ 382. Цена 2 руб. 40 коп.

Издательство «Элм».

370143 Баку-143, пропект М. Азизбекова, 31,

Академгородок, Главное здание

Типография АН Азербайджана.

Баку, проспект М. Азизбекова, 31.