

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

должны быть написаны четко. При

и. Индексы в степени необходимо соответственно: A^1 , B^2 и т. д. карандашом (в кружок). Буквы готи-

рекомендуется. Необходимо четко

буквы латинского алфавита, име-
кву l и римскую единицу.

я двумя черточками снизу, а

, ⊕, ⊗, □, ◻, ◇, π, h X Э,

ваться международной системы

тах должны иметь резюме соот-
а также на английском.

адрес и номер телефона автора

АЗƏРБАЙҘАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

Х Ə Б Ə Р Л Ə Р И

И З В Е С Т И Я

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

Нефт

*

СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Нефть

№ 5

1989

«ЕЛМ» НƏШРИЈАТЫ—ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭЛМ»

БАКЫ—БАКУ

Центральный
Библиотека

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: Ак. А. Али-заде (главный редактор), Р. А. Абдуллаев, Б. А. Багиров, Т. Г. Гаджиев, И. С. Джафаров, Ф. Г. Дадашов, 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 (зам. главного редактора), М. К. Сеид-Рза, Н. Д. Таиров (зам. главного редактора), Н. Ш. Ширинов (зам. главного редактора).

© Издательство «Элм», 1989 г.

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

Сдано в набор 19.02.90. Подписано к печати 02.10.90.
Формат 70×100¹/₁₆. Бумага типографская № 1.
Гарнитура шрифта литературная. Печать высокая. Усл. печ. лист 10,07.
Усл. кр.-отг. 10,07. Уч.-изд. лист 9,9. Тираж 515. Заказ 56. Цена 1 руб. 20 коп.

Издательство «Элм».
370143 Баку-143, проспект Нариманова, 31, Академгородок,
Главное здание.
Типография АН Азербайджанской ССР,
Баку, проспект Нариманова, 31.

УДК 622.(276+279).031:547.2.03.533

С. Н. ЗАКИРОВ, Н. Е. ЩЕПКИНА, А. И. БРУСИЛОВСКИЙ
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАЦИОНАРНОГО
НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ДВИЖЕНИЯ ГАЗОВОДЯНЫХ
И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ В СКВАЖИНАХ

Совместное движение газа и жидкости по трубе характеризуется наличием различных форм течения, определяемых в основном распределением фаз по сечению трубы, что, в свою очередь, зависит от расходных и теплофизических параметров газовой и жидкой фаз.

Движение газожидкостных смесей в НКТ происходит при значительном изменении термобарических условий по глубине скважины: изменение давления может достигать нескольких десятков МПа, а температуры — нескольких десятков градусов. Именно поэтому движение газожидкостного потока в скважине сопровождается существенным изменением как теплофизических свойств фаз, так и их количественного соотношения при наличии массообмена между фазами.

В связи с вышесказанным основной задачей моделирования процесса неизотермического движения газожидкостного потока в скважине является расчет распределения давления и температуры по ее стволу с учетом возможности образования различных структур течения, изменения теплофизических свойств фаз и их соотношения в потоке. Тогда, например, при известных условиях на забое удастся определить параметры двухфазного потока на устье скважины. И наоборот.

Математическая постановка задачи

При математической реализации поставленной задачи за основу были взяты осредненные дифференциальные уравнения сохранения [1, 2]: — неразрывности

$$\frac{d}{dz} (\varphi_1 \rho_1 \omega_1 + \varphi_2 \rho_2 \omega_2) = \frac{dm_{cm}}{dz} = 0; \quad (1)$$

— количества движения

$$\frac{dP}{dz} + g (\varphi_1 \rho_1 + \varphi_2 \rho_2) \cos \theta + \frac{P}{F} \tau_w + \frac{d}{dz} (\varphi_1 \rho_1 \omega_1^2 + \varphi_2 \rho_2 \omega_2^2) = 0, \quad (2)$$

где

$$\frac{P}{F} = \frac{4}{D}; \quad \tau_w = \frac{\lambda_\varphi}{8} (\varphi_1 \rho_1 \omega_1^2 + \varphi_2 \rho_2 \omega_2^2);$$

— энергии

$$\frac{d}{dz} \left[\varphi_1 \rho_1 \omega_1 \left(u_1 + \frac{\omega_1^2}{2} \right) + \varphi_2 \rho_2 \omega_2 \left(u_2 + \frac{\omega_2^2}{2} \right) \right] + \frac{d}{dz} [(\varphi_1 \omega_1 + \varphi_2 \omega_2) P] +$$

$$+ g (\varphi_1 \rho_1 \omega_1 + \varphi_2 \rho_2 \omega_2) \cos \theta \frac{P}{F} q' = 0, \text{ где } \frac{4}{D} q' = G_{\text{см}} \frac{dq}{dz} = \frac{1}{F} \frac{dQ}{dz} \quad (3)$$

В случае движения двухфазной смеси без фазовых переходов (газ—вода) массовый расход каждой фазы остается постоянным. При движении газожидкостной смеси с фазовыми переходами массовый расход и состав каждой фазы определяются условиями локального термодинамического равновесия при неизменном общем массовом расходе и молярном компонентном составе движущейся смеси. В связи с этим независимыми переменными в рассматриваемой задаче являются давление и температура газожидкостной смеси. Их распределение по глубине скважины описывается следующей системой дифференциальных уравнений, полученных на основе уравнений (1)—(3) после несложных преобразований с учетом известных термодинамических соотношений и условий, что теплообмен движущейся в трубе газожидкостной смеси с окружающими скважину породами происходит по закону Ньютона

$$\begin{cases} \frac{dP}{dz} = \frac{\xi_1 \xi_7 - \xi_3 \xi_4 \xi_5}{\xi_3 \xi_4 \xi_6 - \xi_2 \xi_7} \\ \frac{dT}{dz} = \frac{\xi_4 (\xi_1 \xi_7 - \xi_2 \xi_5)}{\xi_3 \xi_4 \xi_6 - \xi_2 \xi_7} \end{cases} \quad (4)$$

Здесь

$$\begin{aligned} \xi_1 &= g \rho_{\varphi} + \frac{\lambda_{\varphi}}{2D} m_{\text{см}}^2 \left[\frac{\eta_1^2}{\varphi_1 \rho_1} + \frac{\eta_2^2}{\varphi_2 \rho_2} \right]; \\ \xi_2 &= 1 - m_{\text{см}}^2 \left[\frac{\bar{\eta}_1^2}{\varphi_1 \rho_1^2} \left(\varphi_1 \frac{\partial \rho_1}{\partial P} + \rho_1 \frac{\partial \varphi_1}{\partial P} \right) + \frac{\bar{\eta}_2^2}{\varphi_2 \rho_2^2} \left(\varphi_2 \frac{\partial \rho_2}{\partial P} + \rho_2 \frac{\partial \varphi_2}{\partial P} \right) \right]; \\ \xi_3 &= m_{\text{см}}^2 \left[\frac{\bar{\eta}_1^2}{\varphi_1^2 \rho_1^2} \left(\varphi_1 \frac{\partial \rho_1}{\partial T} + \rho_1 \frac{\partial \varphi_1}{\partial T} \right) + \frac{\bar{\eta}_2^2}{\varphi_2^2 \rho_2^2} \left(\varphi_2 \frac{\partial \rho_2}{\partial T} + \rho_2 \frac{\partial \varphi_2}{\partial T} \right) \right]; \\ \xi_4 &= (\bar{\eta}_1 C_{p,1} + \bar{\eta}_2 C_{p,2})^{-1}; \quad \xi_5 = (T - T_e)(G_{\text{см}} R_T)^{-1}; \\ \xi_6 &= \bar{\eta}_1 C_{p,1} \varepsilon_{1,1} + \bar{\eta}_2 C_{p,2} \varepsilon_{1,2} - m_{\text{см}}^2 \left[\frac{\bar{\eta}_1^2}{\varphi_1^2 \rho_1^3} \frac{\partial \rho_1}{\partial P} + \frac{\bar{\eta}_2^2}{\varphi_2^2 \rho_2^3} \frac{\partial \rho_2}{\partial P} \right]; \\ \xi_7 &= \frac{m_{\text{см}}^2}{\bar{\eta}_1 C_{p,1} + \bar{\eta}_2 C_{p,2}} \left[\frac{\bar{\eta}_1^2}{\varphi_1^2 \rho_1^2} \frac{\partial \rho_1}{\partial T} - \frac{\bar{\eta}_2^2}{\varphi_2^2 \rho_2^2} \frac{\partial \rho_2}{\partial T} \right] - 1, \end{aligned}$$

где $\bar{\eta}_1 = \eta_1$; $\bar{\eta}_2 = \eta_2$ — при движении по трубе системы газ—вода;

$$\bar{\eta}_1 = \frac{1}{\Delta Z} \int_z^{z+\Delta z} \eta_1 dh; \quad \bar{\eta}_2 = \frac{1}{\Delta Z} \int_z^{z+\Delta z} \eta_2 dh \quad \text{— при движении по трубе газо-}$$

жидкостной смеси с фазовыми переходами.

Система уравнений (4) дополняется граничными условиями, которые устанавливаются как известные давление и температура на одном из концов трубы:

$$\bar{P}|_{z=z_0} = P_0; \quad \bar{T}|_{z=z_0} = T_0 \quad (5)$$

Для определения теплофизических характеристик, входящих в правые части системы уравнений (4), она замыкается уравнениями состояния газовой и жидкой фаз, соотношениями для расчета их вязкости и теплопроводности, а также функциональными зависимостями

$$\begin{aligned} \varphi_2 &= \varphi_2(\beta_2, Fr, Re, We, f); \\ \lambda_{\varphi} &= \lambda_{\varphi}(\beta_2, Fr, Re, f, \Delta/D), \end{aligned}$$

конкретный вид которых зависит от структуры потока.

В случае моделирования процесса движения многокомпонентной системы с фазовыми переходами к указанным замыкающим соотношениям добавляется условие локального термодинамического равновесия — равенство летучестей компонентов смеси в газовой и жидкой фазах. Кроме того, для вычисления профиля температуры в скважине необходимо задать геотермический градиент и коэффициенты тепло- и теплопроводности горных пород.

Интегрирование системы (4) с граничными условиями (5) осуществляется численно на ЭВМ.

Параметры, зависящие от структуры потока

Для идентификации структур течения рядом авторов предложены карты режимов (G. F. Hewitt and O. N. Roberts., 1969 С. С. Кутателадзе, М. А. Стырикович, 1976; J. Taitel and A. E. Dukler, 1977; T. Oshinowo and M. E. Charles, 1974; А. А. Точигин и др.). Все эти карты плоские, т. е. определение структуры течения осуществляется по двум безразмерным параметрам, образованным из определяющих критериев. Системы координат у разных авторов разные, и единого мнения о наиболее подходящей системе координат пока нет.

Для определения структуры течения двухфазного потока нами использовалась методика А. А. Точигина [3].

При всем многообразии структур течения и сложности идентификации областей их существования можно выделить для практических целей две основные структуры: кольцевую, включающую собственно кольцевое и дисперсно-кольцевое течение; пробковую, состоящую из собственно пробкового и пузырькового течений. Это связано с тем, что только кольцевая и пробковая структуры качественно отличаются закономерностями изменения истинного газосодержания и гидравлического сопротивления [2].

Для расчета истинного газосодержания при различных структурах течения нами использовались зависимости, полученные А. А. Точигиным на основе многочисленных лабораторных данных.

Для оценки потерь давления на трение существуют разные способы. Широкое распространение получили методы, которые строятся на системе переменных безотносительно к любому частному режиму течения, например, метод Локкарта—Мартинелли, Мартинелли—Нельсона, Чизхольма и др. Другим распространенным подходом к этой задаче является представление коэффициента гидравлического сопротивления стенки трубы движущемуся потоку газожидкостной смеси в форме зависимости [2] $\lambda_{\varphi} \equiv \lambda_0(Re_0, \Delta/D)$, $\psi((Fr, Re, f)$, где ψ — поправочный коэффициент, представляемый эмпирическими зависи-

Мостями, получаемыми путем обработки экспериментальных данных; λ_0 — коэффициент гидравлического сопротивления эквивалентного однофазного потока. Эти соотношения легко использовать и они достаточно точны, если их применять в областях, где они справедливы. Здесь следует отметить, что достижение подобия одновременно по критериям Fr и Re при проведении лабораторных исследований с целью имитации эксплуатационных условий на реальных газодобывающих объектах невозможно. Кроме того, в указанных исследованиях, как правило, соблюдается ограничение $Re \leq 10^3 + 10^5$. Однако для высокодебитных скважин характерны значения $Re > 10^7$. В связи с этим для расчета коэффициентов гидравлического сопротивления нами предложены и использовались зависимости (таблица), полученные для кольцевого и пробкового режимов течения в рамках схематизации одномерного осесимметричного течения газожидкостной смеси в цилиндрических трубах.

Зависимости для расчета коэффициента гидравлического сопротивления смеси при различных структурах потока

Структура течения	Зависимости
Пробковая	$\lambda_{\varphi} = Fr_{см} \frac{\lambda_1 + \varphi_2 (\lambda_2 \rho - \lambda_1)}{Fr_1 + \varphi_2 (Fr_2 \rho - Fr_1)}, \text{ где}$ $\lambda_1 = f \left(\frac{\rho_1 \omega_{см} D}{\mu_1}; \Delta/D \right); Fr_1 = \omega_1^2 / gD;$ $\lambda_2 = f \left(\frac{\rho_2 \omega_{см} D}{\mu_2}; \Delta/D \right); Fr_2 = \omega_2^2 / gD$
Кольцевая	$\lambda_{\varphi} = \left[\lambda_1 \frac{(1-\gamma)^2}{\beta_1^2 \varphi_1^2} \varphi_2^{-0,5} - \frac{2(1-\rho)\varphi_1}{\rho Fr_{см}} \right] \left(\frac{\beta_1^2}{\varphi_1 \rho} + \frac{\beta_2^2}{\varphi_2} \right)^{-1};$ $\lambda_1 = \frac{24}{Re_{пл}} \left\{ \frac{V \sqrt{\varphi_2}}{(\varphi_1 + 3V \sqrt{\varphi_2}) / (\gamma - 1)^2 \rho} \left[1 - \frac{(1-\rho) Re_{пл}}{3 Fr_{пл}} \right] \right\}, Re_{пл} < 400,$ $\lambda_1 = \frac{8 V \sqrt{\varphi_2}}{\rho (V \sqrt{\varphi_2} + \varphi_1)} \left[\frac{(1-\rho)}{(\gamma - 1)^3 Fr_{пл}} - \gamma \right], Re_{пл} > 400,$ <p>где $\gamma = \omega_2 / \omega_1$; $V = v_{ж} / \omega_{от}$; $\rho = \rho_2 / \rho_1$; $\omega_{от} = \omega_2 - \omega_1$; $Fr_{пл} = \omega_1^2 / gD$; $Re_{пл} = \omega_1 \rho_1 \delta / \mu_1$</p>

Промысловые исследования двухфазных течений в скважине и результаты их математического моделирования

С целью изучения возможности использования зависимостей для расчета истинного газосодержания [7, 8], а также апробации разработанной методики газогидродинамического расчета, было проведено комплексное экспериментальное исследование на Оренбургском газоконденсатном месторождении [4]. Путем закачки водометанольного раствора в затрубное пространство скв. № 182 с последующей подачей его через циркуляционный клапан в НКТ моделировался процесс эксплуатации скважины при различных количествах жидкой фазы в ее продукции. Дебит газа изменялся от 173,3 до 466,2 тыс. м³/сут, а расход водометанольной смеси — от 0,67 до 67,43 м³/сут. Проведенные за-

тем газогидродинамические расчеты показали хорошее соответствие их результатов фактическим данным: абсолютное расхождение расчетных и измеренных в устье скважины значений температуры находится в диапазоне 1,5 ÷ 3,0 с; относительное расхождение расчетных значений давления с замеренными на промысле составляет — 2,34—2,29%, в среднем 1,30%. Учитывая, что определяющую роль в полных потерях давления по стволу скважины играют гидростатические потери, можно сделать вывод о том, что использование эмпирических зависимостей $\varphi_2 = f(\beta_2)$ в методике газогидродинамического расчета скважин вполне правомерно.

Моделирование фазового состояния и теплофизических свойств газоконденсатных систем

Движение в стволе скважины газоконденсатной смеси при термобарических условиях, соответствующих ее двухфазному состоянию, сопровождается интенсивным массообменом между газовой и жидкой фазами. Считаем, что в любом сечении ствола скважины соблюдаются условия локального термодинамического равновесия. В этом случае замыкающими соотношениями для расчета массового и объемного расходного газосодержания являются уравнения, описывающие парожидкостное равновесие — компонентной системы заданного состава при давлении P и температуре T

$$\begin{cases} f_{i,1} - f_{i,2} = 0, & i = \overline{1, N} \\ x_1 L - y_1 V - z_1 = 0, & i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ L + V - 1 = 0 \end{cases} \quad (6)$$

В системе (6), состоящей из $(2N+2)$ уравнений, искомыми являются составы газовой y_i и жидкой x_i фаз, а также их молярные доли V и L . Величину V можно назвать молярным расходным газосодержанием. Переход к массовому и объемному расходному газосодержанию осуществляется соответственно по формулам

$$\eta_2 = \frac{VM_2}{VM_2 + LM_1}; \beta_2 = \frac{VM_2 \rho_2^{-1}}{VM_2 \rho_2^{-1} + LM_1 \rho_1^{-1}} \quad (7)$$

В настоящее время наиболее апробированным для газоконденсатных систем, в том числе включающих сероводород, двуокись углерода, азот, является уравнение состояния Пенга-Робинсона. В описываемой математической модели и разработанных для ее численной реализации алгоритмах и программах для ЭВМ использовано это уравнение состояния. На его основе вычисляются летучести компонентов, плотности и теплофизические свойства как газовой, так и жидкой фаз газоконденсатных систем. Соответствующие выражения приведены в [5].

Существенной особенностью движения в стволе скважины газоконденсатной системы является то, что часть пути смесь может находиться в однофазном газообразном, а затем — в двухфазном паро-

жидкостном состоянии. Переход однофазного к двухфазному (или наоборот) движению обусловлен образованием в стволе скважины термобарических условий начала конденсации смеси в ретроградной области. Авторами реализован метод расчета давления начала конденсации многокомпонентной системы на основе решения следующей системы уравнений

$$\begin{cases} f_{1,1} - f_{1,2} = 0 \\ \sum_{i=1}^N x_i - 1 = 0 \end{cases} \quad (8)$$

Результаты моделирования и анализ особенностей движения газоконденсатных смесей в скважинах

Авторами было осуществлено моделирование процесса эксплуатации скважин Карачаганакского газоконденсатнефтяного месторождения. Для этой цели были выбраны скважины № 101, 104 и 107, так как по этим скважинам имеется наиболее полный материал гидродинамических, геофизических и газоконденсатных исследований. В качестве примера рассмотрим режим работы скв. № 104 с массовым дебитом 741,9 т/сут. Расчеты показали, что забойное давление (43,6 МПа) больше давления начала конденсации добываемой смеси. Поэтому на участке от забоя до глубины 3900 м наблюдается однофазный газовый поток. Затем начинается конденсация смеси на внутренней поверхности лифтовых труб, что приводит к возникновению кольцевой структуры течения. Сравнительно невысокие скорости газа, небольшая разница в плотности жидкой и газовой фаз, значительное количество сконденсировавшейся жидкости приводит к утолщению пленки конденсата на стенке трубы, и под влиянием гравитационных сил пленка начинает «зависать». Процесс «зависания» пленки конденсата сопровождается уменьшением касательных напряжений на стенке трубы, и на участке 2000—2200 м отмечается снижение градиента давления. Дальнейшее увеличение количества жидкой фазы в потоке приводит к тому, что начиная с отметки 1600 м формируется вспененная структура, переходящая затем в пробковую. Пробковое течение сохраняется до устья.

Тепловой режим работы скв. № 104 характеризуется существенной нелинейностью температурного профиля. Это объясняется как изменяющимся по глубине характером теплообмена движущегося флюида с горными породами, так и изменением, под влиянием термобарических условий, теплофизических свойств газовой и жидкой фаз. На глубине 4100 м отмечается точка инверсии, ниже которой коэффициент Джоуля-Томсона является положительным. Это приводит к нагреву газовой фазы при движении от забоя до глубины 4100. В результате, как показывает расчет, на участке, соответствующем интервалу вскрытия продуктивного пласта и несколько выше, наблюдается калоримертический эффект. Аналогичная картина изменения температуры наблюдается по данным промысловых геофизических исследований для ряда других скважин месторождения Карачаганак.

Моделирование работы скважин проводилось от забоя к устью. Поэтому относительное расхождение результатов промысловых замеров и расчетных значений давления оценивалось по устьевому дав-

лению. Для рассмотренного режима работы скв. № 104 эта величина составляет 0,54%, а средняя погрешность расчетов не превышает 2,9%.

Проведенное моделирование режимов эксплуатации скважин Карачаганакского газоконденсатнефтяного месторождения показало, что взаимное влияние газогидродинамических потоков и теплофизических свойств фаз очень значительно.

Таким образом, моделирование процесса эксплуатации скважин, в добываемой продукции которых содержится жидкая фаза, должно осуществляться на основе комплексного подхода к решению задач газогидродинамического и теплового расчетов режимов работы ствола с учетом тех термодинамических процессов, которые сопровождают течение флюида в реальных условиях.

Литература

1. Телетов С. Г. Новые исследования по общим уравнениям гидродинамики и энергии двухфазных течений. — М.: Атомиздат, 1970.—63 с.
2. Движение газожидкостных смесей в трубах/В. А. Мамаев, Г. Э. Одишария, О. В. Клапчук, А. А. Точигин, Н. И. Семенов. — М.: Недра, 1978.—270 с.
3. Точигин А. А. Гидродинамика газожидкостных смесей в разработке и эксплуатации газоконденсатных месторождений. Автореф. дисс. докт. техн. наук. — М., 1979.
4. Шепкина Н. Е. Результаты комплексных исследований скв. 182 Оренбургского месторождения. — М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, ЭИ. Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений, 1980, вып. 22, с. 7—12.
5. Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных систем. — М.: Недра, 1984.—264 с.

Условные обозначения

- φ, β, η — истинное, объемное и массовое содержания фазы;
 $\rho_{\Sigma} = \varphi_1 \rho_1 + \varphi_2 \rho_2$ — истинная плотность смеси;
 ω — средняя скорость;
 λ_1 — коэффициент гидравлического сопротивления поверхности раздела фаз;
 λ_{Σ} — коэффициент гидравлического сопротивления стенки трубы двухфазному потоку;
 λ — коэффициент гидравлического сопротивления стенки трубы эквивалентному однофазному потоку;
 τ_{ω} — касательные напряжения на стенке трубы для смеси;
 $V_* = \sqrt{\tau/\rho}$ — динамическая скорость;
 Q — тепловой поток;
 P — смоченный периметр трубы;
 D — диаметр трубы;
 δ — толщина пленки;
 m — массовая скорость, приведенная к единице площади поперечного сечения трубы;
 G — массовая скорость
 Остальные обозначения общепринятые.
 Нижние индексы
 1 — жидкая фаза; 2 — газовая (паровая) фаза; см — свойства смеси;
 i — свойство i-го компонента смеси.

С. Н. Закиров, Н. Ж. Шепкина, А. И. Брусиловски

ГАЗ-СУ ВЭ ГАЗ-КОНДЕНСАТ СИСТЕМЛЭРИНИН ГУЖУДА ГЭРАРЛАШМЫШ ГЕЈРИ-ИЗОТЕРМИК ҺАРЕКЭТИНИН РИЈАЗИ МОДЕЛЛЭШДИРИЛМЭСИ

Мәғаләдә газ-су вә газ-конденсат системләрнин гужда гәрарлашмыш гејри-изотермик һәрәкәтинин ријазин һәлләи мәсәләси шәрһ олунур. Һәрәкәт заманы мұхтәлиф структурларын јаранмасы, фазалар арасында күтлә әләгәләри, фазаларын физики-истилик хәссәләри вә бунларын ахында нисби мигдарлары өјрәнилип.

MATHEMATICAL SIMULATION OF STATIONARY
UNISOTHERMAL MOVEMENT OF GAS WATER AND
GAS CONDENSATE SYSTEMS IN WELLS

The present article gives a mathematical setting of the problem on stationary unisothermal movement of gas water and gas condensate systems in wells. A possibility of formation of different flow structures, mass exchange between phases, and change of thermophysical properties of phases and their correlation in a flow are taken into account. The results of calculations are compared with the data of field tests.

УДК 622.(276+279).031:547.2.03:533

З. Я. АББАСОВ

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ ФОРМИРОВАНИЯ
ДАВЛЕНИЯ ГАЗА И ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ
АЭРОЗОЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ В СКВАЖИНАХ

Известно, что применяемые в настоящее время упрощенные математические модели формирования давления и движения газовых и газоконденсатных смесей в скважинах недостаточно полно учитывают динамику скважинных условий и агрегатное состояние флюидов на разных глубинах. Поэтому сложившиеся методы расчета пластового и забойного давлений удовлетворительно согласуются с практикой только в узком диапазоне давлений, дебитов и глубин.

Наши исследования [1] на примере 85 скважинозамеров на месторождениях Азербайджанской ССР — Бахар, Булла-море, Дуванный-море—Сангачалы-море—о. Булла, а также на месторождении Вуктыл показали, что рассмотренные наиболее распространенные методы расчета при глубине скважин от 1000—5000 м характеризуются систематическим занижением результатов, причем росту погрешности при увеличении глубины скважин соответствует коэффициент корреляции 0,91. Показано также, что рассмотренные методы неперспективны при переходе к газоконденсатным и обводненным газовым скважинам с двухфазным состоянием флюидов в скважинных условиях. Показано, что источником систематической погрешности является принятое для бесконечно малых второго порядка отбрасывание произведения дифференциалов в уравнении приращения давления газа под действием гравитации, что в данном случае нарушает соответствие физической модели, так как это эквивалентно характеристике газа не средним давлением на рассматриваемом участке, а давлением на его границе. При сохранении указанного произведения нами получено рекуррентное соотношение

$$P_{n+1} = P_n \left[1 + \frac{Mg \Delta x \cos \varphi_n}{Z(\bar{P}_n, \bar{T}_n) R \bar{T}_n - 0,5 Mg \Delta x \cos \varphi_n} \right], \quad (1)$$

где R , g — универсальная газовая постоянная и ускорение свободного падения, M , Z — молярная масса газа и коэффициент сжимаемости газа на участке между сечениями ствола скважины n и $(n+1)$, характеризующего углом отклонения от вертикали φ_n , средней температурой \bar{T}_n и средним давлением \bar{P}_n .

Рекуррентное соотношение (1) апробировано в итерационном алгоритме на вышеуказанном промысловом материале по 85 скважинозамерам в интервале давлений от 17 до 35 МПа. Расхождения между измеренными и расчетными значениями давления колебались от —3,6 до +2,7%, корреляции между погрешностью и глубиной скважин не наблюдалось. Таким образом, показано, что расчет статического

давления газа по полученному нами рекуррентному соотношению свободен от систематической погрешности [1].

В промысловой практике расчеты статического давления в газоконденсатных скважинах, как правило, основываются на барометрической формуле для газа с заменой относительной плотности газа относительной плотностью псевдогомогенной газоконденсатной смеси. Известны попытки отражения в расчетах давления фазовых характеристик смеси в скважинных условиях, где состояние газоконденсатной смеси рассматривалось при средних значениях параметров состояния, а наличие воды игнорировалось. Опыт подобных расчетов показал, что повысить точность решения прикладных задач можно только в результате взаимодействия алгоритмов более глубокого анализа двухфазного состояния флюидов и итерационного расчета по рекуррентному соотношению, подобному (1). Соответствующий вывод расчетных зависимостей для остановленной скважины выполнен при следующих допущениях: а) температура газоконденсатной смеси на участках ствола скважины известна и распределена по глубине линейно или кусочно-линейно; б) из-за протекания фазовых переходов непосредственно в стволе скважины и самопроизвольной квазистатической циркуляции флюидов газоконденсатная смесь находится в аэрозольном состоянии.

Рекуррентное соотношение для давлений на границах участка квазистатического столба газоконденсатной смеси при указанных допущениях получено в виде [1]:

$$P_{n+1} = P_n + \frac{[P_n M'_n (1 - v_n^*) + \rho_n^* v_n^* Z' (P_n, \bar{T}_n) R \bar{T}_n] g \Delta x \cos \varphi_n}{Z' (P_n, \bar{T}_n) R \bar{T}_n - 0,5 M'_n g \Delta x (1 - v_n^*) \cos \varphi_n}, \quad (2)$$

где M'_n , $Z' (P_n, \bar{T}_n)$ — молярная масса и коэффициент сжимаемости газовой фазы, v_n^* , ρ_n^* — объемная доля и плотность жидкой фазы. Остальные переменные соответствуют рекуррентному соотношению (1).

При выводе (2) учтено, что все указанные характеристики фаз могут быть вычислены по результатам классической схемы парожидкостных расчетов. Показано, что при этом значение плотности жидкой фазы удобно определять по коэффициенту сжимаемости $Z'' (P_n, \bar{T}_n)$, а а объемную долю жидкой фазы по выражению:

$$v_n^* = \frac{(1 - G) Z'' (P_n, \bar{T}_n)}{G Z' (P_n, \bar{T}_n) + (1 - G) Z'' (P_n, \bar{T}_n)}, \quad (3)$$

где G — мольная доля газовой фазы в системе.

Рекуррентные соотношения (1) и (2) получены при допущении постоянства молярной массы смеси по глубине. Однако из промысловой практики известны случаи, когда после остановки скважины на исследовательские работы проходит некоторое время, достаточное, чтобы состав смеси изменился под действием гравитации и теплового поля, что адекватно изменению молярной массы по глубине.

Рассмотрена возможность расчета статического давления газа с учетом изменения его состава по глубине под действием гравитации [2]. Влияние гравитации на состав бинарных смесей в глубоких скважинах рассмотрено Б. Х. Сейджем [3], а на состав фаз углеводород-

ных смесей в пластах большой этажности — авторским коллективом с участием Г. Р. Гуревича и А. И. Брусиловского [4]. В их работах развит термодинамический подход к данному вопросу.

Для оценки масштабов этого явления в газовых скважинах нами в направлении учета реальных свойств газа и его компонентов обобщен закон Дальтона:

$$\frac{P}{Z(P, T)} = \sum \frac{P_i}{Z_i(P_i, T)}, \quad Y_i = \frac{P_i Z(P, T)}{P Z_i(P_i, T)}. \quad (4)$$

Здесь $Z(P, T)$, $Z_i(P_i, T)$ — коэффициенты сжимаемости газа при общем давлении смеси P и отдельных компонентов при их парциальном давлении P_i , Y_i — мольная доля компонента. Выражения (4) являются следствием аддитивности кинетической энергии компонентов и материального баланса при равномерном распределении компонентов по всему рассматриваемому объему. Для численных расчетов по (4) потребовалось разработать специальную методику вычислений с применением кубического уравнения к состоянию газа и отдельных его компонентов.

По методике, основанной на (1) и (4), был выполнен оценочный расчет для одной газоконденсатной скважины месторождения Вуктыл [2], детально охарактеризованный несколькими замерами давления на разных глубинах. Результаты расчета показали, что концентрация метана в газе снижается от устья к забою (глубина 2690 м) на 10%, а концентрация обобщенного компонента S_{3+} возрастает почти на такую же величину. При этом зависимость молярной массы газа от глубины имеет нелинейный характер. Расчетные давления практически совпали с измеренными на устье и нескольких глубинах.

Известно, что одним из основных газогидродинамических параметров скважин является величина забойного давления. В зависимости от этого параметра находятся как добычные возможности скважин, так и разработка месторождения в целом. Проанализированы сложившиеся методы определения забойного давления в работающих газовых скважинах. Показано [], что использование различных модификаций уравнения энергии в механической форме (уравнение Бернулли) и практикующееся информационное обеспечение соответствующих расчетов дают удовлетворительные результаты только для неглубоких скважин (до 1500 м) и небольших действующих давлений (до 10 МПа).

Нами поставлена и решена задача об определении давления газа в работающей газовой скважине [1] без привлечения традиционного эмпирического материала по коэффициенту гидравлического сопротивления, с использованием которого в промысловой практике связано больше всего неясностей и погрешностей.

Уравнение энергии в известных формах уравнения Бернулли и уравнения теплосодержания отнесено к единице массы газа в потоке и не фиксирует границы участка, для которого составлено исходное дифференциальное уравнение. Это достигнуто, в частности, заменой работы расширения газа термодинамическим эквивалентом в виде разности тепловой энергии внешнего теплообмена и изменения внутренней энергии.

В нашем исследовании границы рассматриваемого участка установившегося потока зафиксированы, что дало возможность задаться изменением параметров состояния газа, определить для дифференциально малых объемов потока мгновенную массу газа и найти для этой массы изменение дифференциальных слагаемых баланса энергии при движении рассматриваемого объема от некоторого положения на участке до его границы. В результате получена новая форма дифференциального уравнения энергии, опирающегося только на уравнение состояния газа, уравнение неразрывности и физические определения кинетической (E_k), потенциальной (E_n) энергии, работы сил давления (A_p) и работы расширения газа (A_r):

$$\int_0^1 dA_p + \int_0^1 dA_r = \int_0^1 dE_k + \int_0^1 dE_n. \quad (5)$$

Получена расчетная формула для работы расширения дифференциально малой мгновенной массы газа, интегрируются слагаемые уравнения энергии, причем формулами приближенного вычисления результаты интегрирования сводятся к алгебраическим выражениям. Уравнение (5) после подстановки соответствующих интегралов решается относительно перепада давлений на участке потока, что приводит к следующему рекуррентному соотношению:

$$P_{n+1} = P_n \left[1 + \frac{\frac{A_1 l_n}{Z_n T_n} + \frac{T_{n+1} - T_n}{T_n} + \frac{(T_{n+1} - T_n)^2}{3T_n^2} - \frac{A_2 Z_n (T_{n+1} - T_n)}{P_n^2}}{2 + \frac{T_{n+1} - T_n}{3T_n} - \frac{A_2 Z_n T_n}{P_n^2}} \right]. \quad (6)$$

Коэффициенты A_1, A_2 определены с учетом общезвестных констант и размерности измеряемых в промысловой практике величин:

$$A_1 = \frac{2Mg}{R} = 2,3589 \cdot 10^{-3} \cdot \text{м};$$

$$A_2 = \frac{MP_0^2 Q_0^2}{T_0^2 F^2 R} = 3,1632 \cdot 10^{-3} \frac{MQ_0^2}{d^4}.$$

Здесь F, d (мм) — площадь проходного сечения и диаметр подъемных труб, Q_0 (тыс. м³/сут) — дебит газа, отнесенный к нормальным условиям T_0, P_0 .

Выполнен анализ уравнения энергии для мгновенной массы равновесной газоконденсатной смеси на участке конечной длины. Так же, как и для газового потока, работа расширения газа учитывалась явно. Тепло, выделяемое при конденсации, суммировалось с теплом, затрачиваемым на внешний теплообмен. Для давлений на границах участка потока получено следующее рекуррентное соотношение [5]:

$$P_{n+1} = P_n \left[1 + \frac{A_1 + A_2 + (1 - v_n') \left(1 + \frac{\Delta T_n}{3T_n} \right) \frac{\Delta T_n}{T_n} - A_3 \Delta T_n}{2 - v_n' + (1 - v_n') \frac{\Delta T_n}{3T_n} - A_3 T_n} \right], \quad (7)$$

где с учетом обычной для промысловой практики размерности величин

$$A_1 = 235,9 \cdot 10^{-5} \frac{l_n M_n' v_n' \cos \varphi_n}{Z_n' T_n},$$

$$A_2 = 176,9 \cdot 10^{-5} \frac{l_n M_n' (1 - v_n') \cos \varphi_n}{Z_n' T_n},$$

$$A_3 = 292,7 \cdot 10^{-5} \frac{M_{cm}^2 M_n' Z_n'^2 Z_n' (1 - v_n') \left(\frac{24,06 Q_k}{M_k} + Q_r \right)^2}{P_n^2 d^4 [M_n' (1 - v_n') Z_n' + M_n' v_n' Z_n']^2},$$

Q_r, Q_k — дебиты газа и стабильного конденсата; M_k, M_{cm} — молярная масса стабильного конденсата и газоконденсатной смеси в целом. У коэффициентов сжимаемости газовой Z_n' и жидкой Z_n'' фаз условно опущены параметры состояния P_n и T_n .

По (7) видно, что расчет распределения давления по глубине работающей газоконденсатной скважины информационно и методически совместим с расчетом давления в газовой скважине по (6). Это позволяет, опираясь на классическую схему парожидкостных расчетов, выявлять участки одно- и двухфазного течения в процессе итерационного расчета давления и на очередном шаге итерации менять аналитическую базу без привлечения какой-либо дополнительной информации.

С целью определения объемной концентрации жидкой фазы v_n'' по (3) нами разработано новое кубическое уравнение состояния, ориентированное на более высокое давление. Такая необходимость была вызвана тем, что известные уравнения состояния из этого класса характеризуются высокой погрешностью при определении объемных свойств жидкой и газовой фаз [6].

Новое кубическое уравнение состояния для смеси представлено в виде:

$$P = RT \left[\frac{1}{V-b} - \frac{a}{V(V+C)} \right], \quad (8)$$

что приводит при вычислении коэффициента сжимаемости к уравнению:

$$Z^3 - \left[a + (b-c) \frac{P}{RT} \right] Z^2 + \frac{P}{RT} \left(a - c - bc \frac{P}{RT} \right) Z - ab \frac{P}{RT} = 0. \quad (8a)$$

Для уравнения (8) разработано следующее правило смешения:

$$a = a_0 \left(\sum X_i V_{ki} \right) \left(a_1 \sum X_i \frac{T_{ki}}{T} + a_2 \sum X_i \sqrt{\frac{T_{ki}}{T}} + a_3 \right),$$

$$b = b_0 \left(2 \sum X_i V_{ki} + \sum X_i V_{ki} \frac{T}{T_{ki}} \right), \quad (9)$$

$$c = b_0 \sum V_{ki} X_i \left(\frac{T_{ki}}{T} \right)^{1,5},$$

Получены несовпадающими наборы коэффициентов регрессии для газовой фазы: $a_1=0,5$; $a_2=0,31$; $a_3=0,14$; для жидкой фазы: $a=2,977$; $a_2=-3,354$; $a_3=1,655$.

По разработкам и под руководством автора подготовлен и внедряется в условиях объединения «Каспморнефтегаз» комплекс программ STATIS, который может обеспечить как исследовательские расчеты при наличии полной технологической информации, так и промышленные расчеты при частичном отсутствии некоторых данных, например, углеводородного состава системы.

Аналогичный комплекс программ LIFT по разработкам и под руководством автора подготовлен к сдаче в промышленную эксплуатацию. Работе над ним сопутствовали следующие аналитические исследования: 1) распределение общего дебита газа или газоконденсатной смеси по потокам двухрядного лифта при отсутствии отдельных замеров [7]; задача решена для устьевых штуцеров по теореме об изменении импульса в единицу времени с условием постоянства суммарного массового расхода и подчинением газа уравнению состояния Клапейрона — Менделеева; 2) уравнение регрессии, отражающее зависимость устьевой температуры от дебита при наличии данных по одному из режимов работы скважины [8]; 3) методика учета местных сопротивлений [9].

Комплекс программ LIFT позволяет отразить в расчете любую скважинную ситуацию как по состоянию флюидов, так и по конструкции лифтовых труб.

С использованием комплекса программ LIFT была проведена апробация рекуррентных соотношений (6) и (7) по 6 газоконденсатным скважинам месторождений Бахар, Булла-море и опубликованным зарубежными исследователями данным по 24 газовым скважинам и 31 газоконденсатной. Забойные давления в указанных исследованиях наблюдались в интервале 5—34 МПа. Отклонения расчетных значений давления от измеренных колебались в пределах 7% при средней погрешности, близкой к нулю.

Разработан и испытан графоаналитический способ анализа возможных вариантов технологического режима в процессе эксплуатации конкретных скважин. Реализация этого способа предусматривает моделирование на ЭВМ вариантов расчета режима работы скважины при характеризующих ее параметрах пласта, лифта и системы сбора продукции. Аналитически описанная задача решена совместным использованием двучленной формулы притока газа или газоконденсатной смеси к скважине, авторской формулы для перепада давлений на штуцере, регрессионной зависимости устьевой температуры от дебита, уравнения состояния газа или алгоритма анализа фазового равновесия системы, алгоритма расчета распределения динамического давления в скважине по рекуррентному соотношению (7) с учетом реальной конструкции лифта.

Выводы

1. Исследованы основные принципы формирования статического и динамического давления в газовых и газоконденсатных скважинах с учетом распределения и содержания фаз по глубине.

2. Разработаны и внедрены в инженерную практику аналитические методы расчета определения пластового и забойного давлений в

газовых и газоконденсатных, в том числе обводненных скважинах с учетом фазового состояния флюидов и реальной конструкции лифта. Выполнена алгоритмизация расчетов на ЭВМ.

Литература

1. Аббасов З. Я. Движение газа и газоконденсатных смесей в скважинах. — Баку: ЭЛМ, 1986.—150 с.
2. Аббасов З. Я. Учет изменения состава газа по глубине скважин при расчете статического забойного давления. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1986, № 2, с. 151—156.
3. Сейдж Б. Х. Термодинамика многокомпонентных систем. — М.: Недра, 1969.—304 с.
4. Баталин О. Ю., Брусиловский А. И., Вафина Н. Г., Гуревич Г. Р. Прогнозирование состава пластовой смеси и давления по глубине залегания залежи. — ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромышленное дело и транспорт нефти». НТС, вып. 10, 1984, с. 9—11.
5. Аббасов З. Я. Гидродинамические особенности течения газоконденсатной смеси в скважинах и методика расчета динамического забойного давления. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1986, № 5, с. 64—70.
6. Аббасов З. Я. Исследование двухпараметрических уравнений состояния в области закритических давлений. — Депон. ВИНТИ, № 2385—В 86—26 с.
7. Аббасов З. Я. Аналитическое определение дебита газовых и газоконденсатных скважин по устьевым параметрам. — АНХ, 1986, № 11, с. 33—35.
8. Аббасов З. Я., Мамиев Г. С., Исмаилов Ш. Г. Метод прогнозирования температуры на устье работающей газовой и газоконденсатной скважины. — АНХ, 1986, № 7, с. 31—34.
9. Аббасов З. Я. Расчет движения газа с учетом реальной конструкции лифтовых труб. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1988, № 5.

З. Я. Аббасов

ГУЈУДА ГАЗ ВӘ АЕРОЗОЛ СТРУКТУРЛУ ГАЗ-КОНДЕНСАТ СИСТЕМЛӘРИНИН ЈАРАТДЫҒЫ ТӘЗЈИГЛӘРИН ЭСАС ПРИНСИПЛӘРИНИН ТӘДҒИГИ

Мәгаләдә, газ вә газ-конденсат гујуларында гују вә термодинамик шәрантләрин дәриндән тәдгигинә эсасән, сүкунәт вә һәрәкәт заманы јаранан тәзјигин һесаблинамасы үчүн јени нәзәри үсул тәклиф олунур. Мәлум үсуллардан фәргли олараг, бурада лај вә гујудибн тәзјигин һесаблинамасында чиһазла өлчүјә јахын гijмәт әлдә олунмушдур.

Z. Ya. Abbasov

STUDY OF MAIN FORMATION PRINCIPLES OF GAS PRESSURE AND GAS-FLUID SYSTEM OF AEROSOL STRUCTURE IN WELLS

On the basis of thermodynamic and well conditions analysis the author has suggested new analytical methods for the calculation of static and dynamic bottom hole pressure in gas and gas condensate wells. In contrast with the methods known the determination accuracy of reservoir and bottom hole pressure in wells is attained by the suggested methods due to the calculation of phase transition in the total pressure balance. This accuracy may be compared with the accuracy of direct calculations.

М. А. ДАДАШ-ЗАДЕ

УДК 622.276.51

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ТЕЧЕНИИ ДВУХФАЗНЫХ СМЕСЕЙ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБАХ

Изучение процесса течения двухфазных смесей в вертикальных трубах представляет значительный интерес в практике добычи нефти. Многочисленные методы расчета параметров течения двухфазных смесей недостаточно обоснованы и характеризуются значительными погрешностями.

Известные расчетные методы [1—5], построенные на основе структурной классификации двухфазного потока и применяемые в настоящее время, отличаются простотой, но обладают рядом недостатков, главным из которых является узкий диапазон их достоверности.

Как показывают наши исследования [6], расчетные методы, разработанные на основе режимной классификации двухфазного потока, являются более перспективными.

Нами рассмотрено движение двухфазной смеси как движение отдельных фаз в двух отдельных цилиндрических трубах.

Известно, что во многих исследованиях за основу теоретических или полуэмпирических представлений положена формула Дарси—Вейсбаха. Следуя этим работам потери давления на трение для смеси вычисляются как

$$\Delta P_{\text{тс}} = \lambda_c \frac{\Delta L}{D} \frac{v_c^2}{2} \rho_c, \quad (1)$$

где λ_c — коэффициент гидравлического сопротивления смеси;
 ΔL — длина элементарного подъемника;
 D — диаметр трубы;
 ρ_c — плотность смеси;
 v_c — средняя скорость смеси.

Если учесть, что плотность смеси в каком-либо поперечном сечении трубы определяется из соотношения $\rho_c = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \rho_{\text{г}}\varphi$, то, после подстановки его в (1) получаем:

$$\Delta P_{\text{тс}} = \lambda_c \frac{\Delta L}{D} \frac{v_c^2}{2} \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \lambda_c \frac{\Delta L}{D} \frac{v_c^2}{2} \rho_{\text{г}}\varphi \quad (2)$$

Известно, что при движении двухфазной смеси площадь поперечного сечения трубы будет состоять из площади, занятой газовой и жидкой фазами. Заменяв подъемник с диаметром D эквивалентными величинами $D_{\text{ж}}$ и $D_{\text{г}}$, имеем $D_{\text{г}} = D\sqrt{\varphi}$ и $D_{\text{ж}} = D\sqrt{1 - \varphi}$. Объемно-расходное газосодержание и скорость смеси можно определить в виде

$\beta = \frac{v_{\text{г}}}{v_c}$ и $v_c = v_{\text{г}} + v_{\text{ж}}$. Переходя к значениям истинных скоростей фаз для жидкости и газа, имеем:

$$V_{\text{г}} = \frac{\beta}{\varphi} \cdot v_c \quad (3) \quad \text{и} \quad V_{\text{ж}} = \frac{1 - \beta}{1 - \varphi} v_c \quad (4)$$

Отсюда следует, что

$$v_c = \frac{1 - \varphi}{1 - \beta} V_{\text{ж}} = \frac{\varphi}{\beta} V_{\text{г}} \quad (5)$$

Подставляя (5) и эквивалентные диаметры для газовой и жидкой фаз в (2), получим:

$$\Delta P_{\text{тс}} = \lambda_c \frac{(1 - \varphi)^{2.5}}{(1 - \beta)^2} \frac{\Delta L}{D_{\text{ж}}} \frac{V_{\text{ж}}^2}{2} \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \lambda_c \frac{\varphi^{2.5}}{\beta^2} \frac{\Delta L}{D_{\text{г}}} \frac{V_{\text{г}}^2}{2} \rho_{\text{г}}\varphi,$$

где φ — истинное газосодержание;

$\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{г}}$ — плотность соответственно жидкости и газа;
 $D_{\text{ж}}$ и $D_{\text{г}}$ — эквивалентные диаметры труб соответственно для жидкости и газа;

β — объемно-расходное газосодержание;

$v_{\text{ж}}$ и $v_{\text{г}}$ — приведенная скорость соответственно жидкости и газа;

$V_{\text{ж}}$ и $V_{\text{г}}$ — истинная скорость соответственно жидкости и газа.
 С достаточной точностью коэффициенты $\lambda_c(1 - \varphi)^{2.5}(1 - \beta)^{-2} = \lambda'_{\text{ж}}$ и $\lambda_c\varphi^{2.5}\beta^{-1} = \lambda'_{\text{г}}$ можно рассматривать как истинные коэффициенты гидравлического сопротивления отдельных фаз.

Тогда потери давления на трение будут:

$$\Delta P_{\text{тс}} = \lambda'_{\text{ж}} \frac{\Delta L}{D_{\text{ж}}} \frac{V_{\text{ж}}^2}{2} \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \lambda'_{\text{г}} \frac{\Delta L}{D_{\text{г}}} \frac{V_{\text{г}}^2}{2} \rho_{\text{г}}\varphi, \quad (6)$$

где $\lambda'_{\text{ж}}$ и $\lambda'_{\text{г}}$ — истинные коэффициенты гидравлического сопротивления соответственно для жидкости и газа.

Из структуры формулы (6) видно, что коэффициенты при величинах $(1 - \varphi)$ и φ являются потерями давления на трение при движении жидкой и газовой фаз в трубах диаметрами $D_{\text{ж}}$ и $D_{\text{г}}$ соответственно.

При этом истинные коэффициенты гидравлического сопротивления жидкой и газовой фаз следует определять по формулам для однородной системы с кажущимися плотностями соответственно $\rho_{\text{ж}}(1 - \varphi)$ и $\rho_{\text{г}}\varphi$ в зависимости от режимов движения фаз, т. е. как функции истинных параметров Рейнольдса. При этом истинные параметры Рейнольдса отдельных фаз следует определять по формулам:

$$\text{Re}'_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{ж}} D_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}} \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) \quad \text{и} \quad \text{Re}'_{\text{г}} = \frac{V_{\text{г}} D_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}} \rho_{\text{г}}\varphi$$

или с учетом приведенных скоростей жидкости и газа, а также с учетом диаметра трубы

$$\text{Re}'_{\text{ж}} = \frac{v_{\text{ж}} D}{\mu_{\text{ж}}} \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) = \text{Re}_{\text{ж}} \sqrt{1 - \varphi} \quad \text{и} \quad \text{Re}'_{\text{г}} = \frac{v_{\text{г}} D}{\mu_{\text{г}}} \rho_{\text{г}}\varphi = \text{Re}_{\text{г}} \sqrt{\varphi}$$

С учетом полученных выше зависимостей, после несложных преобразований имеем дифференциальное уравнение распределения давления в вертикальной трубе:

а) обе фазы движутся ламинарно:

$$\frac{dP_{\text{тс}}}{dL} = i_{\text{ж}} \frac{1}{(1-\varphi)^2} \rho_{\text{ж}} g + i_{\text{г}} \frac{1}{\varphi^2} \rho_{\text{г}} g; \quad (7)$$

б) обе фазы движутся турбулентно:

$$\frac{dP_{\text{тс}}}{dL} = i_{\text{ж}} \frac{1}{(1-\varphi)^{1,625}} \rho_{\text{ж}} g + i_{\text{г}} \frac{1}{\varphi^{1,625}} \rho_{\text{г}} g, \quad (8)$$

где

$$i_{\text{ж}} = \lambda_{\text{ж}} \frac{16 \cdot Q_{\text{ж}}^2}{\pi^2 D^5 2g} \quad \text{и} \quad i_{\text{г}} = \lambda_{\text{г}} \frac{16 \cdot Q_{\text{г}}^2}{\pi^2 D^5 2g};$$

$\mu_{\text{ж}}$ и $\mu_{\text{г}}$ — динамическая вязкость соответственно жидкости и газа; $Re'_{\text{ж}}$ и $Re'_{\text{г}}$ — истинные параметры Рейнольдса соответственно жидкости и газа;

$Re_{\text{ж}}$ и $Re_{\text{г}}$ — параметры Рейнольдса соответственно жидкости и газа;

$\lambda_{\text{ж}}$ и $\lambda_{\text{г}}$ — коэффициенты гидравлического сопротивления для жидкости и газа, которые при ламинарном режиме течения фаз определяются по формуле Пуазейля, при турбулентном — по формуле Блазиуса, а для всей области турбулентности — по формуле А. Д. Альтшуля; g — ускорение свободного падения;

$i_{\text{ж}}$ и $i_{\text{г}}$ — гидравлический уклон для жидкости и газа.

В общем виде расчетная формула для круглой трубы принимает вид:

$$\frac{dP}{dL} = \rho_{\text{ж}} g (1-\varphi) + \rho_{\text{г}} g + i_{\text{ж}} \frac{1}{(1-\varphi)^n} \rho_{\text{ж}} g + i_{\text{г}} \frac{1}{\varphi^n} \rho_{\text{г}} g, \quad (9)$$

где при ламинарном режиме течения фаз $n=2$, при турбулентном — $n=1,625$. При этом φ для круглой трубы при $\beta < 0,9$ определяется по формуле Никлина:

$$\varphi = \frac{0,833 \cdot \beta}{(1 + 0,292 Fr_c^{-0,5})} \quad (10)$$

На базе зависимости (9) разработана методика расчета распределения давления в фонтанирующих газонефтяных скважинах с использованием алгоритма программ на ЭВМ. Результаты расчетов показаны в таблице 1. Как видно из сопоставления данных таблицы, достигнута достаточная для практических расчетов точность.

Литература

- Арманд А. А. — Изв. ВТИ, 1946, № 1.
- Арманд А. А. — Изв. ВТИ, 1950, № 2.
- Мамаев В. А., Одишария Г. Э., Клапчук О. В. и др. Движение газожидкостных смесей в трубах. — М.: Недра, 1969.
- Накоряков В. Е., Бурдуков А. П., Покусаев Б. Г. и др. Исследование турбулентных течений двухфазных сред. — Новосибирск: Наука, Сиб. отд. АН СССР, 1973.

№	Диаметр подъем- ника, м	Расход жидкости в норм. условиях, м ³ /с	Расход газа в норм. условиях, м ³ /с	Отношение давления к атмосф.	Отношение давления к атмосф.	Отношение измерен. давления к атмосф.	Длина подъем- ника, м	Объемно- расходн. газосо- держание	Фактич. $\frac{dP_{\text{тс}}}{dL}$, кг/с ³	Расчетн. $\frac{dP_{\text{тс}}}{dL}$, кг/с ³	θ , %	Отношение расчетного давления к атмосфери.
1	0,0719	0,00495	0,67365	10,547	6	19,968	157,3	0,8988	247,7	237,64	+4,23	12
2	"	"	"	"	7	27,351	307,9	0,8544	192,8	188,15	+2,41	19,087
3	"	"	"	"	8	40,991	609,0	0,7986	142,6	149,21	-4,64	27,078
4	"	"	"	"	9	56,389	920,2	0,7363	119,9	121,67	-1,48	41,964
5	"	"	"	"	10	71,013	1221,3	0,6774	109,3	104,35	+4,53	57,004
6	"	"	"	"	11	88,942	1529,5	0,6277	93,0	93,91	-1,00	72,944
7	"	"	"	"	12	103,426	1829,1	0,5824	89,9	86,72	+3,54	88,969
1	0,0719	0,00346	0,51223	10,500	13	16,734	157,3	0,9170	145,1	142,06	+2,09	105,348
2	"	"	"	"	14	21,937	307,9	0,8880	115,8	118,73	+2,47	16,395
3	"	"	"	"	15	31,640	609,0	0,8491	100,1	97,48	+2,62	22,424
4	"	"	"	"	16	43,311	920,2	0,8024	76,7	80,48	-4,93	33,844
5	"	"	"	"	17	53,928	1221,3	0,7572	73,2	69,21	+5,45	43,921
6	"	"	"	"	18	67,638	1529,5	0,7157	60,7	61,66	-1,58	57,030
7	"	"	"	"	19	80,083	1829,1	0,6727	53,2	55,76	-4,81	68,920
1	0,0889	0,00247	0,30219	11,601	20	13,499	148,7	0,9099	24,7	23,79	+3,68	81,708
2	"	"	"	"	21	15,960	302,7	0,9048	22,8	22,97	-0,78	13,753
3	"	"	"	"	22	17,718	455,4	0,8842	21,0	20,25	+3,57	16,876
4	"	"	"	"	23	21,023	608,9	0,8695	18,9	18,69	+1,11	18,119
5	"	"	"	"	24	31,921	920,2	0,8303	14,8	15,60	-5,41	22,064
6	"	"	"	"	25	39,233	1221,3	0,7893	14,0	13,43	+4,07	30,999
7	"	"	"	"	26	50,553	1529,5	0,7474	12,1	11,88	+1,82	40,170
1	0,0889	0,00333	0,04374	11,531	27	13,007	148,7	0,9196	0,6	0,57	+5,00	51,021
2	"	"	"	"	28	15,117	302,7	0,9101	0,6	0,54	+9,00	13,117
3	"	"	"	"	29	15,960	455,4	0,9021	0,5	0,53	+6,00	15,002
4	"	"	"	"	30	18,632	608,9	0,8924	0,5	0,51	-2,00	16,110
5	"	"	"	"	31	26,226	920,2	0,8661	0,5	0,49	+2,00	19,109
6	"	"	"	"	32	33,257	1221,3	0,8336	0,5	0,47	+6,00	27,121
7	"	"	"	"	33	40,006	1529,5	0,8034	0,5	0,47	+6,00	33,996
					34		1825,5					41,000

5. Кутателадзе С. С., Стырикович М. А. Гидродинамика газожидкостных систем. — М.: Энергия, 1976.

6. Гурбанов Р. С., Дадаш-заде М. А. Об одном методе подхода к решению задачи о движении двухфазной смеси в вертикальных трубах. АНХ, 1979, № 2.

7. Griffiths P., Wallis G. B. Two-Phase Slug Flow. — Journal of Heat Transfer, 1961, august. p. 307—320.

М. Э. Дадашзаде

ШАГУЛИ БОРУЛАРДА ИКИФАЗЛЫ ГАРЫШЫГ НЭРЭКЭТ ЕДЭРКЭН ГИДРАВЛИКИ МУГАВИМЭТИН ТЭДГИГАТЫ

Апарылмыш тэдгигатлар нәтижәсиндә, шагули боруларда икифазлы гарышыг нэрэкэт едэркэн гидравлики мугавимэтин һесабатынын јени методу верилмишдир. Бу метод режим әсасында гурулмушдур. Мәсәләјә белә јанашма, бирчине маје вә газ гунларынын икифазлы системә тәтбиг олунмасыны асанлашдырыр вә мүнәндис практикасы үчүн дәгиг һесабат методу верир.

М. А. Dadashzade

STUDY OF HYDRAULIC RESISTANCE WHILE TWO-PHASE MIXTURE FLOWING IN VERTICAL TUBES

The study carried out gives a new calculation method based on a regime classification of two-phase mixture flow in a tube. It allows to use the achievements in hydraulics of homogeneous fluid and gas more completely and to define hydraulic resistance of a flow with sufficient practical accuracy.

АЗЭРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРІ

Јер елмлэри серијасы, 1989, № 5

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1989, № 5

УДК 622.(276+279).031:547.2.03:533

С. Н. ЗАКИРОВ, А. И. БРУСИЛОВСКИЙ, Г. Г. КРЫЛОВА

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОТИВОТОЧНОГО НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДОВ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ И ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Использование затрубного пространства в качестве дополнительного канала для движения флюидов представляет интерес при одновременной раздельной эксплуатации двух пластов, использовании скважины одновременно для целей нагнетания и эксплуатации, создании требуемого температурного режима работы скважины. Так, закачка горячего агента в пласт по затрубному пространству приводит к увеличению температуры флюида, движущегося в лифтовых трубах. Возникает термолифт. Увеличение температуры флюидов, движущихся в лифтовых трубах, приводит к снижению их вязкости и плотности, что особенно важно при добыче высоковязких нефтей. Одновременное использование затрубного пространства и лифтовых труб широко применяется на месторождениях Венгрии [1].

Математическое моделирование движения флюидов в трубах позволяет определять соответствующие технологические параметры. Предлагается модель однофазного стационарного противоточного движения флюидов в лифтовых трубах и затрубном пространстве в условиях установившегося теплообмена с окружающими горными породами. При решении задачи введены некоторые допущения: вертикальный тепловой поток в скважине за счет теплопроводности и диссипации механической энергии мал по сравнению с конвективным переносом тепла; вертикальные тепловые потоки в трубах и цементном кольце малы по сравнению с радиальными; температура и давление флюида по сечению скважины не изменяются; горные породы однородны и изотропны. Рассматривается одномерное движение. Считается, что температура горных пород на глубине забоя скважины постоянно и равна начальной пластовой. В предлагаемой модели учитывается зависимость теплофизических свойств флюидов от изменяющихся термобарических условий по стволу скважины и наличие, наряду с радиальными, вертикальных тепловых потоков в горных породах. Движущимися флюидами могут быть углеводородный газ, жидкость (в том числе многокомпонентные) или вода. Возможны различные сочетания восходящих и нисходящих движений флюидов в лифтовых трубах и затрубном пространстве.

В соответствии с основными положениями механики сплошных сред неизотермическое течение сжимаемых жидкостей и газов в скважине описывается законами сохранения массы, импульса и энергии [2]. Эти уравнения записываются для флюидов, движущихся в лифтовой трубе и затрубном пространстве. На рисунке приведена схема конструкции скважины.

Поставленная задача относится к типу сопряженных [3] из-за термической связи между флюидами в скважине и окружающими горными породами. С целью учета сопряженного характера теплового

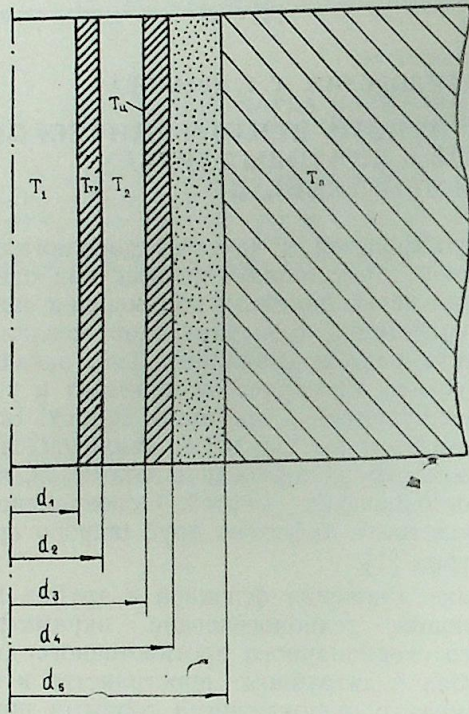


Схема конструкции скважины

взаимодействия между ними необходимо к системе добавить уравнения, описывающие теплообменные процессы, то есть уравнения теплопроводности для лифтовой трубы, цементного кольца и горных пород (в стационарной постановке). Таким образом, исходная система имеет вид:

$$\frac{d(\rho_1 v_1 F_1)}{dx} = 0 \quad (1)$$

$$\frac{d(\rho_2 v_2 F_2)}{dx} = 0 \quad (2)$$

$$-\frac{dP_1}{dx} = \rho_1 v_1 \frac{dv_1}{dx} + \rho_1 g \sin \alpha \pm \frac{\lambda_1 v_1^2 \rho_1}{2d_1} \quad (3)$$

$$-\frac{dP_2}{dx} = \rho_2 v_2 \frac{dv_2}{dx} + \rho_2 g \sin \alpha \pm \frac{\lambda_2 v_2^2 \rho_2}{2d_2} \quad (4)$$

$$\frac{d}{dx} \left[G_1 \left(i_1 + gx + \frac{v_1^2}{2} \right) \right] = \frac{dQ_1}{dx} \quad (5)$$

$$\frac{d}{dx} \left[G_2 \left(i_2 + gx + \frac{v_2^2}{2} \right) \right] = \frac{dQ_2}{dx} \quad (6)$$

$$\frac{d^2 T_{\text{тр}}}{dr^2} = \frac{1}{r} \frac{dT_{\text{тр}}}{dr} = 0 \quad (7)$$

$$\frac{d^2 T_u}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT_u}{dr} = 0 \quad (8)$$

$$\frac{\partial^2 T_n}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_n}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_n}{\partial x^2} = 0 \quad (9)$$

Замыкает систему дифференциальных уравнений (1)–(9) уравнение состояния Пенга—Робинсона [4].

Начало координат соответствует забою скважины. В уравнениях (3) и (4) знак «+» перед третьим слагаемым используется при восходящем движении, знак «-» — при нисходящем.

Индексы «1» и «2» идентифицируют соответственно флюиды в лифтовой трубе и затрубном пространстве; P, G, ρ, v, i — соответственно давление, массовый расход, плотность, скорость, энтальпия флюидов; g — ускорение свободного давления; α — угол наклона к горизонту; T — температура флюида; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; d_1, d_2, d_3, F_1 — внутренний, внешний диаметры лифтовой трубы, внутренний диаметр обсадной колонны, площадь поперечного сечения лифтовой трубы соответственно; $d_3 = d_3 - d_2$ — эквивалентный диаметр; $F_2 = \pi (d_3^2 - d_2^2)$ — площадь сечения затрубного пространства;

$dQ_1 = 2\pi\kappa_1(T_2 - T_1) dx$ — тепловой поток через стенку лифтовой трубы; κ_1 — коэффициент теплопередачи между флюидами в затрубном пространстве и лифтовых трубах; $dQ_2 = dQ_1 + dQ_1'$ — тепловой поток между флюидом в затрубном пространстве и горными породами; d_5 — внешний диаметр цементного кольца.

Граничные условия для системы уравнений (1)–(9) записываются следующим образом:

$$T_1 = T_{1\text{заб}}, \quad P_1 = P_{1\text{заб}}, \quad v_1 = v_{1\text{заб}} \quad \text{при } x=0; \quad (10)$$

$$T_2 = T_{2y}, \quad P_2 = P_{2y}, \quad v_2 = v_{2y} \quad \text{при } x=H; \quad (11)$$

$$\frac{\partial T_{\text{тр}}}{\partial r} = \frac{2B_{11}}{d_1} (T_1 - T_{\text{тр}}) \quad \text{при } r = \frac{d_1}{2}; \quad (12)$$

$$\frac{\partial T_{\text{тр}}}{\partial r} = \frac{2B_{12}}{d_2} (T_{\text{тр}} - T_2) \quad \text{при } r = \frac{d_2}{2}; \quad (13)$$

$$\frac{\partial T_u}{\partial r} = \frac{2B_{13}}{d_3} (T_u - T_2) \quad \text{при } r = \frac{d_3}{2}; \quad (14)$$

$$\lambda_u \frac{\partial T_u}{\partial r} = \lambda_n \frac{\partial T_n}{\partial r}, \quad T_u = T_n \quad \text{при } r = \frac{d_5}{2}; \quad (15)$$

$$T_n = T_e = T_{\text{пл}} - \Gamma x \quad \text{при } r \rightarrow \infty; \quad (16)$$

$$T_n = T_{\text{пл}}, \quad \text{при } x=0; \quad (17)$$

$$T_n = T_{\text{н.с}}, \quad \text{при } x=H. \quad (18)$$

где

$$B_{1_1} = \frac{\alpha_1 d_1}{2\lambda_{тр}}; B_{1_2} = \frac{\alpha_2 d_3}{2\lambda_{тр}}; B_{1_3} = \frac{\alpha_2 d_3}{2\lambda_{ц}};$$

$T_{1\text{ заб}}, P_{1\text{ заб}}, v_{1\text{ заб}}$ — температура, давление и скорость флюида в лифтовой трубе на забое скважины; T_{2y}, P_{2y}, v_{2y} — температура, давление и скорость флюида в затрубном пространстве на устье скважины; $T_{пл}$ — температура продуктивного пласта; $T_{н.с}$ — температура нейтрального слоя; Γ — геотермический градиент; H — глубина скважины; $T_{тр}, T_{ц}, T_{п}, \lambda_{тр}, \lambda_{ц}, \lambda_{п}$ — соответственно температура и коэффициенты теплопроводности трубы, цементного камня, горных пород, α_1, α_2 — коэффициенты теплоотдачи флюидов в лифтовых трубах и затрубном пространстве.

Система уравнений (1)–(9) решается численно-аналитическим методом. Метод заключается в аналитическом решении уравнений (7)–(9), выражении тепловых потоков через полученные в результате решения соотношения для $T_{н}, T_{ш}, T_{тр}$ и последующего решения уравнений (1)–(6) численными методами.

Система дифференциальных уравнений упрощается путем следующей подстановки

$$v_j = \frac{G_j}{\rho_j F_j} \quad (19)$$

$$v_j \frac{dv_j}{dx} = - \left(\frac{G_j}{F_j} \right)^2 \frac{1}{\rho_j^3} \frac{d\rho_j}{dx} \quad (20)$$

$$\frac{di_j}{dx} - \frac{\partial i_j}{\partial P_j} \frac{dP_j}{dx} + \frac{\partial i_j}{\partial T_j} \frac{dT_j}{dx} \quad (21)$$

$$\frac{d\rho_j}{dx} = \frac{\partial \rho_j}{\partial P_j} \frac{dP_j}{dx} + \frac{\partial \rho_j}{\partial T_j} \frac{dT_j}{dx}, \quad (22)$$

где $j=1,2$

После некоторых преобразований и подстановки соотношений для $\frac{dQ_1}{dx}$ и $\frac{dQ_1'}{dx}$ имеем:

$$\frac{dP_1}{dx} \left[\left(\frac{G_1}{F_1} \right)^2 \frac{1}{\rho_1^2} \frac{\partial \rho_1}{\partial P_1} - 1 \right] + \left(\frac{G_1}{F_1} \right)^2 \frac{1}{\rho_1^2} \frac{\partial \rho_1}{\partial T_1} \frac{dT_1}{dx} = g \rho_1 \sin \alpha \pm \frac{\lambda_1}{2d_1 \rho_1} \left(\frac{G_1}{F_1} \right)^2 \quad (23)$$

$$\frac{dP_2}{dx} \left[\left(\frac{G_2}{F_2} \right)^2 \frac{1}{\rho_2^2} \frac{\partial \rho_2}{\partial P_2} - 1 \right] + \left(\frac{G_2}{F_2} \right)^2 \frac{1}{\rho_2^2} \frac{\partial \rho_2}{\partial T_2} \frac{dT_2}{dx} = g \rho_2 \sin \alpha \pm \frac{\lambda_2}{2d_3 \rho_2} \left(\frac{G_2}{F_2} \right)^2 \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \frac{dP_1}{dx} \left[\frac{\partial i_1}{\partial P_1} - \left(\frac{G_1}{F_1} \right)^2 \frac{1}{\rho_1^3} \frac{\partial \rho_1}{\partial P_1} \right] + \left[\frac{\partial i_1}{\partial T_1} - \left(\frac{G_1}{F_1} \right)^2 \frac{1}{\rho_1^3} \frac{\partial \rho_1}{\partial T_1} \right] \frac{dT_1}{dx} = \\ = -g - \frac{\pi k_1}{G_1} (T_2 - T_1) \end{aligned} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} \frac{dP_2}{dx} \left[\frac{\partial i_2}{\partial P_2} - \left(\frac{G_2}{F_2} \right)^2 \frac{1}{\rho_2^3} \frac{\partial \rho_2}{\partial P_2} \right] + \left[\frac{\partial i_2}{\partial T_2} - \left(\frac{G_2}{F_2} \right)^2 \frac{1}{\rho_2^3} \frac{\partial \rho_2}{\partial T_2} \right] \frac{dT_2}{dx} = \\ = -g - \frac{2\pi}{G_2} \left(\frac{k_2}{\Delta_2} (T_2 - T_e) (\Delta_2 - B_{1_1}) + k_1 (T_2 - T_1) \right), \end{aligned} \quad (26)$$

где

$$\Delta_2 = c B_{1_3} \ln \frac{d_5}{d_3} - B_{1_3} + c;$$

$$c = - \frac{\pi d_5 \lambda_n K_1 \left(\frac{\pi d_5}{H} \right)}{2 \lambda_{ц} H K_0 \left(\frac{\pi d_5}{H} \right)};$$

$$k_1 = \left(\frac{2}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{\lambda_{тр}} \ln \left(\frac{d_2}{d_1} \right) + \frac{2}{\alpha_2 d_2} \right)^{-1};$$

$$k_2 = \left(\frac{2}{\alpha_2 d_3} + \frac{1}{\lambda_{тр}} \ln \left(\frac{d_4}{d_3} \right) + \frac{1}{\lambda_{ц}} \ln \left(\frac{d_5}{d_4} \right) \right)^{-1};$$

d_4 — внешний диаметр обсадной колонны; K_0, K_1 — модифицированные функции Бесселя.

Граничные условия для системы уравнений (23)–(26) записываются следующим образом:

$$T_1 = T_{1\text{ заб}}, P_1 = P_{1\text{ заб}} \quad \text{при } x = 0, \quad (27)$$

$$T_2 = T_{2y}, P_2 = P_{2y} \quad \text{при } x = H. \quad (28)$$

Система обыкновенных дифференциальных уравнений с граничными условиями (27), (28) решается методом Рунге-Кутты. Плотность $\frac{\partial \rho}{\partial T}, \frac{\partial \rho}{\partial P}, \frac{\partial i}{\partial T}, \frac{\partial i}{\partial P}$ жидких и газообразных углеводородов определяется по методам, изложенным в [4]. Теплофизические свойства воды по [5]. Предлагается следующий алгоритм решения.

1. Задается начальное распределение температуры T_2 и давления P_2 в затрубном пространстве.

2. Решается система дифференциальных уравнений (23) и (25) с начальным условием (27) методом Рунге-Кутты. Находится распределение температуры T_1 и давления P_1 по стволу скважины.

3. Отыскивается решение системы дифференциальных уравнений (24) и (26) с граничными условиями (28) и с учетом распределений $P_1 = P_1(x)$ и $T_1 = T_1(x)$, полученных в п. 2.

Решение системы уравнений (23)–(26) получается в результате итерационной процедуры вычислений согласно п. 2 и 3. Условием окончания вычислений служит совпадение с заданной точностью и последующего и предыдущего приближений распределения давления и температуры по всей глубине скважины (как в лифтовой трубе, так и в затрубном пространстве).

Число итерационных циклов зависит от точности начального приближения температуры T_2 и давления P_2 .

В качестве примера рассчитывалось восходящее движение высоковязкой нефти в лифтовой трубе и нисходящее движение горячей воды в затрубном пространстве. На основе проведенных расчетов сделан анализ влияния температуры и дебита нагнетаемой воды на распределение температуры и давления извлекаемой нефти. Использовались следующие значения: $d_1 = 0,063$ м; $d_2 = 0,0755$ м; $d_3 = 0,13$ м; $d_4 =$

Основные характеристики движения флюидов в скважине

№ варианта расчета	Дебит нефти кг/с	Температура нефти на устье скважины, К	Давление нефти на устье, МПа	Дебит воды, кг/с	Температура воды на устье скважины, К	Температура воды на забое скважины, К
1	0,139	281,79	0,085	0,116	323,0	394
2	0,139	315,52	0,573	0,116	343,0	295,30
3	0,139	334,91	0,613	0,116	373,0	300,47
4	0,139	365,09	0,673	0,116	393,0	303,73
5	0,139	381,21	0,681	0,116	373,0	298,81
6	0,174	363,22	0,662	0,116	373,0	296,73
7	0,232	357,88	0,631	0,116	373,0	293,26
8	0,579	340,87	0,305	0,347	373,0	353,25
9	0,139	372,15	0,7396	0,116	373,0	358,55
10	0,139	372,45	0,740	0,579	373,0	361,91
11	0,139	372,91	0,742	1,157	373,0	359,56
12	0,232	372,23	0,738	1,157	373,0	357,37
13	0,405	372,17	0,733	1,157	373,0	354,86
14	0,579	372,10	0,729	1,157	373,0	341,77
15	0,579	369,79	0,692	0,579	393,0	358,26
16	1,157	388,16	0,756	0,579	393,0	382,93
17	0,139	392,52	0,778	1,505	423,0	
18	0,139	492,53	0,838	1,736	423,0	416,40

$=0,146$ м; $d_5=0,19$ м; $H=700$ м; $\lambda_{тр} = 46,44$ Вт/мК; $\lambda_{ц} = 0,42$ Вт/мК; $\lambda_n = 2,19$ Вт/мК; $\Gamma = 0,03$ град/м; $T_{н.с} = 273$ К. Давление и температура нефти на забое скважины — соответственно 7,093 МПа и 293 К. С целью выяснения влияния закачиваемой горячей воды на режим движения высоковязкой нефти (997 мПа/с) рассчитан вариант 1 (см. таблицу) без нагнетания воды в затрубное пространство. В вариантах 2—5 изменялась температура воды на устье скважины. Наибольшее увеличение давления и температуры на устье (в 8,01 и 1,35 раза соответственно) достигается при наибольшей температуре горячей воды (393 К). К резкому изменению основных характеристик нефтяного потока приводит увеличение расхода воды. При больших расходах воды происходит существенный нагрев нефти на незначительном расстоянии от забоя скважины. Например, в пределах 100 м от забоя при дебите воды 0,116 кг/с нефть нагревается до 308,3К, а при дебите воды 1,157 кг/с — до 364,2 К.

Анализируя результаты проведенных расчетов, следует отметить, что максимальное увеличение устьевых температуры и давления высоковязкой нефти (в 1,75 и 9,86 раза соответственно) наблюдается при закачке воды с высокой температурой (423 К) и с наибольшим (1,736 кг/с) расходом (см. вариант 18 таблицы). При этом возникает реальная возможность увеличения дебита нефти почти в 8 раз.

Проводились расчеты в условиях дополнительного подогрева нефти нагревателем, установленным на забое скважины. Рассматривались нагреватели мощностью 10 и 100 кВт. В первом случае по сравнению с вариантом 4 температура нефти на устье скважины увеличилась на 1,46 К, давление — на 0,0304 МПа, а во втором случае — на 2,71 К и 0,302 МПа соответственно. Распределение температуры в лифтовых трубах для этих вариантов существенно отличается только в пределах 70 м от забоя скважины, а далее практически совпадает.

Исследовалось влияние частичной изоляции лифтовой трубы (1/2 и 3/4 от устья) на распределения температуры и давления по стволу скважины. На расстоянии 180—220 м от забоя наблюдается более интенсивный нагрев нефти по сравнению с вариантами, не использующими частичную изоляцию. Увеличение значений температуры и давления нефти на устье скважины не происходит.

Литература

1. Pápay Tözsef. A szénhidrogénkutak hőmérsékletviszonyai. OMBKE, Budapest, 1984, p. 170.
2. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа. — М.: Гостехиздат, 1951.—736 с.
3. Коротаев Ю. П., Кривошеин Б. Л., Новаковский В. Н. Термодинамический расчет газовых скважин.—Тр. МИНХ и ГП, 1979, вып. 11, с. 127—136.
4. Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. — М.: Недра, 1984.—264 с.
5. Викторов М. М. Методы вычисления физико-химических величин и прикладные расчеты. — Л.: Химия, 1977.—360с.

С. Н. Закиров, А. И. Брусиловски, Г. Г. Крылова

ГАЛДЫРЫЧЫ БОРУЛАРДА ВЭ БОРУАРХАСЫ ФЭЗАДА МАЈЕЛЭРИН
ЭКС ИСТИГАМЭТЛИ ГЕЈРИ-ИЗОТЕРМИК ҺЭРЭКЭТИНИН
МОДЕЛЛЭШДИРИЛМЭСИ

Мајелэрин галдырычы боруларда вэ боруархасы фэзада экс истигамэтли гејри-изотермик Һэрэкетинин ријазии Һэлли кэстэрнлир. Бурада мајелэрин истилик-физики хассэлэринин гујуда вэ радиал истигамэтдэ даг сүхурларынын хүсүснјјетиндэн, тэзјјигин

вә истилијин дәјишмәсиндән асылы олараг әлағә кәстәрилир. Мәғаләдә галдырычы боруларда һәрәкәт едән јүксәк өзлүклү нефтин јухары вә боруархасы фәзада исти сүјүн ашағы истигамәтдә һәрәкәти заманы кедән процессләр өјрәнвилир.

S. N. Zakirov, A. I. Brusilovsky, G. G. Krilova

SIMULATION OF COUNTERCURRENT UNISOTHERMAL MOVEMENT OF FLUIDS IN LIFT TUBES AND ANNULAR SPACE

The article gives a mathematical setting and method for solution of the problem on countercurrent unisothermal movement of fluids in lift tubes and annular space of a well. A dependence of thermophysical properties of fluids on changing thermobaric conditions over the well bore and presence of vertical thermal flows in rocks existing along with radial ones is considered. The results of simulation of simultaneous upward movement of a high viscosity oil in a lift tube and downward movement of hot water in the annular space are analysed.

АЗӘРБАЈҶАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1989, № 5

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1989, № 5

УДК 622.276.031:532.5

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Я. Р. РУСТАМОВ

ДВИЖЕНИЕ ГАЗА В МНОГОСЛОЙНЫХ ПЛАСТАХ ПРИ НЕЛИНЕЙНЫХ ЗАКОНАХ ФИЛЬТРАЦИИ

Из практики разработки газовых месторождений известно, что при движении газа в пористой среде с увеличением скоростей фильтрации или при условии, что взаимодействие газа с породой имеет сложный физико-химический характер, закон фильтрации Дарси уступает место нелинейному закону. Скорости перехода от одного режима движения газа к другому в различных пористых средах неодинаковы.

Исходя из этих соображений различными авторами предложены двучленные и квадратичные формулы, выражающие зависимости между скоростью фильтрации и градиентом давления в любом диапазоне изменения числа Рейнольдса. Но в этих работах при весьма упрощенных условиях рассмотрены задачи о фильтрации газа в двухслойном пласте [1—8].

В данной работе методом интегральных соотношений решена задача о движении газа к галерее, совместно вскрывшей изолированные слои с разными коэффициентами проницаемости при линейном, двучленном и квадратичном законах фильтрации. Слои вскрываются одновременно и задается суммарный дебит галерей и соотношение между давлениями на галереях.

Уравнение движения газа, с учетом двучленного закона фильтрации имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4b_1 \frac{\rho_{am}}{P_{am}} P_i \frac{\partial P_i}{\partial x}} \right) = 2mbi \frac{\rho_{am}}{P_{am}} \frac{\partial P_i}{\partial t}, \quad (1)$$

где

$$a_1 = \frac{\mu_n}{k_j}, \quad b_1 = \frac{12 \cdot 10^{-5}}{mV k_1} \left(\frac{d_{\text{эф}}}{V k_1} \right) \approx \frac{120}{mV k_1}, \quad i = \overline{1, n}.$$

b_1 — коэффициент, зависящий от свойств пористой среды;

P_{am} — атмосферное давление;

ρ_{am} — плотность газа при атмосферном давлении;

Система уравнений (1) решается при условиях:

$$P_i^2|_{x=l(t)} = P_0^2 \quad (2)$$

$$P_i \frac{\partial P_i}{\partial x} \Big|_{x=l_1(t)} = 0 \quad (3)$$

$$P_i \frac{\partial P_i}{\partial x} = \frac{q_j(t) P_{am}}{F_1} \left(\frac{q_i(t) b_i \gamma_{nm}}{F_1 g} + \frac{\mu_r}{k_1} \right) = B_i(t) \quad (4)$$

$$q_1(t) + q_2(t) = q = \text{const}, \quad \rho_{c1}^2 = \rho_{c2}^2, \quad (5)$$

где $F_1 = ab_1$ — площадь фильтрации;
 a, h_1 — ширина и мощность i -го слоя.

В первой фазе распределение давления в возмущенной области ищется в виде [2]:

$$P_1^2(x, t) = d_{11}(t) + d_{21}(t) \frac{x}{l_1(t)} + d_{31}(t) \frac{x^2}{l_1^2(t)}, \quad 0 \leq x \leq l_1(t), \quad (6)$$

где $l_1(t)$ — длина границы зоны возмущения в i -м слое.

Неизвестные коэффициенты $d_{11}(t)$, $d_{21}(t)$ и $d_{31}(t)$ находятся из (2)–(4), после чего окончательно получаем распределение давления в каждом слое:

$$P_1(x, t) = \sqrt{P_0^2 - B_1(t) l_1(t) \left(1 - \frac{x}{l_1(t)}\right)^2} \quad (7)$$

Для определения $l_1(t)$ воспользуемся следующим интегральным соотношением:

$$\frac{d}{dt} \int_0^{l_1(t)} P_1(x, t) dx = \frac{P_{am}}{2b_1 m \rho_{am}} \left(-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4b_1 \frac{P_{am}}{\rho_{am}} \rho_1 \frac{\partial P_1}{\partial x}} \right) + \rho_0 \frac{dl_1}{dt} \quad (8)$$

Подставляя (7) в (8), получаем:

$$\frac{d}{dt} \left\{ l_1(t) \left[P_0 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{P_0^2 - B_1(t) l_1(t)} + \frac{P_0^2}{\sqrt{B_1(t) l_1(t)}} \right) \times \right. \right. \\ \left. \left. \times \arcsin \frac{\sqrt{B_1(t) l_1(t)}}{P_0} \right] \right\} = \frac{P_{am} q_1(t)}{m F_1} \quad (9)$$

Для простоты возьмем два слоя; уравнение (9) отдельно для каждого слоя будет иметь вид:

$$\frac{d}{dt} \left\{ l_1(t) \left[P_0 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{P_0^2 - B_1(t) l_1(t)} + \frac{P_0^2}{\sqrt{B_1(t) l_1(t)}} \right) \times \right. \right. \\ \left. \left. \times \arcsin \frac{\sqrt{B_1(t) l_1(t)}}{P_0} \right] \right\} = \frac{P_{am} q_1(t)}{m F_1} \quad (10)$$

$$\frac{d}{dt} \left\{ l_2(t) \left[P_0 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{P_0^2 - B_2(t) l_2(t)} + \frac{P_0^2}{\sqrt{B_2(t) l_2(t)}} \right) \times \right. \right. \\ \left. \left. \times \arcsin \frac{\sqrt{B_2(t) l_2(t)}}{P_0} \right] \right\} = \frac{P_{nm} q_2(t)}{m F_2}, \quad (11)$$

$$\text{если } x=0, \text{ тогда из (7)} \quad l_2(t) = \frac{B_1(t)}{B_2(t)} l_1(t). \quad (12)$$

Учитывая (12), сложим (10) и (11) и, интегрируя, получим:

$$A \left(1 + \frac{B_1}{B_2} \right) = Nqt$$

где

$$N = \frac{P_{am}}{Fm}$$

$$A = l_1(t) \left[P_0 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{P_0^2 - B_1(t) l_1(t)} + \frac{P_0^2}{\sqrt{B_1(t) l_1(t)}} \right) \times \right. \\ \left. \times \arcsin \frac{\sqrt{B_1(t) l_1(t)}}{P_0} \right] \\ A = Nqt \left(1 + \frac{B_1}{B_2} \right) \quad (13)$$

Подставляя (13) в (10), интегрируя получим зависимость между t и $q_1(t)$:

$$\ln t \Big|_{t_{0+\epsilon}}^t = - \int_{q_{1(0)+\epsilon}}^{q_1} \frac{(q_1^2 + \bar{b}_3 q_1 + \bar{c}_4) dq_1}{(q_1^2 + \bar{b}_1 q_1 + \bar{c})(q_1^3 + \bar{b}_2 q_1^2 + \bar{c}_2 q_1 + \bar{c}_3)}, \quad (14)$$

где

$$\bar{b}_3 = m_1/m, \quad \bar{c}_4 = -\frac{c^* b_1}{m}, \quad \bar{b}_1 = m_3/m_2, \quad \bar{c}_1 = \frac{c^*}{m_2}, \quad \bar{b}_2 = \frac{\beta_1}{\beta},$$

$$\bar{c}_2 = \beta_2/\beta^*, \quad \bar{c}_3 = c^*/\beta^*, \quad \beta^* = -m_2 \gamma, \quad \beta_1 = (q_2 - m_3 \gamma), \\ \beta_2 = -(a_3 + \gamma c^*), \quad \gamma = 1/q, \quad m = (a_2 b_1 + a_1 a_3),$$

$$m_1 = -2a_1 c^*, \quad m_2 = a_1 + a_2, \quad m_3 = (b_1 - a_3) a_1 = \frac{P_{am} \rho_{am} b_1^*}{F^2}$$

$$b_1 = \frac{\mu_r P_{am}}{k_1 F}, \quad a_2 = \frac{P_{am} \rho_{am} b_2^*}{F_2}, \quad b_2 = \frac{\mu_r \rho_{am}}{k_2 F}, \quad a_3 = 2qa_2 + b_2$$

$$c^* = q(a_2 q + b_2), \quad b_1^* = \frac{120}{m \sqrt{k_1}}, \quad b_2^* = \frac{120}{m \sqrt{k_2}}$$

$q_{1(0)+\epsilon}$ — дебит скважины, соответствующий времени $t_{0+\epsilon}$, отличающийся от начального дебита на достаточно малое ϵ .

Из (14) получим:

$$\ln \frac{t}{t_{0+\epsilon}} = -\frac{m}{m_2 \beta^*} \left\{ A \ln \frac{q_1 + a}{q_0 + a} + B \ln \frac{q_1 + \beta}{q_0 + \beta} + K \ln \frac{q_1 + a}{q_0 + a} + \right. \\ \left. + D \ln \frac{q_1 + b}{q_0 + b} + E \ln \frac{q_1 + c}{q_0 + c} \right\}, \quad (15)$$

где a, β — корни квадратного уравнения

$$q_1^2 + \bar{b}_1 q_1 + \bar{c}_1 = 0,$$

a, b, c — корни кубического уравнения

$$q_1^3 + \bar{b}_2 q_1^2 + \bar{c}_2 q_1 + \bar{c}_3 = 0.$$

Коэффициенты A, B, K, D и E определяются из следующей системы:

1. $A+B+K+D+E=0$
2. $A(\beta + \bar{b}_2) + B(\alpha + \bar{b}_2) + K(\bar{b}_1 + b + c) + D(a + c + \bar{b}_1) + E(a + b + \bar{b}_1) = 0$
3. $A(\bar{c}_2 + \beta \bar{c}_2) + B(\bar{c}_2 + \alpha \bar{c}_2) + K(\bar{b}_1 c + \bar{b}_1 b + \bar{b}_1 c + \bar{c}_1) + D(ac + a\bar{b}_1 + \bar{b}_1 c + \bar{c}_1) + E(ab + a\bar{b}_1 + b\bar{b}_1 + \bar{c}_1) = 1$ (16)
4. $A(\bar{c}_3 + \beta \bar{c}_3) + B(\bar{c}_3 + \alpha \bar{c}_3) + K(\bar{b}_1 bc + \bar{c}_1 b + \bar{c}_1 c) + D(\bar{c}_1 a + c\bar{c}_3 + \bar{b}_1 ac) + E(\bar{b}_1 ab + \bar{c}_1 a + \bar{c}_1 b) = \bar{b}_3$
5. $A\beta \bar{c}_3 + B\alpha \bar{c}_3 + K\bar{c}_1 bc + D\bar{c}_1 ac + E\bar{c}_1 ab = \bar{c}_4$

Вторая фаза: возмущение дошло до границы пласта, т. е. $l_1(t) = L$ и давление на границе падает.

В этом случае распределение давления примет вид:

$$P_1^2(x, t) = P_{k1}^2 - B_1 L \left(1 - \frac{x}{L}\right)^2, \quad (17)$$

где $P_{k1}(t)$ — контурное давление в i -м слое, которое определяется из следующего интегрального соотношения:

$$\frac{d}{dt} \int_0^L P_1(x, t) dx = \frac{P_{am}}{2b_1 P_{am}} \left(-a_1 + \sqrt{a_i^2 + 4b_1 \frac{P_{am}}{P_{am}} P_1 \frac{\partial P_1}{\partial x}}\right), \quad (18)$$

отсюда зависимости P_{k1} от t определяются из системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} & \left(2\sqrt{P_{k1}^2 - B_1 \alpha} + \frac{P_{k1}^2}{\sqrt{B_1 \alpha}} \arcsin \frac{\sqrt{B_1 \alpha}}{P_{k1}} + \frac{P_{k1}^2 + (B_2 - B_1)L}{\sqrt{B_1 \alpha}} \arcsin \times \right. \\ & \left. \times \sqrt{\frac{B_2 L}{P_{k1}^2 - (B_2 - B_1)L}} \right) \Big|_{P_0}^{P_{k1}} = \frac{2P_{am} q_1 (t - t_0)}{mF} \\ & \frac{d}{dt} \left\{ \sqrt{P_{k1}^2 - B_1 \alpha} + \frac{P_{k1}^2}{\sqrt{B_1 L}} \arcsin \frac{\sqrt{B_1 L}}{P_{k1}} \right\} = \frac{2P_{am} \cdot q_1}{mFL} \end{aligned} \right\} (19)$$

При $x=0$ из (17) с учетом (19) находим давление на галерее

$$P_{c1} = \sqrt{P_{k1}^2 - B_1 L} \quad (20)$$

Теперь предполагается, что фильтрация газа подчиняется квадратичному закону, тогда

$$\frac{\partial}{\partial x} \sqrt{P_1 \frac{\partial P_1}{\partial x}} = a_1 \frac{\partial P_1}{\partial t}, \quad (21)$$

где

$$a_1 = \frac{m}{k_{k1}} \sqrt{\frac{\gamma_{am}}{P_{am}}}, \quad k_{k1} = \sqrt{0,1 \cdot m^{2,3} k_{kp} q} \sqrt[4]{k_1}$$

В этом случае условия (2), (3), (5) сохраняются, а условие (4) принимает следующий вид:

$$P_1 \frac{\partial P_1}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{P_{am} \gamma_{am}}{K_{k1}^2 F_1^2} q_1^2(t) \quad (22)$$

Поступая аналогично предыдущему случаю, для распределения давления получим:

$$P_1(x, t) = \sqrt{P_0^2 - q_1^2(t) B_1^* L_1^2(t) \left(1 - \frac{x}{L_1(t)}\right)^2}, \quad \text{где } B_1^* = \frac{P_{am} \gamma_{am}}{F_1^2 k_{k1}^2}; \quad (23)$$

используя (21) и (23), применяя интегральные соотношения, находим формулу для l от t в i -м слое в следующем виде:

$$\frac{d}{dt} \left\{ L_1(t) \left[P_0 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{P_0^2 - q_1^2(t) B_1^* L_1(t)} + \frac{P_0^2}{\sqrt{q_1(t) B_1^* L_1(t)}} \arcsin \frac{\sqrt{q_1(t) B_1^* L_1(t)}}{P_0} \right) \right] \right\} = \frac{V \bar{b}_1}{a_1} q_1(t) \quad (24)$$

Для простоты предположим, что залежь состоит из двух слоев. При этом:

$$t = \exp \left\{ \int_{q_1(0)+\epsilon}^{q_1} \frac{2\nu(q - q_1) q q_1 dq_1}{(q_2^2 + q_1^2 \nu)(q_2^2 - \gamma q_1 (q_2^2 + \nu q_1^2))} \right\}, \quad \text{где } \gamma = \frac{1}{q} \quad (25)$$

$\nu = \left(\frac{k_{k2}}{k_{k1}}\right)^2$ из (25) определяется q_1 от t .

Во второй фазе $P_1(x, t)$ определяется по формуле:

$$P_1(x, t) = \sqrt{P_{k1}^2 - q_1^2 B_1^* L \left(1 - \frac{K}{L}\right)^2} \quad (26)$$

соответственно получаются зависимости между P_{k1} и t в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} & \frac{d}{dt} \left\{ \sqrt{P_{k1}^2 - q_1^2 B_1^* L} + \frac{P_{k1}^2}{\sqrt{q_1^2 B_1^* L}} \arcsin \frac{\sqrt{q_1^2 B_1^* L}}{P_{k1}} \right\} = \frac{2P_{am}}{FmL} q_1 \\ & \left[\sqrt{P_{k1}^2 - q_1^2 B_1^* L} + \frac{P_{k1}^2 - q_1^2 B_1^* + q_2^2 B_2^* L}{2\sqrt{q_2^2 B_2^* L}} \arcsin \frac{\sqrt{q_2^2 B_2^* L}}{\sqrt{P_{k1}^2 - q_1^2 B_1^* + q_2^2 B_2^* L}} + \right. \\ & \left. + \frac{P_{k1}^2}{2\sqrt{q_1^2 B_1^* L}} \arcsin \frac{\sqrt{q_1^2 B_1^* L}}{P_{k1}} \right] \Big|_{P_0}^{P_{k1}} = \frac{P_{am}}{FmL} q(i - t_0) \end{aligned} \right\} (28)$$

Таким образом, получены расчетные формулы для нахождения дебита галереи каждого слоя и давления на галереях в зависимости от времени. Изучено влияние различных законов фильтрации на дебиты и давление на галерее каждого слоя (рис. 1). По формулам (7, 15, 16, 17, 25, 26, 28) проведены расчеты при следующих данных:

$$\begin{aligned} P_0 &= 45 \text{ МПа}; P_{am} = 0,1 \text{ МПа}; \\ \kappa_1 &= 0,025 \text{ мкм}^2; \kappa_2 = 0,05 \text{ мкм}^2; \\ \mu_r &= 0,039 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}; g = 9,81 \text{ м/с}^2; \gamma_{am} = 900 \text{ кг/м}^3; \\ h &= 32 \text{ м}; a = 3000 \text{ м}; m_1 = m_2 = 0,17; q = 9,2593 \text{ м}^3/\text{с}. \end{aligned}$$

Как видно из рис. 1 и 2, темпы снижения давлений на галереях и их дебитов при различных законах фильтрации различаются между

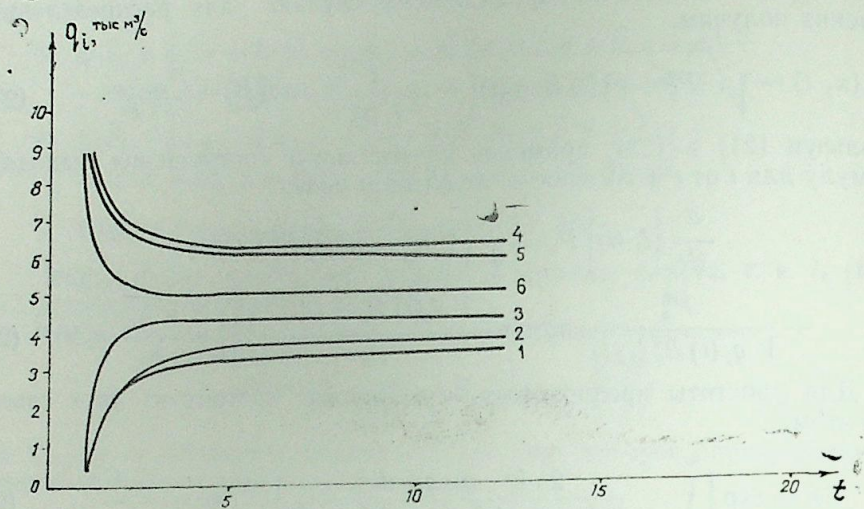


Рис. 1. Изменение отбора газа во времени при линейном, двучленном и квадратичном законах его фильтрации: 1, 2, 3 — для первого пласта; 4, 5, 6 — для второго пласта

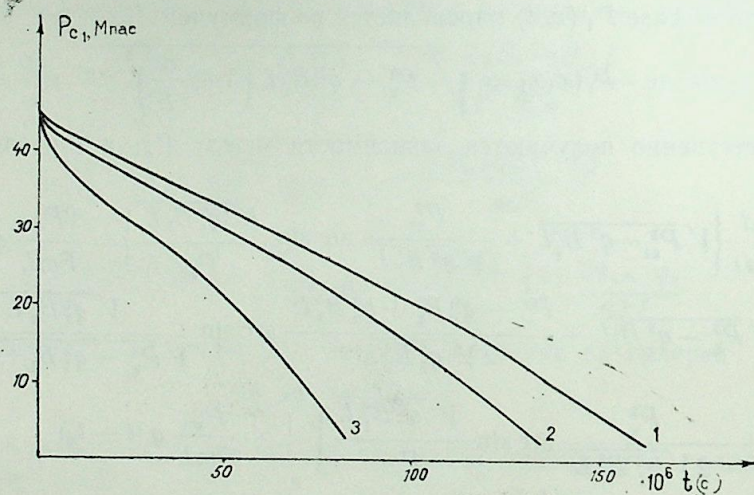


Рис. 2. Изменение забойного давления: 1, 2, 3 — для линейного, двучленного и квадратичного законов фильтрации соответственно

собой и существенно влияют на производительность галерей. Дебит галереи в одном слое падает, а в другом растет. Дебиты существенно отличаются в начальный период разработки, и далее это различие стабилизируется. Расхождения между давлениями на галереях с течением времени растет. А падение забойного давления и дебита галереи при линейном законе фильтрации происходит медленнее, чем при других

законах фильтрации. Это изменение при двучленном законе происходит более резко. Поэтому необходимо изучать движение газа, при соответственных законах фильтрации, которые имеют место в условиях многослойной газовой залежи.

Литература

1. Алиев З. С., Андреев С. А. и др. Технологический режим работы газовых скважин. — М.: Недра, 1978.—278 с.
2. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984.—208 с.
3. Гаджиев Л. М. Автомодельное решение задач о нестационарной фильтрации газа в пласте при нелинейном (двучленном) законе сопротивления. — Журн. прикл. мех. и техн. физ., 1968, № 6, с. 159—160.
4. Минский Е. М. и др. Нестационарное движение газа через пористые среды при нелинейном законе сопротивления. — Тр. ВНИИгаз, вып. 18/26, 1963, с. 25—47.
5. Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М. и др. Технология добычи природных газов. — М.: Недра, 1987.—413 с.
6. Рустамов Я. Р., Магеррамова И. Х. О фильтрации жидкости в многослойных пластах при нелинейном законе фильтрации. — Изв. АН АзССР, Сер. наук о Земле, 1986, № 2, с. 28—33.
7. Фиш М. Л. К вопросу о совместной эксплуатации двух газоносных пластов одной скважиной. — Тр. ВНИИгаз, вып. 9(17), 1960, с. 99—111.
8. Чарный И. А. Подземная гидродинамика. — М.: Гостехиздат, 1963.—346 с.

К. Н. Чэлилов, Я. Р. Рустамов

ЧОХГАТЛЫ ЈАТАГЛАРДА ГЕЈРИ-ХЭТЛИ СҮЗҮЛМЭ ГАНУНЛАРЫ ИЛЭ ГАЗЫН ҺЭРЭКЭТИ

Мәғаләдә мұхтәлиф кечиричиликли бир нечә тәбәгәдән ибарәт золагвари ләјдә газын гејри-хәтти (ики һәдли вә квадратик хәтти) ганунларла сүзүлмә мәсәләсинин һәллине бахылмышдыр. Нәтичәдә лағымын дебити вә ләјдә тәзјигин пайланмасы үчүн замандан асылы дүстурлар алынмышдыр. Алынмыш дүстурларла һесаблама апарылмыш вә практикки нәтичәләр әлдә едилмишдыр.

К. Н. Djalilov, Ya. R. Rustamov

GAS MOVEMENT IN MULTILAYERED BEDS AT FILTRATION NONLINEAR LAWS

By the integral relations method the authors have solved a problem on gas movement in multilayered isolated beds having different permeability at linear, binomial and quadratic laws of filtration. To determine production rate and bottom-hole pressure in every layer depending on time the calculating formulae have been obtained and the influence of different filtration laws upon production rate and pressure at a gallery of every layer has been studied.

УДК 622.279.23/4.001.57.

Г. И. ДЖАЛАЛОВ

**ОБ ОДНОМ ПРИБЛИЖЕННОМ МЕТОДЕ РЕШЕНИЯ
 НЕЛИНЕЙНОЙ ЗАДАЧИ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ
 ЖИДКОСТЕЙ В КУСОЧНО-ОДНОРОДНОЙ СРЕДЕ**

Как показывает практика промысловых и экспериментальных исследований трещиноватых залежей, а также залежей с высокими пластовыми давлениями, физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов в той или иной степени зависят от давления [2, 3].

Движение жидкости в слоистых и зонально-однородных пластах с различными проницаемостями, зависящими от давления, изучено сравнительно мало, и до сих пор не имеется точных аналитических решений подобных задач.

В связи с этим в данной работе предлагается приближенный метод решения задачи фильтрации жидкости в полосообразных деформируемых пластах.

Предполагается, что ограниченный полосообразный деформируемый пласт, состоящий из двух зон с разными проницаемостями, эксплуатируется батареей скважин (рисунок).

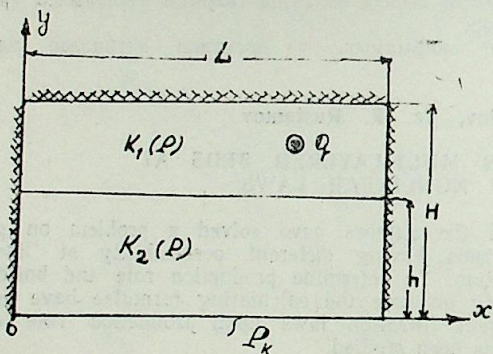


Схема зонально-однородного пласта

На контуре пласта поддерживается постоянное давление. Проницаемости зон, а также плотности и вязкости жидкости считаются заданными функциями давления. Режим пласта водонапорный, фильтрация жидкости подчиняется нелинейному закону Дарси.

Таким образом, задача определения поля давлений сводится к решению системы нелинейных уравнений [3]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\bar{\rho}(P_j) \bar{K}_j(P_j)}{\bar{\mu}(P_j)} \frac{\partial P_j}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{\bar{\rho}(P_j) \bar{K}_j(P_j)}{\bar{\mu}(P_j)} \frac{\partial P_j}{\partial y} \right] = \frac{\mu_0 q}{b k_{01} \rho_0} \delta(x - x_0) \delta(y - y_0), \quad (j = \bar{1}, 2) \quad (1)$$

при следующих условиях:

$$\frac{\partial P_1}{\partial y} \Big|_{y=H} = 0, \quad (2)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial x} \Big|_{x=0, L} = 0, \quad (3); \quad P_2|_{y=0} = P_0, \quad (4)$$

$$P_1(x, y)|_{y=H} = P_2(x, y)|_{y=H}, \quad (5)$$

$$\frac{K_{01} \bar{K}_1(P_1) \bar{\rho}(P_1)}{\bar{\mu}(P_1)} \frac{\partial P_1}{\partial y} = \frac{K_{02} \bar{K}_2(P_2) \bar{\rho}(P_2)}{\bar{\mu}(P_2)} \frac{\partial P_2}{\partial y}, \quad \text{при } y=H, \quad (6)$$

где

$$\bar{K}_j(P_j) = \frac{K_j(P_j)}{K_{0j}}; \quad \bar{\rho}(P_j) = \frac{\rho(P_j)}{\rho(P_0)}; \quad \bar{\mu}(P_j) = \frac{\mu(P_j)}{\mu(P_0)}$$

$K_j(P_j)$, $\rho(P_j)$, $\mu(P_j)$ — соответственно проницаемость пласта, плотности и вязкости жидкости в зонах;

K_{0j} , $\rho(P_0)$, $\mu(P_0)$ — их значения при начальном пластовом давлении; остальные обозначения общепринятые.

Ввиду нелинейности уравнений (1) и условия сопряжения на линии раздела зон (6), аналитическое решение поставленной задачи возможно только в том случае, когда комплекс параметров от давления для обеих зон изменяется по одному и тому же закону, т. е.

$$\frac{\bar{K}_1(P_1) \bar{\rho}(P_1)}{\bar{\mu}(P_1)} = \frac{\bar{K}_2(P_2) \bar{\rho}(P_2)}{\bar{\mu}(P_2)} = f(P), \quad (7)$$

тогда условие (6) принимает вид:

$$K_{01} \frac{\partial P_1}{\partial y} = K_{02} \frac{\partial P_2}{\partial y} \quad \text{при } y=H, \quad (8)$$

С введением функции

$$\varphi_j(x, y) = \int_{P_0}^{P_j} f(P) dP, \quad (9)$$

краевую задачу (1) — (6) приводим к виду:

$$\frac{\partial^2 \varphi_j}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi_j}{\partial y^2} = \frac{q \mu_0}{b \rho_0 K_{01}} \delta(x - x_0) \delta(y - y_0), \quad (10)$$

$$\frac{\partial \varphi_1}{\partial y} \Big|_{y=H} = 0, \quad (11)$$

$$\frac{\partial \varphi_j}{\partial x} \Big|_{x=0, L} = 0, \quad (12)$$

$$\varphi_2|_{y=0} = 0, \quad (13)$$

$$\varphi_1(x, y) = \varphi_2(x, y) \quad (14)$$

$$K_{01} \frac{\partial \varphi_1}{\partial y} = K_{02} \frac{\partial \varphi_2}{\partial y} \quad \text{при } y=H,$$

Решение линеаризованной таким образом линейной задачи легко можно найти, используя классические методы уравнений математической физики [4]:

$$\varphi_1(x, y) = -Q \begin{cases} y_0 + h\lambda_0 - \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{\cos \lambda_n x_0 \cdot \sin \lambda_n (y-y_0)}{\lambda_n} + C_{1n} \sin \lambda_n y + C_{2n} \cos \lambda_n y \right] \cos \lambda_n x, & y_0 \leq y \leq h \\ y + h\lambda_0 - \sum_{n=1}^{\infty} (C_{1n} \sin \lambda_n y + C_{2n} \cos \lambda_n y) \cos \lambda_n x, & y_0 \geq y \geq h \end{cases} \quad (15)$$

$$\varphi_2(x, y) = -Q \left[y - \sum_{n=1}^{\infty} C_{3n} \sin \lambda_n y \cos \lambda_n x \right], \quad 0 \leq y \leq h, \quad (16)$$

где

$$C_{1n} = \frac{\lambda_0 \eta_n \beta_n}{\lambda_n \xi_n}; \quad C_{2n} = \frac{\beta_n}{\lambda_n \xi_n};$$

$$C_{3n} = \frac{\beta_n \gamma_n}{\lambda_n \xi_n}; \quad \lambda_0 = \frac{K_{01}}{K_{02} - K_{01}}; \quad \lambda_n = \frac{2\pi n}{L};$$

$$Q = \frac{2\mu_0 q}{b \rho_0 K_{01}}; \quad \beta_n = \cos \lambda_n x_0 \cdot \cos \lambda_n (H - y_0);$$

$$\eta_n = \operatorname{ctg} \lambda_n h + \frac{K_{02}}{K_{01}} \operatorname{tg} \lambda_n h; \quad \gamma_n = \operatorname{ctg} \lambda_n h + \operatorname{tg} \lambda_n h;$$

$$\xi_n = \sin \lambda_n H - \lambda_0 \eta_n \cos \lambda_n H;$$

При экспоненциальной зависимости параметров пласта и жидкости от давления связь между функциями $\varphi_j(x, y)$ и $P_j(x, y)$ осуществляется следующей формулой [2]:

$$P_j(x, y) = P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln [1 + \alpha \varphi_1(x, y)], \quad (17)$$

где

$$\alpha = \alpha_k + \alpha_p - \alpha_\mu;$$

α_k , α_p , α_μ — коэффициенты изменения соответственно проницаемости, плотности, вязкости и пористости от давления, которые определяются опытным путем или же графическим методом исследования скважин и пластов [2].

Таким образом, для определения функции давления в любой точке пласта возникает необходимость знания коэффициента α .

По результатам измерений давления на скважине с учетом условия

$$P_1(x, y)|_{\substack{x=x_0 \\ y=y_0+r_c}} = P_{1c}, \quad (18)$$

из (17) имеем:

$$\alpha = \ln [1 + \alpha \varphi_1(x_0, y_0 + r_c)]^{1/\Delta P_c} \quad (19)$$

где

Зная функции $\varphi_1(x_0, y_0 + r_c)$ из (15) можно построить итерационный алгоритм решения трансцендентного уравнения (19), воспользовавшись методом простой итерации [1].

Описанный алгоритм был реализован в виде программы для ЭВМ БЭСМ-6, с помощью которой проведены для двух вариантов расчеты при следующих исходных данных:

$$\text{I вар.: } K_{01} = 5,1 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2; \quad K_{02} = 3,06 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2;$$

$$P_{1c} = 2,46 \cdot 10^7 \text{ Па};$$

$$\text{II вар.: } K_{01} = K_{02} = 5,1 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$$

$$P_{1c} = 1,29 \text{ Па}$$

Остальные исходные данные принимались равными:

$$P_0 = 3,55 \cdot 10^7 \text{ Па}; \quad L = 400 \text{ м}; \quad h = 700 \text{ м}; \quad H = 950 \text{ м}; \quad x_0 = 800 \text{ м};$$

$$y_0 = 200 \text{ м}; \quad r_c = 0,1 \text{ м}; \quad q = 1,441 \text{ кг/с};$$

$$\mu_0 = 5 \cdot 10^{-4} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad \rho_0 = 830 \text{ кг/м}^3$$

Начальное приближение коэффициента α принималось постоянным и равным

$$\alpha_0 = 1,974 \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па}$$

В результате расчетов для указанных вариантов значения коэффициента α найдены соответственно:

$$\alpha_1 = 3,43 \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па};$$

$$\alpha_{11} = 0,751 \cdot 10^{-9} \text{ 1/Па}$$

В данных примерах задача определения коэффициента α опиралась на «точные» данные, полученные из решения краевой задачи (1) — (6) методом конечных разностей.

В заключение отметим, что результаты математического моделирования показывают возможность применения предложенного алгоритма для обработки и интерпретации реальных промысловых данных.

Описанный способ определения коэффициента может быть распространен и на другие аналитические представления зависимости параметров пласта и жидкости от давления.

Литература

- 1 Бахвалов Н. С. Численные методы, т. 1.—М.: Наука, 1973.
- 2 Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1987.
- 3 Кац Р. М. Нелинейные установившиеся фильтрации жидкости в слоистом пласте. — МЖГ, 1972, № 1, с. 180—186.
- 4 Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. — М.: Наука, 1976.
- 5 Джалалов Г. И., Джалилов К. Н., Кадыров Р. Н., Мустафаев Ф. М. Установившаяся нелинейная фильтрация жидкости к системе скважин в зонально-однородных пластах. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1987, № 6, с. 52—56.

Г. И. Чалалов

**ҲИССА-ҲИССА БИРЧИНС МУҲИТДЭ МАЈЕНИН ГЭРАРЛАШМЫШ
СҮЗҮЛМЭСИНИН ГЕЈРИ-ХЭТТИ МЭСЭЛЭСИНИН БИР ТЭГРИБИ
ҲӘЛЛ ҮСУЛУ ҲАГГЫНДА**

Мәгаләдә икн зонадан ибарәт деформасија олунан золагвари јатағын гујулар батарејасы илә истисмары заманы мајенин гәрарлашмыш сүзүлмәсинин гејри-хәтти мәсәләсинин тәғриби һәлли гапылмышдыр.

Нәтичәдә физики параметрләрин динамик тәзјигдән асылы олараг експоненсиал ганунла дәјишмәсини характеризә едән үмуми әмсалын тәјини үчүн үсул тәклиф едилмишдир.

G. I. Djalalov

**TO ONE APPROXIMATE METHOD FOR SOLUTION
OF NON-LINEAR PROBLEM OF STEADY FLUID
FILTRATION IN PIECED-HOMOGENEOUS MEDIUM**

The article deals with an approximate method for the solution of non-linear problem of steady fluid filtration to a well system in strip like deformed reservoirs consisting of two zones with different permeabilities. Under exponential dependence of reservoir parameters and fluid from dynamic pressure the author has suggested a method for the determination of a generalized reological coefficient of physical parameters.

АЗӘРБАЈҪАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1989, № 5

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1989, № 5

УДК 622.276.21031

А. М. КУЛИЕВ, Н. В. КАСУМОВ

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ
НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ
В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ**

Важной проблемой при проектировании разработки нефтяных месторождений, особенно глубокозалегающих, является учет в расчетах неизотермичности фильтрационного потока и оценка ее влияния на основные технологические показатели процесса эксплуатации залежи.

Для изучения особенностей проявления неизотермической фильтрации в пористой среде и оценки ее влияния на характер течения нефти были проведены экспериментальные исследования. Результаты этих исследований были использованы для обоснования схемы расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений с учетом реальной температурной обстановки в продуктивном пласте.

Лабораторные опыты проводились на специально разработанной экспериментальной установке (рис. 1), рассчитанной на работу при давлениях до 30 МПа и температурах до 100°C. Установка состоит из системы питания, модели пористой среды — пласта, системы поддержания давления и температуры, а также измерительных приборов.

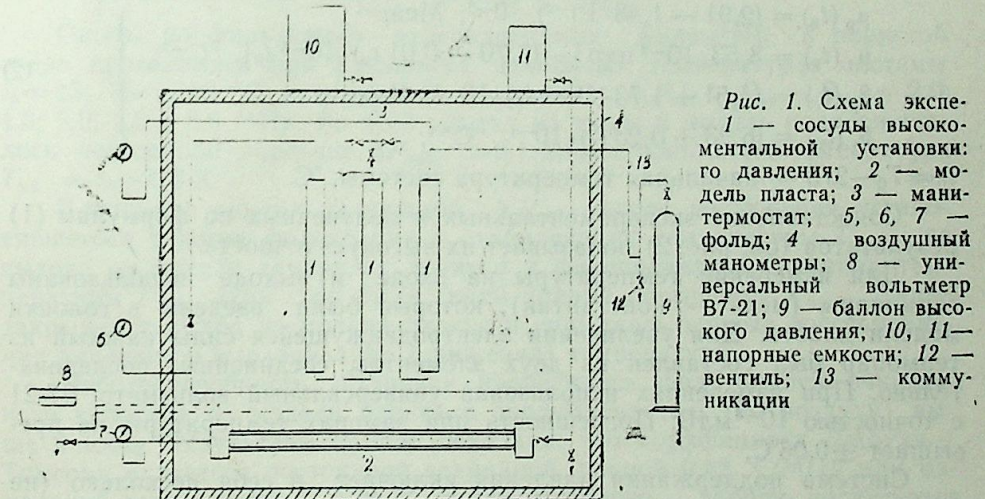


Рис. 1. Схема экспериментальной установки: 1 — сосуды высокого давления; 2 — модель пласта; 3 — манометростат; 4 — воздушный манометр; 5, 6, 7 — фольд; 8 — универсальный вольтметр В7-21; 9 — баллон высокого давления; 10, 11 — напорные емкости; 12 — вентиль; 13 — коммуникация

Система питания состоит из трех сосудов высокого давления 1, коммуникаций 13 и манифольда 3. Заполнение сосудов высокого давления дегазированной углеводородной жидкостью и водой осуществляется при помощи напорных емкостей 10 и 11.

Модель пласта 2 представляет собой заполненную кварцевым песком металлическую трубку длиной 1 м и диаметром 0,02 м, оба конца

которой соединены с образцовыми манометрами 6 и 7, предназначенными для измерения давления с классом точности — 0,4. С целью уменьшения теплообмена фильтрующейся жидкости с корпусом модели пласта в корпус модели и в его головки запрессованы термоизолирующие втулки. Модель пласта создавалась по известной методике использованием кварцевого песка с плотностью $\rho_n = 2650 \text{ кг/м}^3$. Воздухопроницаемость пористой среды составляла $k = 5,79 \text{ мкм}^2$, а пористость $m = 0,33$.

В опытах в качестве рабочих агентов были использованы очищенный керосин с плотностью (при нормальных условиях) $\rho_{20} = 790 \text{ кг/м}^3$ и кинематической вязкостью $\nu_{20} = 1,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ и нефть свиты КС месторождения Лок-Батан с плотностью $\rho_{20} = 908,34 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $\nu_{20} = 68,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Отметим, что в соответствии с [1, 2] была исследована зависимость плотности и динамической вязкости данной нефти от давления и температуры (рис. 2), результаты которых после обработки на ЭВМ позволили получить следующие уравнения для определения с высокой точностью ($\pm 0,1\%$) вязкости $\mu(P, T)$ и плотности $\rho(P, T)$ в зависимости от давления и температуры в интервалах изменения давления до 50 МПа и температуры до 100°C:

$$\begin{aligned} \mu(P, T) &= \mu_0 \exp(\mu_p \Delta P - \mu_t \Delta T) \\ \rho(P, T) &= \rho_0 \exp(\beta_p \Delta P - \beta_t \Delta T) \end{aligned} \quad (1)$$

где μ_0, ρ_0 — соответственно вязкость и плотность нефти при $P = P_0$ и $T = T_0$; P_0, P — начальное и текущее давления; T_0, T — начальная и текущая температуры; μ_p, μ_t и β_p, β_t — коэффициенты изменения вязкости и плотности от давления и температуры, соответственно; $\Delta P = P - P_0$; $\Delta T = T - T_0$;

$$\left. \begin{aligned} \mu_p(t_0) &= (2,91 - 1,48 \cdot 10^{-2}) \cdot 10^{-2}, \text{ Мпа}^{-1} \\ \mu_t(t_0) &= 8,53 \cdot 10^{-2} \exp[-(7,70 - 0,01 t_0) \cdot 10^{-3} t_0], \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}; \\ \beta_p(t_0) &= (4,51 + 1,73 \cdot 10^{-2} t_0) \cdot 10^{-4}, \text{ Мпа}^{-1}; \\ \beta_t(t_0) &= (6,93 + 0,23 t_0) \cdot 10^{-4}, \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}; \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

$t_0 = T_0 - 273$ — начальная температура системы, °С.

Сопоставление экспериментальных и полученных по формулам (1) результатов (см. рис. 2) показывает их высокую точность.

Для измерения температуры на входе и выходе использованы термопары (медь — константан), которые были введены в головки модели пласта. Для увеличения электродвижущей силы каждый из термопар был составлен из двух элементов, соединенных последовательно. При измерениях использован универсальный вольтметр В7-21 с точностью 10^{-3} мВ. Погрешность при замерах температуры не превышает $\pm 0,06^\circ\text{C}$.

Система поддержания давления включает в себя несколько (не менее трех) стандартных баллонов высокого давления со сжатым азотом 9.

Для термостатирования узлов и коммуникаций установка помещена в воздушный термостат 4, снабженный трубчатым электронагревателем, вентилятором и системой автоматического поддержания постоянной температуры. Система воздушного термостатирования, несмотря на сравнительно большое время (5 ч и более) выхода на задан-

ный температурный режим, позволяет поддерживать в процессе опыта постоянную температуру во всех узлах и коммуникациях установки с отклонением от среднего значения ее $\pm 0,5^\circ\text{C}$.

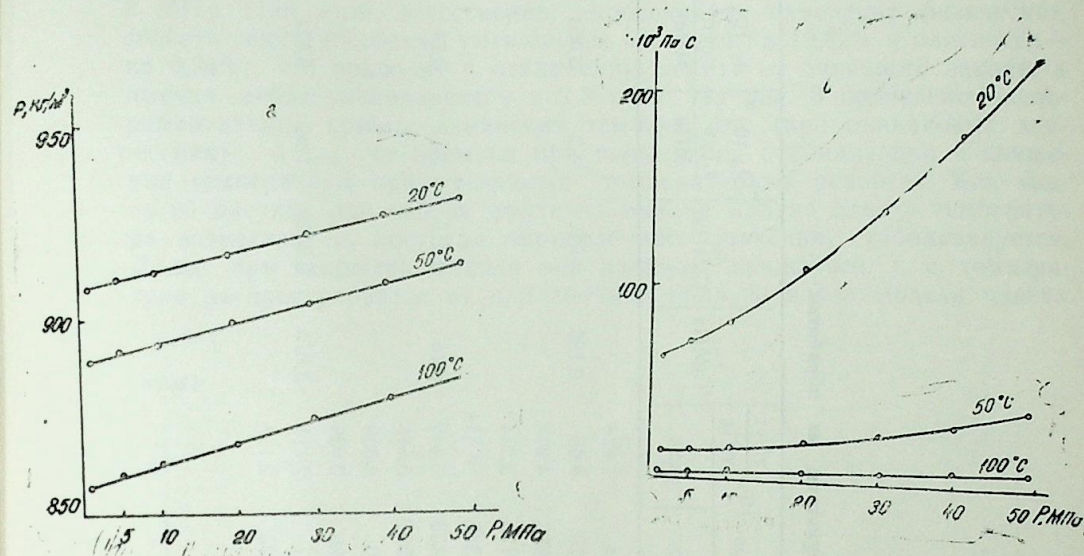


Рис. 2. Кривые зависимости плотности (а) и вязкости (б) нефти от давления и температуры:

1 — экспериментальные точки; 2 — расчетные точки

Опыты по фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде проводились при различных начальных температурах системы $t_0 = 25; 35$ и 50°C и перепадах давления $\Delta P_{заб} = P_{вх} - P_{вых} = 2,0; 4,0; 5,0; 6,0$ и $8,0$ МПа. Во всех опытах на входе в модель поддерживалось постоянное давление $\Delta P_{заб} = 8,1$ МПа и постоянная температура $T_{вх} = t_0 + 273 \text{ К}$.

В процессе опытов на каждом $\Delta P_{заб}$ после достижения установившегося режима фильтрации и стабилизации температуры $T_{вых}$ на выходе из модели замерялся дебит q и фиксировалась величина температуры $T_{вых}$. При этом были сняты кривые повышения $T_{вых}$. Далее закрывался выход из модели пласта и снимались кривые восстановления давления и выравнивания (снижения) температуры.

Работоспособность установки проверялась фильтрацией очищенного керосина из модели пласта с проницаемостью (по воздуху) выше 2 мкм^2 . Результаты опытов показали, что коэффициент Джоуля—Томсона является постоянной величиной, равной $0,42^\circ\text{C}/\text{МПа}$ при начальной температуре $t_0 = 20^\circ\text{C}$, и это достаточно хорошо согласуется с результатами работы [3]. Это показывает, что экспериментальная установка позволяет осуществлять исследования с достаточной точностью.

Результаты исследований по фильтрации нефти и их обработки приведены в таблице. Как видно, полученные зависимости являются вогнутыми к осям q и $\Delta T_{заб}$ соответственно и с увеличением значе-

Экспериментальные данные и результаты их обработки

$\Delta P_{заб}$, МПа	t_0 , °C	$\Delta T_{заб}$, °C		$\Delta T_{заб} / \Delta P_{заб}$, °C/МПа		$q \cdot 10^3$, т/сут		$q \Delta P_{заб} \cdot 10^3$, МПа		$\frac{\tau}{\text{сут}}$, МПа	$\frac{\varepsilon_1}{\text{°C/МПа}}$	$\frac{\varepsilon_2}{\text{°C/МПа}}$	$A_0 \cdot 10^3$, $\frac{\tau}{\text{сут}}$, МПа	$A_1 \cdot 10^3$, $\frac{\tau}{\text{сут}}$, МПа ²	$A_2 \cdot 10^3$, $\frac{\tau}{\text{сут}}$, МПа ³	
		эсп.	расч.	эсп.	расч.	эсп.	расч.	эсп.	расч.							
2		0,48	0,47	0,240	0,235	8,8	8,86	4,4	4,428							
5	50	1,47	1,47	0,294	0,295	23,5	23,25	4,70	4,65		0,195	0,02	4,3	0,060	0,002	
8		2,83	2,84	0,350	0,355	40,2	39,26	5,013	4,908							
2	35	0,30	0,304	0,15	0,152	6,35	6,51	3,175	3,254							
4		0,72	0,70	0,18	0,174	13,39	13,38	3,348	3,344							
6		1,20	1,176	0,20	0,196	20,6	20,65	3,433	3,442							
8		1,80	1,744	0,225	0,218	28,75	28,38	3,594	3,548							
2	25	0,15	0,165	0,08	0,083	4,0	4,02	2,0	2,009							
4		0,36	0,361	0,09	0,090	8,24	8,24	2,06	2,059							
6		0,57	0,587	0,095	0,098	12,6	12,67	2,1	2,111							
8		0,87	0,843	0,11	0,105	18,0	17,32	2,25	2,165							

ния начальной температуры t_0 возрастает значение $\Delta T_{заб}$, а также увеличивается дебит q . Так, например, повышение начальной температуры t_0 в 2 раза приводит к увеличению температуры $\Delta T_{заб} = T_{вых} - T_{вх}$ примерно на 3 °C при перепаде давления $\Delta P_{заб} = 8$ МПа. При этом, естественно, происходит изменение физических свойств нефти (особенно уменьшение вязкости на 19,82% и плотности — на 0,34%), что приводит к отклонению дебита от линейного закона, а именно, дебит увеличивается в 2,5 раза. На рис. 3 приведены экспериментальные кривые изменения температуры (при одинаковых депрессиях) $\Delta T_{заб}$ от времени при повышении, стабилизации и снижении температуры при различных температурных режимах. Как видно из рисунка при отборе нефти на выходе модели пласта температура возрастает и, достигая определенного значения, стабилизируется. Далее, при закрытии выхода она начинает снижаться, т. е. температура распространяется от призабойной области вдоль модели пласта.

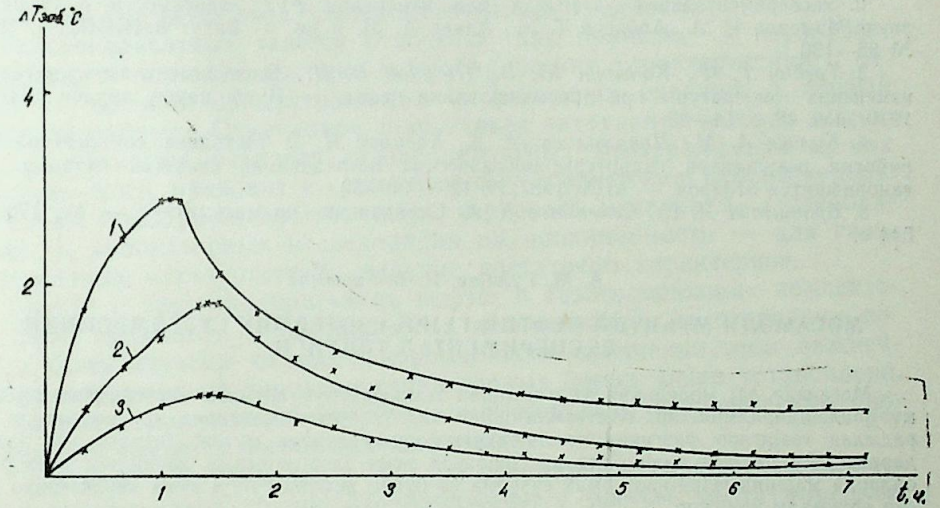


Рис. 3. Зависимость изменения температуры $T_{заб}$ от времени при повышении, стабилизации и снижении температуры при одинаковых депрессиях $\Delta P_{заб} = 8,0$ МПа:
1 — при $t_0 = 50^\circ\text{C}$; 2 — 35°C ; 3 — 25°C

Предложены следующие уравнения для определения в зависимости от депрессии ($\Delta P_{заб}$):
коэффициента продуктивности (или дебита)

$$q/\Delta P_{заб} = A_0 + A_1 \Delta P_{заб} + A_2 \Delta P_{заб}^2 \quad (3)$$

и изменения температуры

$$\Delta T_{заб}/\Delta P_{заб} = \epsilon_0 + \epsilon_1 \Delta P_{заб} \quad (4)$$

Полученные уравнения (3) и (4) идентичны с результатами работы [4]. Значения коэффициентов уравнения (3) и (4), определенные методом наименьших квадратов [5], также занесены в таблицу.

Анализ данных таблицы показывает, что с увеличением $\Delta P_{заб}$ увеличивается $\Delta T_{заб}/\Delta P_{заб}$ и $q/\Delta P_{заб}$. Причем, чем больше начальная температура системы t_0 , тем выше абсолютная величина $\Delta T_{заб}/\Delta P_{заб}$, $q/\Delta P_{заб}$, A_0 , A_1 , A_2 , ϵ_0 и ϵ_1 . Например, увеличение t_0 в 2 раза приводит к увеличению коэффициентов ϵ_0 и ϵ_1 в 3 и 5 раз соответственно больше чем в 2 раза, A_1 примерно в 3 раза и A_2 в 10 раз.

Известно, что с увеличением глубины повышается абсолютная температура пласта. Следовательно, из сказанного вытекает весьма важный вывод — с увеличением глубины залегания разрабатываемых нефтяных месторождений существенно повышается возможность проявления неизотермической фильтрации и усиления ее влияния на характер притока нефти к скважине.

Литература

1. Экспериментальная установка для измерения вязкости/Мамедов И.А., Аббасов Т. М., Алиев А. М. и др. — Баку: АзНИИНТИ, 1985, № 85—189.
2. Экспериментальная установка для измерения PVT зависимости и скорости звука/Мамедов И. А., Аббасов Т. М., Алиев А. М. и др. — Баку: АзНИИНТИ, 1985, № 85—190.
3. Требин Г. Ф., Капырин Ю. В., Петухов В. Н. Экспериментальное изучение изменения температуры при дросселировании нефти. — В сб. научн. трудов ВНИИ, 1979, вып. 49, с. 74—80.
4. Кулиев А. М., Дулямалиев М. А., Касумов Н. В. Методика комплексной обработки результатов гидротермодинамических исследований скважин методом установившихся отборов. — АНХ, 1987, № 12, с. 36—39.
5. Бронштейн И. Н., Семендяев К. А. Справочник по математике. — М., 1986. — 544 с.

А. М. Гулиев, Н. В. Гасымов

МƏСАМƏЛИ МҮҲИТДƏ НЕФТИН ГЕЈРИ-ИЗОТЕРМИК СҮЗҮЛМƏСИНИН ЭКСПЕРИМЕНТАЛ ТƏДГИГИ

Мəгалədə лəј моделинин чыхышындан температурун артмасы экспериментал јолла мҮзјјнлэшдирилмишдир. Кестəрилмишдир ки, бу артым мигдарча лəј моделиндə јарадылан тэзјглэр фэргинин вə башлангыч температурун мҮтлэг гијмэти илэ элагэдирдыр. Бу да ону изаһ едир ки, ишлэнэн нефт јатагларынын дэринлији артдыгча, онларда мајенин гејри-изотермик сүзүлмэ вə бунун нефтин гујуја ахма характеринэ тэсир ентималы чохалыр.

А. М. Kuliev, N. V. Kasumov

EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF UNISOTHERMAL OIL FILTRATION IN A POROUS MEDIUM

This paper states temperature increase at the outlet of a reservoir model experimentally and shows that the more this increase is, the higher the values of depression and initial absolute temperature of the reservoir model are. It outlines that with the increase of the depth of occurrence of developed oil reservoirs, a possibility for unisothermal filtration appearance and intensification of its influence on the character of an oil influx to a well rises considerably.

УДК 622.279.42.

Г. О. АХУНДОВА

К МОДЕЛИРОВАНИЮ НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА ДЛЯ РАСЧЕТА САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

Известно, что сайклинг-процесс, или закачка в газоконденсатный пласт сухого газа, наилучшим способом моделируется с использованием представления об объекте эксплуатации в виде слоисто-неоднородного коллектора, построенного на основании соответствующей кривой распределения проницаемости [1, 2, 5, 6]. Отмеченные кривые распределения проницаемости обычно строят используя данные анализа кернового материала по конкретному объему исследования. Вместе с тем, работа эта имеет свои, часто объективные, трудности.

Газоконденсатные залежи относятся, как правило, к глубокозалегающим, т. е. имеют высокие термобарические характеристики и отличаются высокой продуктивностью добывающих скважин в первый период разработки. Отмеченное значительно затрудняет условия вскрытия продуктивных разрезов газоконденсатных месторождений и, как следствие этого, приводит к существенному сокращению отбора кернов.

Таким образом, недостаточность кернового материала, а следовательно, и лабораторных исследований на проницаемость — для газоконденсатных месторождений явление достаточно характерное.

Вместе с тем, проницаемость нефте- и газосодержащих коллекторов была предметом многочисленных исследований, на основании которых были изучены общие закономерности изменения этой важнейшей фильтрационной характеристики горных пород. Было установлено, что наиболее приемлемой теоретической моделью распределения проницаемости является логнормальный закон.

При этом, как показано в [4], на основании исследования коллекторов продуктивной толщи Азербайджана, с ростом числа определенных распределение проницаемости приближается к логнормальному, хотя на вероятностной бумаге кумулятивные кривые распределений, приближаясь к прямым, совершенно с ними не совпадают.

Вместе с тем, с учетом сказанного выше возможность использования теоретической модели для прикладных целей нефтегазодобычи имела бы немаловажное значение.

Ниже предлагаются результаты исследований процесса вытеснения газоконденсатной смеси сухим газом с использованием фактического распределения проницаемости реального объекта и теоретического распределения проницаемости. В качестве теоретического закона распределения принят экспоненциальный закон, предложенный в [6]:

$$K = ae^{bz} \quad (1)$$

где a — минимальное значение проницаемости продуктивного разреза;
 b — натуральный логарифм от величины максимальной амплитуды изменения проницаемости продуктивного разреза; z — координата

продуктивного разреза, отнесенная к его полной толщине. Фактическая и теоретическая кривые распределения проницаемости вдоль схематизированной толщины продуктивного коллектора показаны на рис. 1. Как видим, значение проницаемостей в подошве и кровле продуктивного пласта полностью совпадает (это следует из описанного выше закона распределения), различаясь, однако, в любой другой точке.

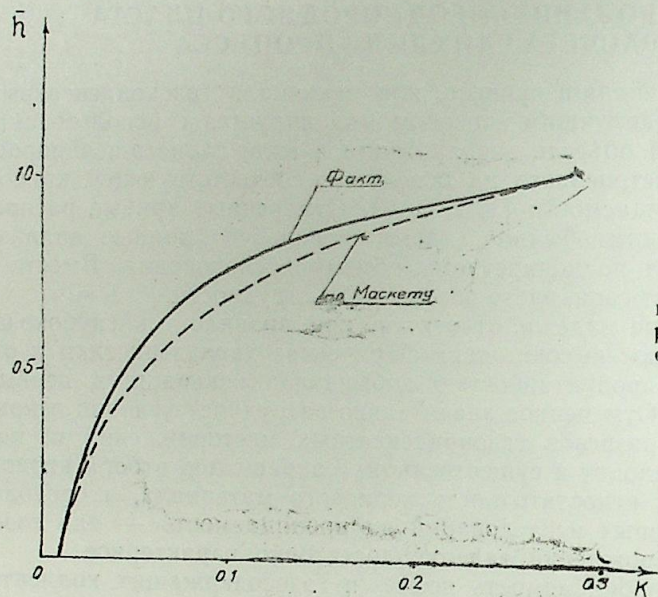


Рис. 1. Фактическая и теоретическая кривые распределения проницаемости

Представляло интерес определение разницы в характерных прогнозируемых технологических показателях разработки газоконденсатной залежи с закачкой в пласт сухого газа при моделировании ее слоистой неоднородности по кривым распределения, приведенным на рис. 1.

В расчетах использовался семислойный пласт, пропластки которого считались гидродинамически связанными лишь на линиях отбора и закачки. Условия эксплуатации характеризовались заданным отбором газа из залежи и постоянным давлением нагнетания сухого газа, равным начальному пластовому давлению. Гидродинамическая постановка данной задачи приведена в [1] с учетом бинарной модели фильтрации газоконденсатной смеси [3].

На рис. 2 (здесь и далее на рисунках сплошными линиями даны показатели при использовании фактического распределения проницаемости, а пунктирными — теоретического распределения) дан характерный вид изменения безразмерных (отнесенных к первоначальному их значению по вариантам) коэффициентов продуктивности газоконденсатных скважин. Как видим, коэффициенты продуктивности отличаются незначительно. Из этого следует, что использование теоретического закона распределения проницаемости (1) для рассматриваемых целей при известных предельных значениях проницаемости вполне допустимо.

Данные рис. 2, кроме того, показывают, что коэффициенты продуктивности в безразмерном виде тем выше, чем выше темп отбора

газа, хотя отмеченная закономерность и имеет несколько затухающий характер. Однако, если бы мы сопоставляли абсолютные значения коэффициентов продуктивности, то отмеченная закономерность их изменения в функции темпа отбора осталась бы справедливой лишь по прошествии некоторого периода эксплуатации. В пределах рассмотренных условий этот период составил 3—4 года, что видно и из данных рис. 2. Как видим, темп роста кривых $K(t)$ в первый период значительно различается. Это связано с тем, что в первый период разработки коэффициент продуктивности в абсолютном измерении тем ниже, чем выше темп отбора. Это легко уяснить, сравнивая начальные величины коэффициентов продуктивности. Поскольку любое увеличение дебита связано с неравнократным, а с безусловно большим увеличением депрессии, то это должно приводить к определенному снижению коэффициента продуктивности. Закономерность же, наблюдаемая во втором из отмеченных этапов, связана с опережающим продвижением сухого газа по высокопроницаемым прослоям при высоких темпах отбора и соответствующим снижением суммарного фильтрационного сопротивления.

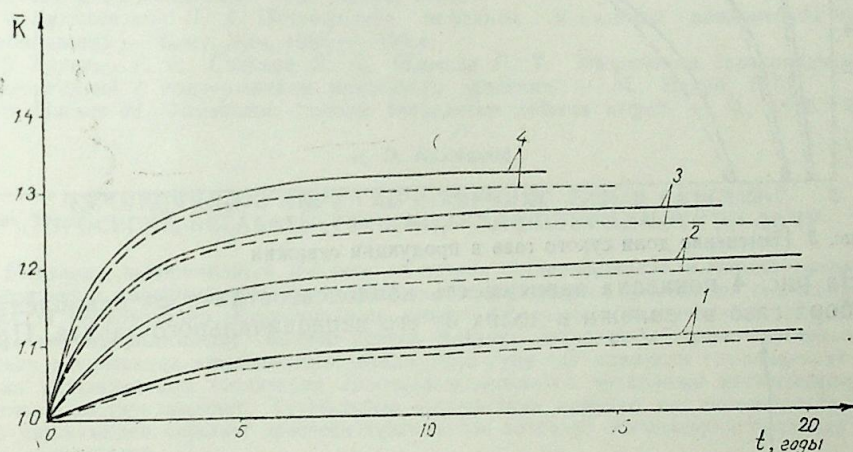


Рис. 2. Изменение коэффициента продуктивности во времени

Правильное описание производительности скважины по газу при прогнозировании сайклинг-процесса является необходимым, но недостаточным условием применимости обсуждаемой модели неоднородного пласта. Важным здесь следует признать удовлетворительное описание всех основных технологических показателей. Поэтому ниже приводятся результаты сравнительных исследований послепрорывного периода эксплуатации залежи, а также исследований по конденсатоотдаче.

На рис. 3 показано изменение доли сухого газа в продукции добывающих скважин при трех различных темпах отбора. Каждый из отмеченных вариантов разработки рассматривался для двух вариантов распределения проницаемости: фактического и соответствующего (1). И здесь, как видим, имеет место достаточная сходимость результатов. Хотя при этом в первый период расхождение выше, но, они быстро

снижаются. Приведенные кривые имеют характерный вид с быстрым нарастанием доли сухого газа в продукции после его прорыва с последующим существенным замедлением. Отмеченная закономерность характерна для процесса вытеснения одной жидкости другой из слоистого пласта, когда распределение проницаемостей по пропласткам подчиняется экспоненциальному закону. Кроме того, из рисунка видно, что чем выше темп отбора газа из залежи, тем быстрее происходит прорыв сухого газа и выше темп роста загазованности.

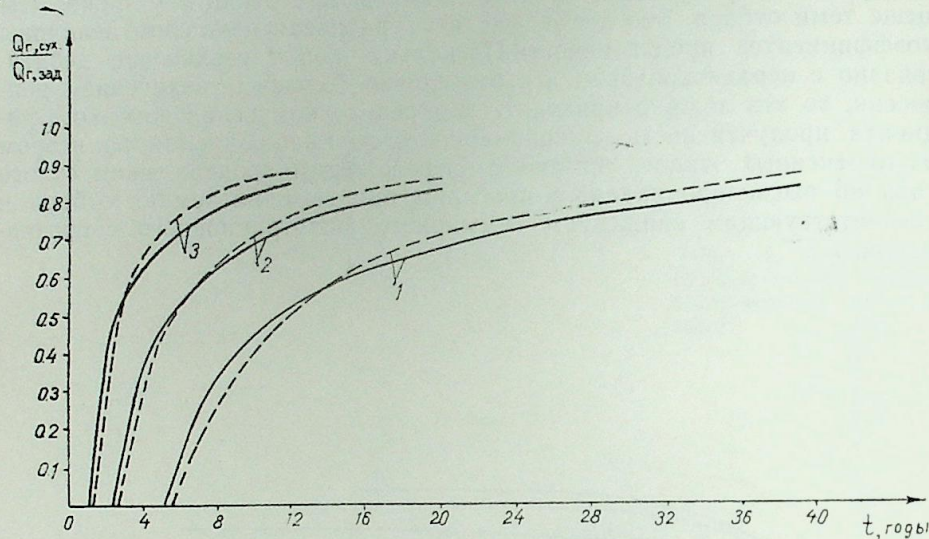


Рис. 3. Изменение доли сухого газа в продукции скважин

На рис. 4 показана зависимость конденсатоотдачи от накопленно-го отбора газа из залежи в долях от его первоначального запаса. При-

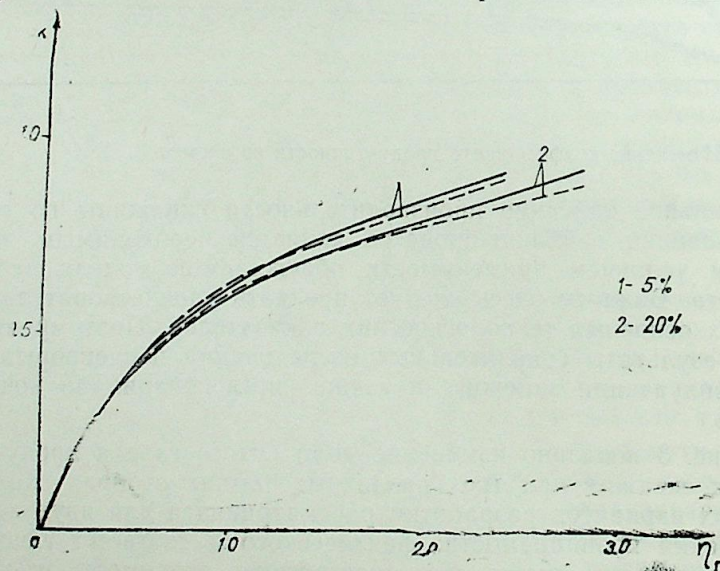


Рис. 4. Зависимость коэффициента конденсатоотдачи от газоотдачи

веденные зависимости относятся к двум существенно различающимся темпам отбора газа и двум принятым к исследованию распределениям проницаемости. Как видим, по основному показателю исследуемого процесса в практически интересном интервале изменения показатели близки для обоих темпов отбора. Здесь, как и в [2], низкие темпы отбора газа дают несколько более высокие коэффициенты извлечения конденсата.

Таким образом, из приведенного видно, что закон распределения [1] вполне может использоваться для решения задач, связанных с исследованием сайклинг-процесса.

Литература

1. Абасов М. Т., Ахундова Г. О., Оруджалиев Ф. Г. К разработке газоконденсатных залежей с закачкой в пласт сухого газа. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1984, № 1, с. 32—37.
2. Абасов М. Т., Ахундова Г. О., Джафарова Н. М., Оруджалиев Ф. Г. К исследованию неоднородных газоконденсатных залежей. — Деп. в ВИНТИ 20 февраля 1985, № 1360—85.
3. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1989.
4. Буряковский Л. А. Петрофизика нефтяных и газовых коллекторов толщи Азербайджана. — Баку: Элм, 1985, — 195 с.
5. Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. — М.: Недра, 1976.
6. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — М.: 1953.

h. O. Akhundova

КЕЧИРИЧИЛИЈӘ КӨРӘ ГЕЛРИ-БИРЧИНС ЛАЈЫН САЈКЛИНГ-ПРОСЕСИН ҲЕСАБАТЫ ҮЧҮН МОДЕЛЛӘШДИРИЛМӘСИНӘ ДАИР

Мәгаләдә, кечиричилијин фактики вә нәзәри ләјланмасындан истифадә олунмагла, газ-конденсат гарышығынын гуру газла сыхышдырылмасы просесинин тәдгигинин нәтичәләри верилмишдир. Кечиричилијин нәзәри ләјланмасы экспоненциал ганунла ләјланма гәбул едилмишдир. Кечиричилијин фактики ләјланмасы керн материалынын тәдгиги нәтичәсиндә алынмышдыр. Ишдә, ләја гуру газ вурмагла газ-конденсат јатағынын ишләнмәсинин характерик прогнозлашдырылмыш техноложу кәстәричиләринин фәргләри кәстәрилмишдир. Тутушдурма нәтичәсиндә көрүнүр ки, экспоненциал ганун үзрә пәјланмадан сајклинг-просесин тәдгиги илә әлағәдар мәсәләләрин һәллиндә истифадә олуна биләр.

G. O. Akhundova

TO HETEROGENEOUS BED SIMULATION FOR SYCLING PROCESS CALCULATION

The article deals with the experimental results of a gas, condensate mixture displacement process with dry gas using actual and theoretical permeability distributions and shows a difference in characteristic predicting technological indicators of gas condensate reservoir development with dry gas injection into a bed.

The results of a comparison allow to use the exponential law of a distribution to solve problems connected with sycling process study.

УДК 672.323

Ф. А. БАБА-ЗАДЕ, И. А. НАСРУЛЛАЕВ, Н. Ш. ШЕЛЕВОЙ

РАСЧЕТНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ, ПРЕВЫШАЮЩЕГО ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ

В тех случаях, когда забойное давление работающей фонтанной или газлифтной скважины выше давления насыщения оно сравнительно простым расчетным приемом может быть определено по устьевому затрубному давлению с привлечением данных анализа пластовой нефти. При этом предполагается полная герметичность затрубного пространства скважины и отсутствие воды в составе ее продукции.

В первый период работы скважины в ее затрубном пространстве происходит процесс сегрегации заполнявшей его перед этим воды и пластовой нефти.

Еще в процессе смены воды на нефть начинаются и другие процессы. Прежде всего в верхней части затрубного пространства из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ, и идет процесс сегрегации этого выделившегося газа. Попутно с этим идет процесс сегрегации недонасыщенной нефти, содержащей растворенный газ, от более тяжелой дегазированной нефти и, одновременно с ним, процесс диффузии растворенного в нефти газа вверх по стволу скважины в область дегазированной нефти.

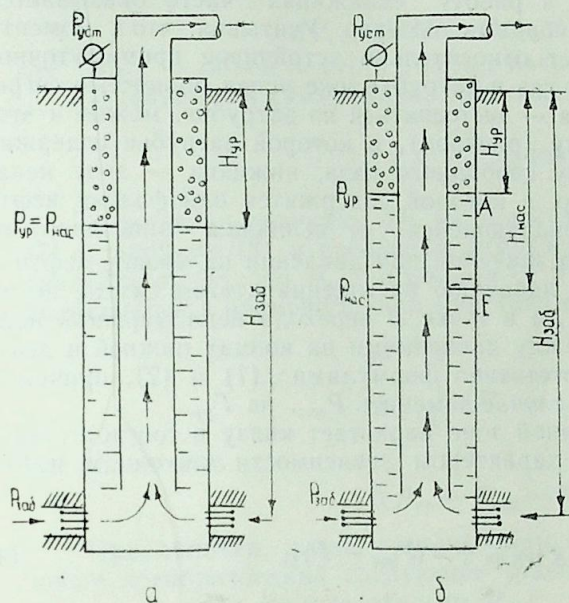
Процесс сегрегации свободного газа из нефти вследствие большой разности их плотностей заканчивается первым, и в затрубном пространстве образуется газовая «подушка». Несколько позже, но через сравнительно короткий промежуток времени заканчивается и процесс сегрегации нефти и воды, в результате чего последняя полностью вытесняется из затрубного пространства. Самым длительным оказывается процесс перераспределения вдоль ствола в затрубье скважины газосодержащей и дегазированной нефти ввиду малой разницы в их плотностях и медленной диффузии молекул растворенного газа. После окончания и этого процесса вся, хотя бы частично дегазированная, нефть вытесняется из затрубного пространства, которое теперь состоит только из двух зон: верхней — зоны свободного газа и нижней — зоны ненасыщенной нефти (рисунок а). Если обозначить через $P_{уст}$, P_y и $P_{заб}$ соответственно устьевое давление, на уровне нефти и забойное, через $H_{ур}$ и $H_{заб}$ — глубины уровня нефти и фильтра (среднюю глубину) скважины и учесть, что давление на уровне нефти равно на этой стадии давлению насыщения $P_{нас}$, то давления столбов нефти и газа выразятся соответственно известными формулами:

$$P_{заб} = P_{нас} + \rho_{н.пл} g (H_{заб} - H_{ур}) \quad (1)$$

$$P_{нас} = P_{уст} \exp \left(\frac{\rho_{г.о} g H_{ур} T_0}{Z_{ср} T_{ср} P_0} \right), \quad (2)$$

где $\rho_{н.пл}$, $\rho_{г.о}$ — плотности соответственно пластовой нефти и газа, находящегося при стандартных давлении P_0 и температуре T_0 ;

$Z_{ср}$, $T_{ср}$ — средние по стволу значения коэффициента сверхсжимаемости газа и температуры;
 g — ускорение силы тяжести.



Схеме размещения флюидов в затрубном пространстве скважины: а — после сегрегации газа и нефтенасыщенной нефти; б — до сегрегации ненасыщенной нефти от насыщенной

Давление и температура везде берутся в абсолютных единицах измерений.

Исключив из системы уравнений (1) и (2) величину $H_{ур}$ можно получить выражение для расчетного определения забойного давления на этой стадии работы скважины:

$$P_{заб} = P_{нас} + \rho_{н.пл} g \left(H_{заб} - \frac{Z_{ср} T_{ср} P_0}{\rho_{г.о} g T_0} \ln \frac{P_{нас}}{P_{уст}} \right) \quad (3)$$

При всяком изменении режима работы скважины и, в частности, при ее полной остановке в кратчайший срок в затрубном пространстве происходит соответствующее изменение уровня жидкости, и после установления постоянного устьевого давления в затрубье уравнение (3) остается пригодным для расчета пластового давления.

Возможны два предельных случая. В первом из них забойное давление скважины ниже давления насыщения, и после стабилизации процесса затрубное пространство оказывается заполненным исключительно газом. Расчет забойного давления при этом производится по барометрической формуле (2), где величина $P_{нас}$ должна быть заменена на $P_{заб}$. Пластовое давление определять в этом случае нельзя, так как после остановки в затрубье проникает из пласта и, возможно, из труб неконтролируемое количество свободного газа.

Другой предельный случай — когда устьевое давление превышает давление насыщения и затрубное пространство заполнено однородной насыщенной нефтью.

Указанная особенность имеет место на некоторых месторождениях Азербайджана, в частности, на месторождении Мурадханлы. Расчет забойного и пластового давлений в этом случае производится по формуле (1) с заменой в ней величины $P_{нас}$ на $P_{уст}$.

Во вновь вступающих в работу скважинах часто оказывается невозможным проведение глубинных замеров. Учитывая, что к моменту их исследования существует относительно устойчивое промежуточное состояние, когда свободный газ в затрубье уже успел полностью сегрегироваться из нефти, а вода — вытесниться из затрубья, можно к этому случаю применить схему (рисунок), в которой затрубье содержит три зоны; верхнюю — зону свободного газа, нижнюю — зону ненасыщенной нефти и среднюю, в которой содержится однофазная нефть с газонасыщенностью, уменьшающейся от величины пластового ее значения в нижней точке до значения при давлении на уровне нефти — в верхней. Давление равно давлению насыщения в этом случае не на уровне жидкости (точка А), а в точке В перехода ненасыщенной нефти в насыщенную. Связь между давлениями на концах нижней и верхней зон описывается соответственно формулами (1) и (2), причем в формуле (2) следует в этом случае заменить $P_{нас}$ на $P_{ур}$.

Давление в промежуточной зоне нарастает книзу в соответствии с приближенно с линейным характером зависимости плотности нефти от глубины.

$$\frac{dP}{dH} = g [\rho_{н.пл} + \alpha (P_{нас} - P)], \quad (4)$$

где $\alpha = \frac{d\rho_n}{dP} \approx \text{const}$ — величина, определяемая по данным анализа пробы пластовой нефти.

Рассмотрим интервал глубин от уровня нефти до точки, в которой $P = P_{нас}$ и $H = H_{нас}$.

Из (4) следует:

$$H_{нас} = H_{ур} + \frac{1}{g\alpha} \ln \left[1 + \frac{\alpha}{\rho_{н.пл}} (P_{нас} - P_{ур}) \right] \quad (5)$$

Система уравнений (1) (с заменой $H_{ур}$ на $H_{нас}$), (2) (с заменой $P_{нас}$ на $P_{ур}$) и (5) содержит три неизвестные величины, подлежащие исключению: $P_{ур}$, $H_{ур}$, $H_{нас}$. Для получения замкнутой системы уравнений к ней следует добавить уравнение баланса газа, пришедшего в верхнюю зону и ушедшего из промежуточной.

Стандартный объем газа в газовой «подушке» равен:

$$V_{г.о} = \frac{f}{\rho_{г.о} g} (P_{ур} - P_{уст}), \quad (6)$$

где f — площадь поперечного сечения затрубья.

Весь этот газ выделился из нефти в промежуточной зоне. Количество его, перешедшее в газовую «подушку» с элементарного участка затрубного пространства длиной dH , имеющего давление, равное P , составляет:

$$dV_{г.о} = dV_{н.о} S (P_{нас} - P), \quad (7)$$

где $S = \frac{d\Gamma}{dP} \approx \text{const}$ — коэффициент растворимости газа в нефти;

Γ — газосодержание нефти по объемам.

Объем нефти на этом участке равен:

$$dV_n = f dH = dH_{н.о} (b - \rho \Delta P), \quad (8)$$

где $V_{н.о}$ — объем нефти в дегазированном состоянии;

b — объемный коэффициент пластовой нефти.

$$\beta = \frac{db}{dP} \approx \text{const} \quad (9)$$

Подставляя величину dH из формулы (4), величину $dV_{н.о}$ из (7) в формулу (8) и произведя интегрирование в пределах изменений давления от $P_{ур}$ до $P_{нас}$ и объема от 0 до $V_{г.о}$ получаем объем выделившегося в промежуточной зоне газа в виде:

$$V_{г.о} = \frac{fs}{g} \int_0^{\Delta P_{ур}} \frac{x dx}{(P_{н.пл} + \alpha x)(B - \beta x)} \quad (10)$$

где обозначено:

$$\Delta P_{ур} = P_{нас} - P_{ур}. \quad (11)$$

Приравнявая, далее, правые части равенств (6) и (10), получаем после преобразований следующее трансцендентное уравнение для определения $\Delta P_{ур}$, и следовательно, $P_{ур}$:

$$\Delta P_{ур} = \Delta P_{уст} + \frac{\rho_{г.о} S}{\alpha b + \beta \rho_{н.пл}} \left[\frac{\rho_{н.пл}}{\alpha} \ln \left(1 + \frac{\alpha}{\rho_{н.пл}} \Delta P_{ур} \right) + \frac{b}{\beta} \ln \left(1 - \frac{\beta}{b} \Delta P_{ур} \right) \right] \quad (12)$$

Решение уравнения в (12) не представляет особой трудности и оно легко может быть выполнено с применением одного из приближенных методов решения трансцендентных уравнений.

Однако для практически возможных интервалов изменения параметров, входящих в это уравнение, а именно, малых значений величин

$\frac{\alpha}{\rho_{н.пл}} \Delta P_{ур}$ и $\frac{\beta}{b} \Delta P_{ур}$ решение его методом последовательных приближений можно представить в следующем удобном виде:

$$P_{ур} = P_{уст} + \frac{\rho_{г.о} S}{2b \rho_{н.пл}} (P_{нас} - P_{уст})^2 + \dots \quad (13)$$

Отметим, что для практически возможных значений данных: $\rho_{г.о}$, $\rho_{н.пл}$, S , α , β , $P_{нас}$ и $P_{ур}$ решение (13) удовлетворяет уравнению (12) с достаточно высокой степенью точности. Так, например,

при данных: $\rho_{г.о} = 0,731 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{н.пл} = 813 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $b = 1,174$; $S = 2,80 \cdot 10^{-6}$

Па^{-1} , $\alpha = 3,15 \cdot 10^{-6} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \text{Па}}$, $\beta = 0,611 \cdot 10^{-8} \text{Па}^{-1}$, $\Delta P_{ур} = 10 \text{ мПа}$ согласно

формуле (13) получаем $\Delta P_{ур} = 9,893$ МПа. Уточненное, согласно формуле (12), значение этой величины $\Delta P_{ур} = 9,894$ МПа.

Как видно, погрешность даже в первом приближении становится менее 0,01%.

Подставив найденное из уравнений (12) или (13) значение $\Delta P_{ур}$ в барометрическую формулу (2) после замены $P_{нас}$ на $P_{ур}$ находим глубину динамического уровня $H_{ур}$.

Далее, подставив найденные значения $P_{ур}$ и $H_{ур}$ в формулу (5), определяем глубину раздела $H_{нас}$ между ненасыщенной и насыщенной нефтями. После этого, подставив найденное значение $H_{нас}$ в формулу (1) вместо $H_{ур}$ при известных $H_{заб}$ и $P_{нас}$, определяем забойное давление $P_{заб}$.

Отметим, что критерием, позволяющим установить, какую схему распределения фаз в затрубном пространстве принять за основу выбора модели расчета забойного давления, может служить сама величина $\Delta P_{ур}$, исчисляемая по формулам (12), (13). Если эта величина окажется достаточно малой, то это означает, что процесс сегрегации нефтей практически завершился, и промежуточная зона нефти с переменным газосодержанием пренебрежимо мала. Следовательно, для расчета забойного давления можно использовать формулу (3), а в противном случае следует использовать схему расчета с определением $P_{ур}$ по формулам (12), (13).

Другим критерием для определения распределения фаз в затрубье может служить темп изменения устьевого давления после пуска скважины или изменения режима ее работы.

Предложенная методика была использована для определения забойного и пластового давлений в 12 скважинах месторождения им. 28 Апреля, в которые спуск скважинного манометра был невозможен из-за высокого устьевого давления.

Сопоставление результатов, полученных по данной методике, с результатами последовавших прямых измерений забойных давлений подтвердило достаточную для практики исследования ее точность.

Ф. Э. Бабазадэ, И. Э. Нэсруллајев, Н. Ш. Шелевој

ДОЈМА ТЭЗЈИГИНДЭН ЛУКСЭК ГУЛУДИБИ ТЭЗЈИГИНИН НЕСАБЛАНМАСЫ ҮСУЛУ

Магалэдэ бору вэ ја боруархасында маје вэ газ фазаларынын јерлэшмэсинэ керэ гујудиби тэзјигинин һесаблианмасы үсулу верилир. Бунун үчүн газын ажрылма дэринлигиндэ тэзјигин маълум дојма тэзјигинэ бэрабэрлији шэртиндэн, нефтлэ газын һачми хассэлэринин тэзјигдэн асылылыгларындан вэ фазаларарасы мадди баланс шэртлэриндэн истифадэ олунур.

Бурада фазаларын формалашмасынын ики һалына:

—гујунун узун мүддэт ишлэмэсиндэн сонра јаранмыш гэрарлашмыш ики фаза һалына;

—гујуја тэзэ шүа бурахыландан вэ ја онун иш режими дэјишдирилдикдэк сонра гэрарлашмамыш үч фаза һалына бахылыр.

Тэклиф олунмуш үсул 28 Апрель нефт јатағы гујуларында тэтбиг едилмиш вэ гэнэатбэхш нэтичэлэр алынмышдыр.

F. A. Baba-zade, I. A. Nasrullayev, N. Sh. Shelevoy

ESTIMATED DEFINITION OF BOTTOM HOLE PRESSURE EXCEEDING SATURATION PRESSURE

Estimated formulas for finding bottom hole pressure on gauge annulus surface pressure of well are given in this article. The separation of formation and degassed oil takes place after long period of work. This process is not practically begun at the time when separation of free gas completed.

The mentioned formulas are available for both finding bottom hole pressure, dynamic and static pressure.

УДК 622.276.5.001.5

Г. И. ДЖАЛАЛОВ, Т. М. ИБРАГИМОВ

**К ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ НЕСТАЦИОНАРНОЙ
 ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА ПО ВАРИАЦИОННЫМ
 МЕТОДАМ ИДЕНТИФИКАЦИИ**

Как известно, одной из важных задач гидродинамических исследований фильтрационных процессов является разработка методов идентификации изучаемого объекта на основании входных и выходных информации.

Теории и практике интерпретации данных нестационарной фильтрации нефти и газа различными аналитическими методами посвящено большое число публикаций [2, 3, 6]. Необходимость учета упругих свойств породы и насыщающих их флюидов существенно усложняет математическое описание процесса фильтрации и затрудняет аналитическое решение подобных задач. Поэтому повышается роль численных методов определения фильтрационных параметров и возрастают требования к их точности. Одним из численных методов решения обратных задач идентификации фильтрационно-емкостных параметров нефтегазоносных пластов является вариационный метод, который получил развитие в работах [5, 7—9]. При использовании этого метода задача определения фильтрационно-емкостных параметров пласта сводится к экстремальной задаче, т. е. к минимизации квадратичной невязки помысловых (фактических) и расчетных давлений.

В настоящей работе вариационный метод идентификации фильтрационно-емкостных параметров пластов [5, 8] применяется для интерпретации данных по результатам промысловых измерений динамических характеристик процесса.

В табл. 1 приводятся изменения забойного давления и дебита конкретной скважины от времени, взятые из [3] для гранулярного недеформируемого пласта.

Таблица 1

№	$t \cdot 10^{-3}$ с	$\Delta P_c(t)$ МПа	$Q(t) \cdot 10^3$ м ³ /с	№	$t \cdot 10^{-3}$ с	$\Delta P_c(t)$ МПа	$Q(t) \cdot 10^3$ м ³ /с
1	0	0,0	0,84	9	16	4,32	0,12
2	2	1,20	0,57	10	18	4,46	0,10
3	4	2,04	0,46	11	20	4,54	0,09
4	6	2,81	0,39	12	22	4,64	0,08
5	8	3,30	0,26	13	24	4,69	0,07
6	10	3,70	0,21	14	26	4,72	0,08
7	12	3,94	0,16	15	28	4,80	0,07
8	14	4,15	0,15	16	30	4,84	0,07

Скважина до остановки работала с дебитом $Q_0 = 8,43 \cdot 10^{-4}$ м³/с при установившемся режиме. Плотность жидкости в пластовых условиях $\rho = 830$ кг/м³. Пластовое давление $P_{пл} = 24,5$ МПа, мощность пласта $h = 10$ м, радиус контура питания $R_k = 100$ м. В качестве начальных приближений выбраны значения соответствующих параметров, полученных в работе [3] интегральным методом. Распределение давления при становившемся режиме принято в виде.

$$P_0(r) = P_{пл} - \frac{Q_0 \mu}{2\pi kh} \ln R_k/r, \quad (1)$$

В табл. 2 приведены результаты расчетов по предлагаемой методике и полученных при обработке кривой восстановления давления различными методами. Как видно из табл. 2, найденные физические параметры хорошо согласуются с результатами обработки, проведенными различными способами.

Таблица 2

Метод обработки	$\frac{kh}{\mu}$, м ³ /сМПа	$\frac{\gamma}{r_c^2}$, $\frac{1}{с}$	r_c , м
Дифференциальный [3]	$27,0 \cdot 10^{-5}$	$1,78 \cdot 10^4$	0,0067
Интегральный [3]	$27,0 \cdot 10^{-5}$	$2,40 \cdot 10^4$	0,0050
Операционный [3]	$27,0 \cdot 10^{-5}$	$1,73 \cdot 10^4$	0,0067
Графоаналитический с учетом притока [3]	$28,0 \cdot 10^{-5}$	$3,36 \cdot 10^4$	0,0049
Приближенный (метод поправочного коэффициента) [4]	$23,0 \cdot 10^{-5}$	$5,39 \cdot 10^2$	0,0380
Графоаналитический без учета притока [4]	$5,40 \cdot 10^{-5}$	$1,00 \cdot 10^{-3}$	28,000
По методике [2] с учетом притока	$26,1 \cdot 10^{-5}$	$0,61 \cdot 10^4$	0,0041
По методике [2] без учета притока	$3,94 \cdot 10^{-5}$	$1,76 \cdot 10^{-4}$	9,3341
Предлагаемая	$32,98 \cdot 10^{-5}$	$2,93 \cdot 10^4$	0,0059

Теперь апробируем предложенный метод для идентификации параметров газоконденсатного месторождения Карадаг. В табл. 3 при-

Таблица 3

№	$t \cdot 10^{-2}$ с	$\Delta P_c(t)$ МПа	$Q(t)$ м ³ /с	№	$t \cdot 10^{-2}$ с	$\Delta P_c(t)$ МПа	$Q(t)$ МПа
1	0	0,0	4,55	11	30	4,32	0,15
2	3	2,17	3,06	12	33	4,39	0,13
3	6	2,92	1,31	13	36	4,45	0,12
4	9	3,42	0,83	14	39	4,50	0,11
5	12	3,72	0,44	15	42	4,55	0,09
6	15	3,85	0,27	16	45	4,60	0,05
7	18	3,97	0,24	17	48	4,64	0,06
8	21	4,07	0,20	18	51	4,66	0,09
9	24	4,17	0,18	19	54	4,69	0,09
10	27	4,25	0,16	20	57	4,74	—

Таблица 4

Метод обработки	Учет изменения физических свойств газа и коллектора	Учет притока газа после остановки скважины	$\frac{kh}{\mu} \cdot 10^3$ МПа	$\frac{x}{R_k^2} \cdot 10^5$ 1/с	$\frac{\chi}{r_{ср.}}$, 1/с	$\frac{M^2}{C}$ %	$\frac{R_k}{r_c}$
По методике [2]	С учетом	С учетом	3,23	3,87	$1,44 \cdot 10^{-2}$	$1,44 \cdot 10^{-2}$	$\frac{19,4}{1,0}$
	Без учета	Без учета	1,33	3,87	$1,33 \cdot 10^{-3}$	$8,10 \cdot 10^{-3}$	$\frac{14,6}{2,5}$
	С учетом	С учетом	2,31	4,05	$7,56 \cdot 10^{-2}$	$1,44 \cdot 10^{-2}$	$\frac{18,9}{0,4}$
	Без учета	Без учета	1,20	4,05	$2,03 \cdot 10^{-1}$	$8,10 \cdot 10^{-3}$	$\frac{14,2}{2,0}$
	С учетом	С учетом	2,06	1,69	$4,67 \cdot 10^{-3}$	$7,10 \cdot 10^{-3}$	$\frac{20,5}{3,9}$

Предлагаемая

$$\text{где } x = \frac{P_{пл.} \cdot k(P_{пл.})}{\mu(P_{пл.}) \cdot m(P_{пл.})}$$

ведены исходные данные по исследованию скв. № 70 этого месторождения при неустановившемся режиме [2].

Скважина до остановки работала с дебитом $Q_0 = 4,55$ м³/с при установившемся режиме. Пластовое давление составляло $P_{пл} = 39,2$ МПа, мощность пласта $h = 23$ м.

Учитывая, что физические параметры газа и коллектора изменяются по степенному закону

$$k(P) = k(P_{пл}) \left(\frac{P}{P_{пл}} \right)^{\alpha_k}, \quad m(P) = m(P_{пл}) \left(\frac{P}{P_{пл}} \right)^{\alpha_m}, \quad (2)$$

$$\mu(P) = \mu(P_{пл}) \left(\frac{P}{P_{пл}} \right)^{\alpha_\mu}, \quad \rho(P) = \frac{P_{ам} \cdot P}{P_{ам} z(P)}, \quad z(P) = z(P_{пл}) \left(\frac{P}{P_{пл}} \right)^{\alpha_z}$$

при установившемся режиме распределение давления найдено в виде [6]:

$$P_0(r) = P_{пл} \left\{ 1 - \frac{(1 + \alpha) Q_0}{2\pi \lambda_0 P_{пл}} \ln \frac{R_k}{r} \right\}^{\frac{1}{1+\alpha}}, \quad (3)$$

где

$$\alpha = 1 + \alpha_k - (\alpha_\mu + \alpha_z); \quad \lambda_0 = k(P_{пл}) h P_{пл} / P_{ам} \mu(P_{пл}) z(P_{пл});$$

$\alpha_k, \alpha_m, \alpha_\mu, \alpha_z$ — коэффициенты изменения соответственно проницаемости газа от давления.

При минимизации функции невязки методом покоординатного спуска начальные приближения определяемых параметров выбраны из [2] и α, β из [6] принимались $\alpha = -0,293; \beta = -0,72$.

В табл. 4 даны результаты расчетов по методике, приведенной в [2], и по предлагаемой методике.

Далее апробация методики проведена при определении параметров Чиренского месторождений Р-6 в НРБ с деформируемым трещиновато-пористым типом коллектора [2]. В табл. 5 приведены исходные данные по исследованию скважины этого месторождения при неустановившемся режиме без учета притока после ее остановки. Исходные данные, принятые в расчетах, следующие:

$$Q_0 = 4,6412 \text{ м}^3/\text{с}; \quad Z(P_{пл}) = 0,87; \quad P_{пл} = 17,99 \text{ МПа}; \quad h = 50 \text{ м.}$$

Таблица 5

№	$t, \text{ с}$	$P_c(t), \text{ МПа}$	№	$t, \text{ с}$	$P_c(t), \text{ МПа}$
1	0	11,71	10	1800	15,46
2	60	12,26	11	2400	15,66
3	120	13,09	12	3600	15,93
4	180	13,60	13	6900	16,59
5	240	13,94	14	11100	17,10
6	300	14,18	15	14700	17,35
7	480	14,57	16	21900	17,76
8	660	14,82	17	25200	17,90
9	900	15,01	18	27000	17,99

Таблица 6

Метод обработки	$\frac{x_1}{r_c^2}, 1/c$	$\frac{x_2}{r_c^2}, 1/c$	$\frac{\epsilon_1 \cdot 10^3}{m^3/cmPa}$	$\frac{\epsilon_2 \cdot 10^4}{m^3/cmPa}$	$F, 1/m$	r_c, m	R_k, m	c_1, α	a_1, β
По методике [2]	0,0136	0,0062	2,096	1,397	0,153	0,8786	∞	$c_1 = 0,021$	$a_2 = 1,13$
Предлагаемая	1,4674	0,46	3,189	2,125	0,17	0,0988	292,5	$\alpha = -0,426$	$\beta = -0,124$
" "	0,8905	0,0845	3,0514	3,35	0,226	0,107	389,0	$\alpha = -0,567$	$\beta = -0,083$

$$\text{где } \frac{x_1}{r_c^2} = \frac{P_{пл.} \cdot k_1(P_{пл.})}{m_1(P_{пл.}) \cdot \mu(P_{пл.}) \cdot r_c^2}; \quad \epsilon_1 = \frac{k_1(P_{пл.}) \cdot h}{\mu(P_{пл.})}, \quad i = 1, 2; \quad \alpha = 1 + \alpha_k - (\alpha_u + \alpha_z); \quad \beta = \alpha_m - \alpha_z.$$

F — удельная поверхность блока;
 c_1, a_1 — соответственно коэффициенты изменения комплекса параметров и линеаризации [2].

Начальное распределение давления при установившемся режиме определяется по формуле (3), с учетом того, что

$$\lambda_0 = \frac{[k_1(P_{пл.}) + k_2(P_{пл.})] h P_{пл.}}{P_{ам} \mu(P_{пл.}) z(P_{пл.})}, \quad (4)$$

Начальные приближения определяемых параметров выбраны из [2]. Результаты соответствующих расчетов приведены в табл. 6.

Далее проводилась обработка данных этой же скважины с учетом неоднородности коллектора по проницаемости. Обработка проводилась в предположении, что изменение проницаемости от координаты и давления подчиняется степенному закону [1, 6]:

$$k_1(P_1, r) = k_1(P_{пл.}, R_k) \cdot (P_1/P_{пл.})^{\epsilon_k} \cdot (r/R_k)^{\delta_i},$$

Для начальных данных $\delta_1 = 0,02$, $\delta_2 = 0,01$ коэффициентов, характеризующих изменение проницаемостей от расстояния, и фиксированных значений остальных параметров (табл. 6, строка 2) получено $\rho_1 = 0,1544$, $\delta_2 = 0,5353 \cdot 10^{-5}$.

В последней строке табл. 6 представлены результаты расчетов по одновременному определению всех параметров с учетом неоднородности пласта, при этом получено $\delta_1 = 0,1654$ и $\delta_2 = 0,835 \cdot 10^{-5}$. Эти расчеты показывают, что для исследуемого месторождения имеет место значительная неоднородность системы трещин, а неоднородность системы блоков незначительна.

Приведенные расчеты подтверждают, что предложенный метод идентификации физических параметров пласта и скважины при нестационарной фильтрации флюидов в залежах позволяет значительно повысить количество определяемых параметров, минимально отклоняющихся от своих достоверных значений, при общем виде их зависимостей от динамического давления, времени и пространственных координат. Этот подход и метод моделирования могут быть использованы и для решения задач идентификации с учетом многомерности фильтрационного течения флюидов.

Авторы выражают благодарность д. т. н. Э. Х. Азимову за ценные советы и замечания при написании работы.

Литература

1. Абасов М. Т., Алекперов С. И., Гасумов Г. М. Фильтрация в неоднородном по проницаемости пласте/Тр. Всесоюз. конф. по матем. методам решения задач подземной нефтяной гидрогазодинамики. — Баку: Элм, 1974, с. 29—37.
2. Азимов Э. Х. Теоретические основы и методы интерпретации результатов гидрогазодинамических исследований глубоких нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: Дисс. ... докт. техн. наук. — М.: ВНИИГаз, 1988.—353 м.
3. Бузинов С. Н., Умрихин Н. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. — М.: Недра, 1984.—269 с.
4. Васильев Ф. П. Численные методы решения экстремальных задач. — М.: Наука, 1980.—520 с.
5. Джалалов Г. И., Ибрагимов Т. М. К определению фильтрационных и емкостных параметров трещиновато-пористых коллекторов. — Изв. АН АзССР. Сер. наук с Земле, 1986, № 5, с. 58—63.
6. Зотов Г. А., Тверковкин С. М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. — М.: Недра, 1970.—191 с.
7. 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 Красноярск. ун-та, 1988, с. 87—91.

8. 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.

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

Г. И. Чалалов, Т. М. Ибрагимов

НЕФТ ВӘ ГАЗЫН ГЭРАРЛАШМАМЫШ СҮЗҮЛМӘСИ КӨСТЭРИЧИЛЭРИНИН ВАРИАСИЈА ҮСУЛЛАРЫ ИЛӘ ИДЕНТИФИКАСИЈАСЫНЫН ШӘРҲИНӘ ДАИР

Мәгаләдә нефт вә газын гәрарлашмамыш сүзүлмәси процесинин характеристикаларынын мәдән өлчмәләри нәтичәләринә әсасән мәсамәли, еластики мәсамәли вә чатлы-мәсамәли ләйләрүн гидродинамик параметрләрини идентификасијасы үчүн вариасија үсулу тәклиф олунур.

Тәклиф едилән үсулла мәлум үсулларын мугәјисәли нәтичәләри конкрет мисалларла верилмишдир.

G. I. Djalalov, T. M. Ibragimov

TO DATA INTERPRETATION OF NON-STATIONARY OIL AND GAS FILTRATION BY VARIATIONAL METHOD OF IDENTIFICATION

The authors have used a variational method for the identification of filtration and volumetric parameters to interpret data according to the results of field measurements of dynamic characteristics of the process.

The article deals with the results of field data processing on wells showing granular, deformed and fractured-porous types of reservoir rocks and gives a comparative analysis of the results obtained by the suggested method and different available ones.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1989, № 5

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1989, № 5

УДК 622.279.344.001.5

Н. Д. ТАИРОВ, З. И. ДЖАЛИЛОВ

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ВЫТЕСНЕНИЕ ГАЗА ВОДОЙ

Большинство газовых месторождений разрабатывается на водонапорном режиме, с различной степенью активности воды. Вопросу влияния температуры на остаточную газонасыщенность посвящены работы [5, 6], в которых отмечается, что опытами не обнаружена зависимость коэффициента газоотдачи от температуры в интервале ее изменения от 26,6 до 121°C.

В работе [3] отмечено, что температура влияет на безводную газоотдачу пласта. Эксперименты были проведены упруговодонапорном режиме три трех различных температурах. Модель пласта длиной 1470 мм и диаметром 30 мм заполнена молотым стеклом. Природный газ вытесняется дистиллированной водой. Отмечено [3], что с увеличением температуры безводная газоотдача уменьшается. Были и предположения [1, 2, 4] о влиянии температуры на коэффициент газоотдачи.

Нами было изучено влияние температуры на вытеснение газа водой.

С целью проведения опытов по вытеснению газа водой в условиях высоких давлений и температур создана установка, схема которой приведена на рис. 1.

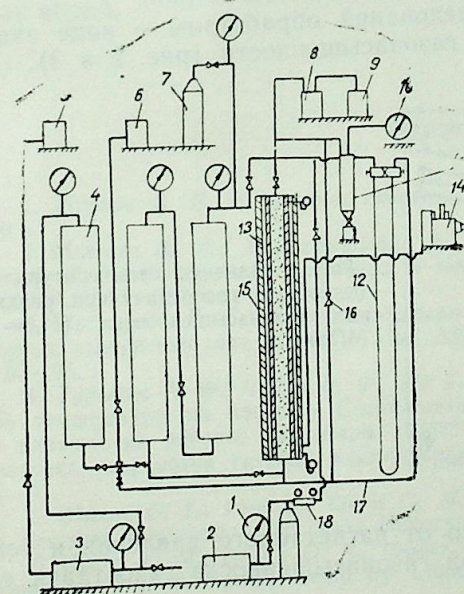


Рис. 1. Схема экспериментальной установки

Установка состоит из модели 13, заключенного в металлический толстостенный кожух 15, в котором для поддержания постоянной температуры циркулирует подогретая в термостате 14 вода. Вакуумный насос 9 служит для первоначального вакуумирования модели, а сосуд 8 является устройством, предотвращающим попадание жидкости в этот насос. Насыщение модели газом и водой, а также вспомогательные работы по созданию в модели определенной газонасыщенности производятся при помощи емкостей для масла 5, воды 6 и углеводородного газа 7, поджимных емкостей 4, компрессора 2 с редуктором 18.

Высокое давление в системе создается одноплунжерным гидравлическим насосом типа РУ-120 3. Подача рабочих агентов в модель и регулирование отбора флюидов производится вентилями высокого давления 16. Контроль за давлением в различных узлах установки осуществляется манометрами 1. Перепад давления на концах модели контролируется дифференциальным манометром 12.

Получаемые из модели газ и вода отделяются в сепараторе 11, где замеряется количество воды, а извлекаемый газ замеряется газовым счетчиком 10.

В настоящей работе приведена серия экспериментов по вытеснению газа водой на водонапорном режиме. Опыты проведены при четырех различных температурах (20; 50; 75; 90°C) и двух давлениях $P_{II} = 5,0$; $P_{II} = 15,0$ МПа).

Длина модели пласта равна 1 м, а диаметр 0,045 м. Для предотвращения проскальзывания жидкости и газа вдоль модели она с внутренней стороны оклеивалась крупной фракцией песка. Колонка набивалась люберецким кварцевым песком проницаемостью 0,1 мкм², пористостью 36%.

Природный газ из месторождений Бахар вытеснялся пресной водой при перепаде давления $\Delta P = 0,3$ МПа. Начальная газонасыщенность в модели изменялась от 30 до 80% от объема пор и в процессе проведения опытов всех серий поддерживалась постоянной.

Результаты проведенных исследований обработаны в виде зависимости газотдачи от начальной газонасыщенности (рис. 2 и 3).

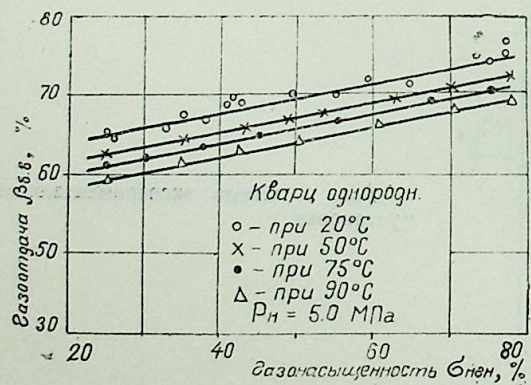


Рис. 2. Влияние температуры на безводную газотдачу при различных газонасыщенностях ($P_{II} = 5,0$ МПа)

Подтверждено, что независимо от нагнетаемого давления и температуры с уменьшением начальной газонасыщенности газотдача существенно снижается.

Показано, что с увеличением температуры независимо от давления и газонасыщенности газотдача уменьшается. Если при температуре 20°C, начальной газонасыщенности 30% и давлении $P_{II} = 5,0$ МПа

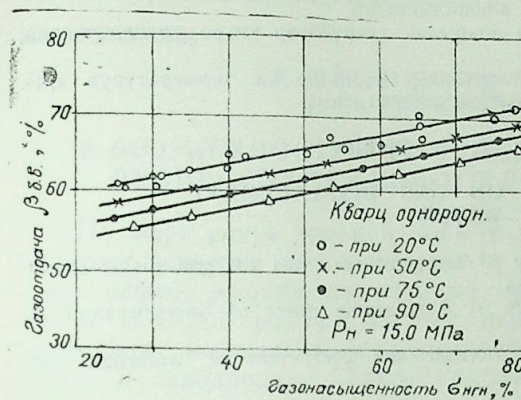


Рис. 3. Влияние температуры на безводную газотдачу при различных газонасыщенностях ($P_{II} = 15,0$ МПа)

безводная газотдача составляет 65%, то при 90°C она снижается до 58—59%. Такая же тенденция наблюдается и при начальной газонасыщенности 80%. При прочих равных условиях при $P_{II} = 15,0$ МПа наблюдается также снижение газотдачи от температуры.

Механизм этого явления — уменьшение газотдачи с увеличением температуры — в основном объясняется изменением отношения вязкости газа и воды в динамических условиях.

Известно, что вязкость воды (μ_w) с увеличением температуры уменьшается, а вязкость газа (μ_g) возрастает. Вследствие этого соотношение μ_w/μ_g возрастает, что приводит к ухудшению вытеснения газа водой.

Литература

1. Жарков В. Н. Внутреннее строение Земли и планет. — М.: Наука, 1983.— 416 с.
2. Мехтиев Ш. Ф., Мирзаджанзаде А. Х., Алиев С. А., Багбанлы Э. А., Мотьяков В. И. Тепловой режим нефтяных и газовых месторождений. — Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1960.—384 с.
3. Мустафаев Ч. Т. Экспериментальное исследование влияния температуры на процесс вытеснения газа водой. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1979, № 1, с. 93—95.
4. Турыкин А. Ф., Чвала В. Ф., Ли Г. С., Кестер В. А. Об изменении пластовой температуры по площади Сепоманской залежи Уренгойского месторождения и ее влияния на рабочие параметры экспериментальных скважин. — Тр.: Теория и практика разработки газовых месторождений Западной Сибири. М.: ВНИИГАЗ, с. 91—97.
5. Chieriei G. L., Pizzi G., Cineci G. M. Water Drive Gas Reservoirs: Uncertainty in Reserves Evaluation from Past History: J. P. T., № 2, 1967, pp. 237—244.
6. Geffen T. M., Parrich D. R., Haynes G. W. and Morse R. A. «Efficiency of Gas Displacement from Porous media by Liquid Flooding». Trans. AIME. 1952, vol. 195, pp. 37—46.

Н. Ч. Таиров, З. И. Чалилов

ГАЗЫН СУ ИЛЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНА ТЕМПЕРАТУРУН ТЭ'СИРИ

Тэдгигат ишиндэ лэј моделиннн мүхтөлиф газладојма гнјмөтләриндэ газын су илэ сыхышдырылмасына температурун тэ'сири өјрөнилмишдир.

Јүксөк температур вэ јүксөк тэзјигдэ апарылан тэчрүбөлөр кварс моделләриндән дүзөлдилмишдир.

Су басгылы режимләрдэ апарылан тэчрүбөлөр көстөрир ки, температурун артмасы илэ лэјын газвермэ әмсалы хөјли дәрәчәдэ ашагы дүшүр.

N. D. Tairov, Z. I. Djallilov

TEMPERATURE EFFECT ON GAS DISPLACEMENT WITH WATER

The article gives results of the study of temperature effect on gas displacement with water at different gas saturations.

The tests were carried out on models of a reservoir made of quartz sand at high pressures and temperatures.

It is stated that with temperature increase the coefficient of waterless gas recovery decreases.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1989, № 5

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1989, № 5

УДК 622.276.654

А. М. БЕРНШТЕЙН, Т. В. ХИСМЕТОВ,
В. Ф.АЗОВСКИЙ, А. Д. БАУСИН

К ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

По мере роста уровней добычи нефти все большее значение приобретает освоение месторождений с так называемыми трудными запасы нефти, разработка которых методами заводнения малоэффективна. В СССР разработка месторождений такого типа во все возрастающих масштабах осуществляется тепловыми методами в комбинации с заводнением. Такое комбинированное воздействие на пласт позволяет существенно снизить затраты энергоемких рабочих агентов (пар, сжатый воздух) на добычу нефти. Сущность комбинированного воздействия заключается в создании и перемещении по пласту тепловых оторочек. При этом оптимизируются плотности сеток скважин, режимы нагнетания и отбора флюидов, размеры тепловых оторочек с целью максимально возможного использования тепловой и гидродинамической интерференции слоев различной проницаемости.

Комбинированные системы разработки впервые в мировой практике были применены на Охинском месторождении тяжелой нефти, где с 1968 г. вначале в опытном, а затем в промышленном масштабе используется метод нагнетания пара в сочетании с заводнением.

Аналогичные системы разработки осуществляются на месторождениях Кенкияк, Каражанбас, Уса, Балаханы—Сабунчи—Раманы (пл. Хорасаны), Бориславское, Сходницкое и др. В период 1981—1986 гг. добыча нефти с применением комбинированных технологий наращивалась в среднем на 25—30% в год.

Расчеты показывают, что при одинаковом количестве введенного в пласт тепла переход на применение системы тепловых оторочек практически не отражается на нефтеотдаче пластов. Вместе с тем применение системы тепловых оторочек позволяет более рационально использовать энергетическое оборудование, в частности, для ускорения наращивания добычи тепловыми методами.

Результаты исследований позволили сформулировать основные предпосылки применения комбинированной технологии.

В первую очередь следует отметить факт существенного снижения эффективности прогрева пласта по мере увеличения продолжительности процесса вследствие расхода тепла на прогрев окружающих пород. Доля этого, как правило, непроизводительно расходуемого тепла может достигать весьма внушительных размеров (80% и более от вводимого в пласт тепла). Отсюда очевидна практическая и экономическая нецелесообразность непрерывности нагрева, хотя в принципе таким путем можно прогреть значительные объемы пласта.

Второй предпосылкой применения тепловых оторочек является снижение темпа прироста добычи нефти на определенной стадии не-

прерывной технологии нагрева пласта. Снижение эффективности со временем процесса вытеснения нефти объясняется, во-первых, прогрессирующим отставанием фронта прогрева от фронта вытеснения, а во-вторых, значительным снижением остаточной нефтенасыщенности в пласте задолго до подхода фронта прогрева к добывающим скважинам. Это приводит к тому, что к моменту подхода теплового фронта к добывающим скважинам в пласте будет сосредоточено огромное количество тепла, подавляющая доля которого уже не будет использована в процессе извлечения нефти. Следовательно, на какой-то стадии непрерывной технологии теплового воздействия на пласт энергоемкие рабочие агенты (теплоноситель, воздух) используются главным образом как вытесняющие агенты, как агенты для поддержания пластового давления. Отмеченное выше указывает на возможность и необходимость перехода на определенной стадии к нагнетанию менее дорогостоящего рабочего агента, каким, в частности, является вода без специального подогрева.

Третьей важной предпосылкой применения тепловых оторочек является установленный факт высокой эффективности теплового воздействия на пласты, характеризующийся довольно сильной неоднородностью. Было показано, что с точки зрения тепловой эффективности пласты, неоднородность которых характеризуется включениями, слоями, блоками и т. п., размером порядка нескольких метров, могут считаться практически однородными. Это обстоятельство позволяет, во-первых, облегчить создание тепловой оторочки, во-вторых, уменьшить ее рассредоточение по мере перемещения по пласту вследствие его неоднородности.

Наконец, переход от непрерывной технологии прогрева пласта к комбинированной сопровождается улучшением соотношения подвижностей нагнетаемого агента и вытесняемой нефти, что, как известно, приводит к увеличению нефтеотдачи пластов.

Как отмечено выше, тепловые методы воздействия на пласт относятся к энергоемким процессам. При этом основную долю (более 70%) составляют затраты на производство теплоносителя и сжатого воздуха. Поэтому при выборе оптимального варианта разработки важное значение придается критерию максимума энергетического эффекта, который выражается в виде разности между коэффициентом нефтеотдачи и долей запасов нефти, израсходованной на производство пара (сжатого воздуха).

Результаты численного моделирования процессов теплового воздействия на однородный пласт в сочетании с заводнением свидетельствуют о том, что увеличение расхода нагнетаемых рабочих агентов и объема тепловых оторочек приводит к возрастанию нефтеотдачи. Но поскольку энергетические затраты возрастают пропорционально увеличению объема оторочки, а прирост добычи нефти при этом уменьшается, можно подобрать оторочку такого объема, при котором энергетический эффект будет максимален. Подобная оптимизация теплового воздействия правомочна для процесса нагнетания пара, поскольку предопределяет закачку теплоносителя с заданными термодинамическими параметрами. Широко внедрение метода тепловых оторочек на объектах паротеплового воздействия говорит о хорошей изученности процесса. Иначе обстоит дело с процессами внутривластного горения нефти, оптимизации которых в первую очередь связана с установлении-

ем размера первоначальной тепловой оторочки (зоны насыщенного пара), создаваемой посредством влажного или сверхвлажного горения перед последующим заводнением. В процессе перемещения созданной тепловой оторочки по пласту нагнетаемой водой происходит ее постепенное остывание, обусловленное в основном взаимодействием движущейся зоны прогрева с окружающими горными породами. При остывании тепловой оторочки ниже определенной температуры, когда преимущества теплового воздействия исчерпываются, дальнейшая закачка воды нецелесообразна. На этой стадии реализации процесса необходимо переходить на закачку в пласт окисления и формирование вторичной тепловой оторочки. Причем температура остывающей тепловой оторочки должна способствовать интенсивному окислению пластовой нефти, а размер тепловой оторочки — полному потреблению кислорода в ее пределах.

В результате экспериментальных исследований низкотемпературных реакций окисления углеводородов различных месторождений установлено, что область температур 80—100°C характеризуется высоким тепловым эффектом окислительных реакций и является оптимальной для осуществления поставленной цели [1]. В пользу приведенного тезиса говорят и представленные в работе [2] зависимости коэффициента вытеснения нефти от температуры теплоносителя, из которых следует, что при уменьшении температуры горячей воды до уровня 110—120°C снижения коэффициента вытеснения нефти практически не наблюдается. Это дает основание надеяться, что при реализации описанного энергосберегающего процесса технологические потери нефти (вследствие ее вытеснения тепловой оторочкой пониженной температуры) будут незначительными.

В свете изложенного показателем опыта разработки участка месторождения Хорасаны Азербайджанской ССР, где с 1975 по 1984 гг. осуществлялся процесс влажного внутривластного горения с водовоздушным отношением $0,0012+0,0016 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [3, 4]. За это время в пласте была сформирована зона насыщенного пара с температурой 170—180°C, которая впоследствии потоком закачиваемой ненагретой воды продвигалась по пласту со скоростью порядка 0,02—0,03 м/сут.

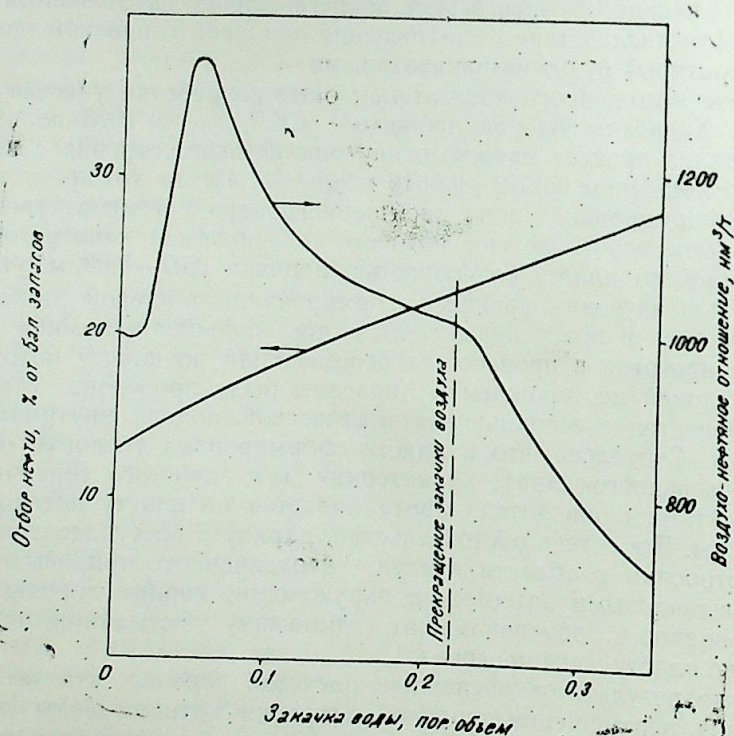
С целью изучения процесса формирования тепловой оторочки на стадии закачки в пласт окислителя и исследования динамики остывания зоны прогрева в процессе ее перемещения по пласту потоком воды для условий месторождения Хорасаны была проведена серия численных расчетов с помощью математической модели внутривластного горения. Считалось, что в пласте сформирована тепловая оторочка (зона насыщенного пара), характерная для влажного горения, которая в отсутствие окислителя проталкивается по пласту потоком ненагретой воды. Последнее обстоятельство, наряду с поступательным внедрением оторочки в области пласта, неохваченного тепловым воздействием, и тепловыми потерями в окружающие горные породы за счет теплопроводности, обуславливают динамику остывания перемещающейся по пласту зоны прогрева.

Анализ результатов численных расчетов показал, что за двухлетний период перемещения тепловой оторочки потоком воды ее температура понизится до 100°C. Столь медленное остывание тепловой оторочки в рассмотренном случае объясняется условиями реализации процесса: малой скоростью перемещения оторочки ненагретой водой

(что приближает процесс к статистическому остыванию зоны прогрева, когда она контактирует в основном с частично прогретыми горными породами) и достаточно высокой исходной температурой окружающих нефтенасыщенный пласт пород.

Эти результаты и изложенные выше соображения относительно тепловой эффективности рассматриваемой технологии помогают осмыслить промышленную информацию, характеризующую реализацию процесса влажного внутрипластового горения на участке месторождения Хорасаны [3, 4].

На рисунке представлена динамика воздухонептяного отношения (ВНО) и накопленного отбора нефти от начальных балансовых запасов для опытного участка, с которого в 1973 г. началось внедрение внутрипластового горения на горизонте ПВ Падение ВНО после закачки в пласт приблизительно 0,05 поровых объемов воды свидетельствует о реализации стабильного режима влажного горения. Наибольшее снижение ВНО связано с проталкиванием созданной в пласте тепловой оторочки потоком ненагретой воды. Показательно, что при трансформации процесса влажного горения в режим перемещения зоны прогрева закачиваемой водой характер зависимости накопленного отбора нефти от объема закачанной воды остается прежним. Увеличение нефтеотдачи на 5% за период продвижения тепловой оторочки (см. рисунок) свидетельствует о высоком тепловом потенциале пласта и технологической эффективности реализации процесса на



Динамика воздухонептяного отношения и накопленного отбора нефти от начальных балансовых запасов по опытному участку площади Хорасаны

опытном участке. Текущая годовая добыча нефти в два раза выше добычи до начала опытных работ. Установлена высокая эффективность вытеснения нефти (свыше 57%) из охваченных тепловым воздействием частей пласта, хотя согласно анализу кернов фронт горения прошел через слои, составляющие лишь 1/3 суммарной эффективной толщины пласта.

Теоретические предпосылки и опыт реализации процесса на пл. Хорасаны дают основание утверждать, что основные перспективы развития и широкого внедрения метода внутрипластового горения, как и метода паротеплового воздействия, связаны с энергосберегающими процессами создания и перемещения по пласту тепловых оторочек.

Литература

1. Айзикович О. М., Булыгин М. Г., Кораблев Л. И. Тепловой эффект реакций окисления в процессе влажного внутрипластового горения. — Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. Сер. Нефтяная промышленность. М., ВНИИОЭНГ, 1985, вып. 11, с. 4—6.
2. Кочешков А. А., Хомутов В. И. Изучение механизма вытеснения нефти теплоносителями. — В кн.: Тепловые методы разработки нефтяных месторождений и обработки призабойных зон пласта. М.: ВНИИОЭНГ, 1971, с. 74—83.
3. Боксерман А. А., Савельев Ю. С. Разработка нефтяных месторождений заводнением с внутрипластовым горением. — Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. М.: ВИНТИ, 1977, т. 9, с. 109—178.
4. Боксерман А. А., Лыков С. Н. Повышение нефтеотдачи путем сочетания внутрипластового окисления нефти с заводнением. — Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. М.: ВИНТИ, 1986, т. 17, с. 3—108.

А. М. Бернштейн, Т. В. Хисметов, В. Ф. Зазовски, А. Д. Баусин

БИРЛЭШДИРИЛМИШ ИСТИЛИК ПРОСЕСЛЭРИНИН ЛАЈА ТӘСИРИ МҮМКҮНЛҮҮНӘ ДАИР

Экспериментал вә нәзәри тәдқиғатлар әсасында кәстәрилмишди ки, истилик арылыг гат системи васитәсилә бирләшдирилмиш нефтчыхарма үсулунун тәтбиғи, истилик апарычысынын лаја кәсилмәз вурулмасы илә мүғажисә етдикдә, нефт вериминә өз тәсири әсәсэн кәстәрмир вә енержи аваданлығындан сәмәрәли истифадә етмәжә имкан верир.

A. M. Bernshtein, T. V. Khismetov, V. F. Zazovsky, A. D. Bausin

TO A POSSIBILITY OF COMBINED PROCESSES OF THERMAL RESERVOIR STIMULATION USAGE

Experimental and theoretical studies show that the usage of a combined method for oil recovery by a thermal slug system in comparison with the permanent heat carrier injection into a reservoir does not influence the oil recovery and allows to use the energetic equipment rationally.

УДК 622.276.1

М. А. ЗАЛМАНОВА

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОВЫТЕСНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ И ВОДЫ В ВЕРТИКАЛЬНОМ ЕДИНИЧНОМ КАПИЛЛЯРЕ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Как известно, пластовая система представляет собой огромное скопление капиллярных каналов и трещин, в которых движутся несмешивающиеся жидкости. Движение многофазных систем в пористой среде представляет собой сложное явление. В отличие от движения однофазной системы в многофазной системе на границе раздела фаз образуются мениски, обуславливающие действие капиллярных сил, которые принимают участие в процессах вытеснения нефти. На границе вода—нефть давление, развиваемое менисками, способствует возникновению сложных процессов впитывания и перераспределения жидкостей. В этой связи представляет интерес изучение процессов взаимодействия несмешивающихся антиполярных жидкостей в единичном капилляре, как основном элементе пористой среды.

Исследованию процессов, происходящих в единичных капиллярах при движении несмешивающихся жидкостей, уделено внимание многих ученых. Известны, например, работы по вытеснению углеводородных жидкостей водой как в горизонтальных [2], так и в вертикальных [3] единичных капиллярах с учетом различных параметров. Имеются также многочисленные данные по изучению влияния температуры на вытеснение из единичного капилляра углеводородных жидкостей водой различного состава под действием только капиллярных сил. Что же касается вытеснения воды углеводородной жидкостью из единичного гидрофильного капилляра, то этот вопрос практически не изучался.

Исследованиями [1] установлен факт самопроизвольного впитывания углеводородной жидкости в водонасыщенную пористую среду и в щель при повышенных температурах без воздействия внешнего гидродинамического перепада давления и вытеснения оттуда определенного количества воды. С учетом вышесказанного представляло интерес изучение вытеснения воды углеводородной жидкостью в единичных капиллярах при высоких температурах, характерных для нефтяных залежей. Ввиду того, что стандартных установок для изучения влияния температуры на взаимовытеснение углеводородной жидкости и воды в единичном капилляре не имеется, была изготовлена установка, схематическое изображение которой показано на рис. 1.

В опытах использовались «свежетынутые» стеклянные капилляры с осредним радиусом $0,5 \pm 0,05$ мм и конусностью не более 10^{-3} рад. Длина их составляла 100—120 мм. Опыты проводились следующим образом. При насыщении капилляр устанавливался вертикально и приводился в контакт с дистиллированной водой при температуре про-

водимого эксперимента. После чего катетометром замерялась высота поднятия воды в капилляре (при вытеснении воздуха), которая с повышением температуры возрастала. На рис. 2 показана кривая зависимости высоты капиллярного поднятия воды от температуры для капилляра данного радиуса. Затем капилляр 1 закреплялся на предварительно градуированной пластинке 2 и устанавливался вертикально

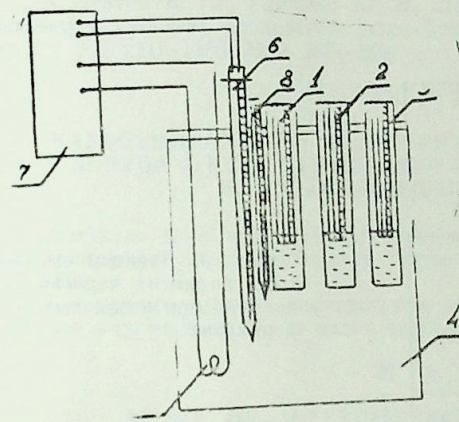


Рис. 1. Схема установки

в кювету 3 с очищенным керосином, где приводился в контакт с ним при температуре проводимого эксперимента. Глубина погружения капилляра составляла 2—3 мм. Кювета находилась в водяной бане 4, где температура поддерживалась постоянной в течение всего эксперимента с помощью электронагревателя 5, контактного термометра 6 и температурного реле 7. Для контроля высоты уровня жидкостей в капилляре производилось измерение катетометром. Результат каждого эксперимента брался усредненным из 18—20 опытов.

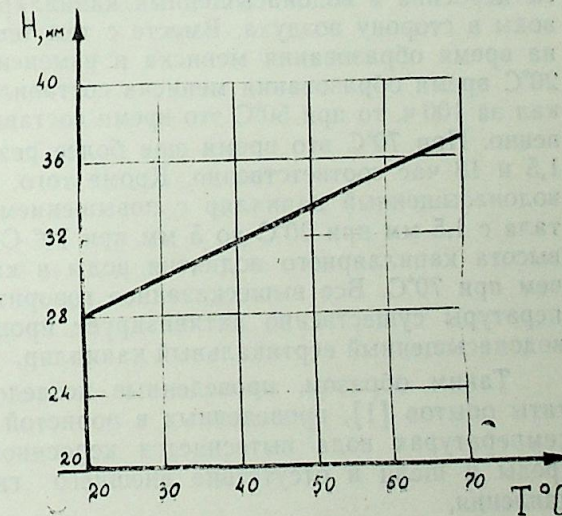


Рис. 2. Зависимость высоты капиллярного поднятия воды от температуры для капилляра данного радиуса

На рис. 3 представлены кривые зависимости высоты поднятия керосина l при вертикальном расположении капилляра от времени при 20 (кр. 1), 50 (кр. 2) и 70°C (кр. 3). Точка, обозначенная *, соответствует времени образования мениска на границе жидкостей после их контакта. Уровень жидкостей замерялся каждый час. Процесс считался законченным, когда по истечении 10 ч положение уровня жидкостей в капилляре не изменялось.

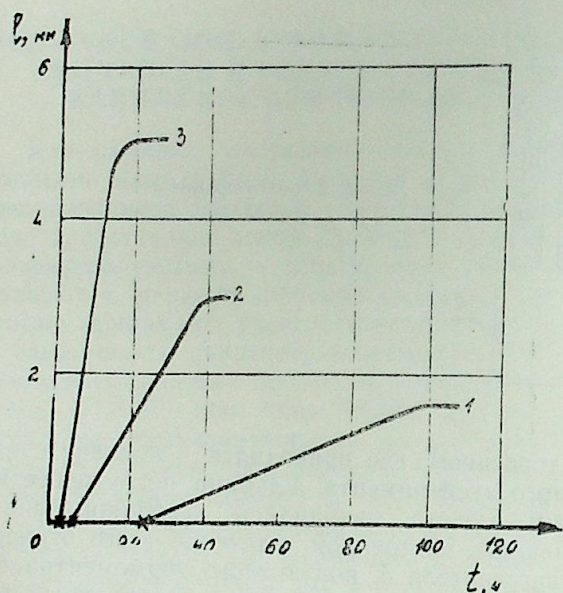


Рис. 3. Зависимость высоты поднятия керосина от времени при различных температурах

Из анализа полученных данных видно, что при всех температурах в контакте водонасыщенного вертикального капилляра с керосином образуется мениск на границе жидкостей с последующим впитыванием керосина в водонасыщенный капилляр и вытеснением им столбика воды в сторону воздуха. Вместе с тем температура оказывает влияние на время образования мениска и изменение его положения. Если при 20°C время образования мениска составило 22 ч и весь процесс протекал за 100 ч, то при 50°C это время составило уже 30 и 40 ч соответственно. При 70°C это время еще более резко уменьшилось и составило 1,5 и 18 час соответственно. Кроме того, высота поднятия керосина в водонасыщенный капилляр с повышением температуры также возрастала с 1,5 мм при 20°C до 5 мм при 70°C (рис. 3), несмотря на то, что высота капиллярного поднятия воды в капилляре при 20°C меньше, чем при 70°C. Все вышесказанное говорит о том, что повышение температуры существенно активизирует процесс впитывания керосина в водонасыщенный вертикальный капилляр.

Таким образом, проведенные исследования подтвердили результаты опытов [1], проведенных в пористой среде, — при повышенных температурах вода вытесняется керосином из капилляра, пористой среды и щели в отсутствие внешнего гидродинамического перепада давления.

Литература

1. Абасов М. Т., Таиров Н. Д., Керимова Ф. Г., Залманова М. А. Исследование взаимовытеснения углеводородной жидкости и воды в пористой среде и в щели при отсутствии внешнего гидродинамического перепада давления. — Коллоидный журнал, т. XI, IX, 1987, № 4, 738—741.
2. Аббасов М. И., Везиров Д. Ш., Исмайлова Р. А., Музаффаров Г. Э., Таиров Н. Д. Исследование механизма движения несмешивающихся жидкостей в единичных капиллярах. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1977, № 1, 99—105.
3. Пентин В. Ю., Горюнов Ю. В., Деньшикова Г. И., Сулли Б. Д. Капиллярный подъем в системах предельные углеводороды — вода—стекло. — Коллоидный журнал, т. XI, VIII, 1986, № 2, 289—294.

М. А. Залманова

КАРБОГИДРОКЕНЛИ МАЈЕЛӘРИН ВӘ СУЈУН ВЕРТИКАЛ КАПИЛЛАР БОРУДА ЈУКСӘК ТЕМПЕРАТУР ШӘРАИТИНДӘ, БИРИНИН ДИКӘРИ ИЛӘ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНЫН ТӘДГИГИ

Дистиллә едилмиш сујун гејри-полјар карбоһидрокенли маје илә вертикал капиллар боруа јуксәк температур шәраитиндә сыхышдырылмасынын нәтичәләри верилмишдир.

Кәстәрилмишдир ки, температурун артмасы илә су илә дојдурулмуш боруја керосинин удулмасы артыр вә ондан сујун сыхышдырылмасы јажшылашыр.

M. A. Zalmanova

STUDY ON INTERDISPLACEMENT OF A HYDROCARBON FLUID IN A VERTICAL SINGLE CAPILLAR AT HIGH TEMPERATURES

This article gives the results of the studies on displacement of distilled water by a non-polar hydrocarbon fluid in a vertical single capillar at high temperatures. It is stated that with temperature increase imbibition of kerosene in a water saturated single capillar and displacement of water from it improve.

УДК 622.276.031:532.5.001

А. С. СТРЕКОВ

МЕХАНИЗМ ФИЛЬТРАЦИИ ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ЧЕРЕЗ ПОРИСТЫЕ СРЕДЫ

Известно, что одним из факторов, определяющих эффективность щелочно-полимерного заводнения, является снижение отношения подвижностей нефти и рабочего агента (щелочно-полимерного раствора) в пластовых условиях. Это снижение достигается загущением щелочно-полимерного раствора, путем добавки в него небольших количеств водорастворимых полимеров. При этом часто используются синтетические полимеры, обладающие свойствами полиэлектrolита (гидролизированный полиакриламид), конформацию макромолекул которых можно изменять, варьируя рН среды. Очевидно, что эти изменения формы и размера макромолекул полимера должны сказаться на фильтрационных характеристиках щелочно-полимерных растворов (ЩПР). Тем не менее работ, изучающих механизм фильтрации ЩПР, очень мало [1]. Такая слабая изученность механизма фильтрации ЩПР через пористые среды сдерживает широкое внедрение метода щелочно-полимерного заводнения в нефтяную промышленность.

Целью данной работы является изучение механизма фильтрации ЩПР через пористые среды и влияния на него изменения концентрации полимера и щелочи в растворе.

При приготовлении ЩПР использовали технический полиакриламид (ПАА) аммиачной очистки молекулярной массой порядка $2,1 \cdot 10^6$ и едкий натр. Растворы готовили на пресной воде с содержанием ионов $\text{Ca}^{2+} - 7,2 \cdot 10^{-6}$ кг/л и ионов $\text{Mg}^{2+} - 1,56 \cdot 10^{-6}$ кг/л. Концентрация ПАА в ЩПР составляла, %: 0,025; 0,05; 0,075; 0,1; 0,15; едкого натра, %: 0,1; 0,12; 0,15; 0,25; 0,75 по весу.

Перед проведением исследований по фильтрации было изучено влияние изменения концентрации ПАА и щелочи в ЩПР на их вязкостные характеристики. Вязкость ЩПР измеряли на вискозиметре ВПЖ-2 с диаметром капилляра $0,56 \cdot 10^{-3}$ м. Прибором рН-673 рН определяли рН растворов.

Полученные экспериментальные данные представлены на рис. 1 в виде зависимости приведенной вязкости $\mu_{\text{вл}}/c$ от рН растворов. Из рисунка видно, что для ЩПР на пресной воде зависимость приведенной вязкости от рН имеет нелинейный характер с выраженными максимумами при концентрациях ПАА в ЩПР, %: 0,075; 0,1; 0,15 (кр. 3, 4, 5). При концентрации ПАА 0,025% в ЩПР приведенная вязкость практически с увеличением рН до 10,3 остается неизменной и лишь при рН-10,5 она немного возрастает (кр. 1 рис. 1). Для концентрации ПАА 0,05% в ЩПР приведенная вязкость с увеличением рН уменьшается (кр. 2 рис. 1).

Такое поведение приведенной вязкости от рН и от концентрации ПАА в ЩПР можно объяснить несколькими причинами.

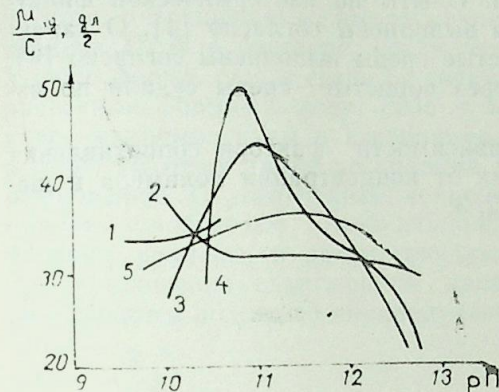


Рис. 1. Влияние рН на приведенную вязкость ЩПР, ПАА %:

1 — 0,025; 2 — 0,05; 3 — 0,075; 4 — 0,15

Известно, что для макромолекул ПАА в зависимости от концентрации полимера в растворе характерны две формы существования: глобулярная и отчасти напоминающая фибриллярную [2, 3]. Причем для малых концентраций ПАА в растворе, когда полимера в растворе недостаточно для перекрытия координационных сфер индивидуальных макромолекулярных клубков, характерна глобулярная форма, для больших нечто среднее между глобулярной и фибриллярной формами. Как показано в [3], макромолекулы ПАА способны образовывать сплошную сетчатую структуру при концентрации полимера в растворе примерно 0,05%. При более низких концентрациях (0,01—0,03%) для растворов ПАА характерны дискретные (роевые) образования.

Поэтому при концентрации ПАА 0,025% в ЩПР, когда раствор готовят на пресной воде, содержащей многовалентные ионы (Ca^{2+} , Mg^{2+}), в результате внутри- и межмолекулярных сшивок отдельных звеньев цепи через катионы кальция образуются небольшие по размерам роевые соединения (ассоциации), мало влияющие на приведенную вязкость с ростом рН. Некоторое возрастание приведенной вязкости при рН-10,5, по-видимому, связано с ростом вязкости растворителя при увеличении концентрации щелочи в ЩПР. Если же концентрация ПАА в ЩПР составляет 0,05; 0,075; 0,1 и 0,15%, то в этом случае полимера достаточно для образований крупных ассоциаций глобулярно-фибрилярной формы и приведенная вязкость с увеличением рН начинает расти. Причем чем больше концентрация полимера в растворе, тем выше приведенная вязкость и при больших рН наблюдается ее максимум. Затем с дальнейшим ростом рН в ЩПР возрастает концентрация ионов, которые оказывают экранирующее действие на заряды цепи, макромолекулы ПАА или их ассоциации сворачиваются и вязкость ЩПР начинает падать. В связи с ростом потребности ионов, экранирующих заряды цепи, при увеличении концентрации ПАА в растворе снижение приведенной вязкости наступает при все больших рН. Снижение приведенной вязкости с ростом рН при концентрациях ПАА 0,05—0,15% в растворе связано также с обеднением ЩПР за счет выпадения в осадок крупных ассоциаций.

Исследования фильтрации ЩПР были выполнены на насыпных пористых средах проницаемостью 1,6—1,8 мкм². В качестве модели пористых сред служил кварцевый песок. Насыщающей пористую среду жидкостью являлась пресная вода. Опыты по изотермической фильтрации ЩПР через пористые среды выполнены согласно [4]. О характере фильтрации ЩПР через пористые среды выполнены согласно [4]. О характере фильтрации ЩПР через пористые среды судили по изменению фактора сопротивления.

Полученные данные в виде зависимости фактора сопротивления при постоянном градиенте давления от концентрации полимера и щелочи в ЩПР представлены на рис. 2, 3.

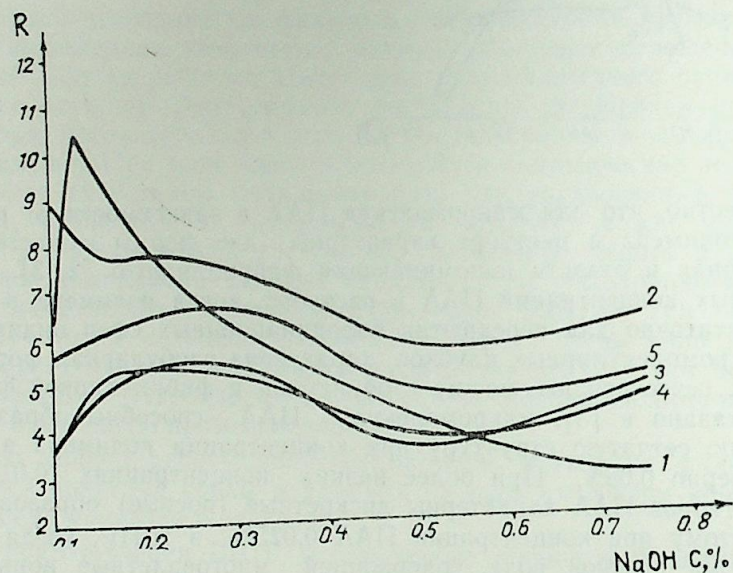


Рис. 2. Зависимость фактора сопротивления от концентрации щелочи в ЩПР при постоянном градиенте давления. Концентрация ПАА в ЩПР, %: 1 — 0,025; 2 — 0,05; 3 — 0,075; 4 — 0,1; 5 — 0,15

Как показали опыты по фильтрации ЩПР, приготовленных на пресной воде, зависимость фактора сопротивления при постоянном градиенте давления от концентрации полимера и щелочи в ЩПР имеет нелинейный характер. Анализ полученных данных показал, также, что фактор сопротивления при концентрации ПАА 0,025%, концентрациях щелочи 0,1—0,15% в ЩПР; при концентрации ПАА 0,05% и при всех рассмотренных концентрациях щелочи в растворе оказался выше, чем фактор сопротивления для ЩПР с концентрацией полимера 0,075—0,15% при тех же концентрациях щелочи. Хотя, если исходить из значений приведенной вязкости этих ЩПР (см. рис. 1), картина должна быть иной.

Наблюдаемые в опытах по фильтрации ЩПР через пористые среды изменения в значениях фактора сопротивления по сравнению с ожидаемыми, исходя из величин приведенной вязкости для ЩПР с концентрацией ПАА 0,025% и 0,05%, по-видимому, обусловлены сле-

дующими причинами. Известно, что образуемые макромолекулами полимера структуры неустойчивы [2]. Если к раствору полимера приложить сдвигающее напряжение, то с увеличением градиента скорости межмолекулярные связи начинают нарушаться, а это приводит к постепенному разрушению межмолекулярной структуры. При малых концентрациях ПАА в растворе, когда отдельные ассоциации имеют глобулярную форму, они, в связи со своими малыми размерами и более сферическими формами, ведут себя в потоке как изолированные частицы и все макромолекулы в ассоциации движутся с одной и той же скоростью. Поэтому такие ассоциации более устойчивы к механическому разрушению. С увеличением концентрации полимера в растворе ассоциации приобретают глобулярно-фибриллярную форму, имеющую и большие размеры, и асимметричную конфигурацию. В связи с этим при приложении сдвигающих напряжений такие ассоциации легче разрушаются вплоть до индивидуальных макромолекул.

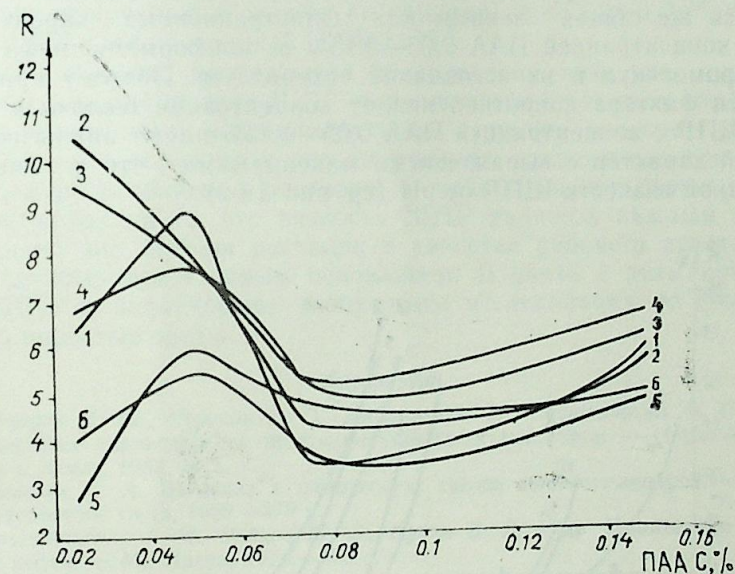


Рис. 3. Зависимость фактора сопротивления от концентрации полимера в ЩПР при постоянном градиенте давления. Концентрация щелочи в ЩПР, %: 1 — 0,1; 2 — 0,12; 3 — 0,15; 4 — 0,24; 5 — 0,5; 6 — 0,75

При вискозиметрических исследованиях эти явления выражены менее ярко и более концентрированные ЩПР имеют большую приведенную вязкость (см. рис. 1). Однако при движении полимерного раствора через пористую среду, представляющую собой хаотическое переплетение капилляров с различным диаметром и с постоянно чередующимися сужениями и расширениями, ассоциации подвергаются переменным сдвигающим напряжениям. В этом случае меньшие по размерам ассоциации глобулярной формы разрушаются меньше, чем большие по размерам и имеющие асимметричную конфигурацию ассоциации глобулярно-фибриллярной формы. В связи с этим фактор сопротивления при фильтрации через пористую среду ЩПР с концентрациями ПАА 0,025—0,05% оказывается выше, чем у ЩПР с concentra-

циями ПАА 0,075—0,15% (см. рис. 2, 3). Снижение фактора сопротивления у ЩПР с концентрацией ПАА 0,025% (кр. 1 рис. 2) с ростом концентрации щелочи в растворе связано с уменьшением размеров ассоциаций в результате возрастания количества ионов, экранирующих заряды цепи макромолекулы.

В то же время нарастание концентрации полимера в ЩПР, в связи с возрастанием общего количества полимера в потоке, движущегося через пористую среду, приводит к постепенному росту фактора сопротивления. И фактор сопротивления для ЩПР с концентрацией ПАА 0,15% становится выше, чем фактор сопротивления для ЩПР с концентрацией ПАА 0,075% при всех рассмотренных концентрациях щелочи (ср. кр. 3 и 5 рис. 2, см. рис. 3).

Сопоставление приведенной вязкости (см. рис. 1) с фильтрационными характеристиками ЩПР (см. рис. 2, 3) показывает, что, несмотря на разрушение крупных ассоциаций при их движении в пористой среде, все же общая зависимость фильтрационных характеристик ЩПР с концентрацией ПАА 0,05—0,15% от конформационного состояния макромолекул и их ассоциаций сохраняется. Поэтому кривые зависимости фактора сопротивления от концентрации щелочи в растворе для ЩПР с концентрацией ПАА 0,05—0,15% имеют аналогичный нелинейный характер с выраженными максимумами, что и зависимость приведенной вязкости ЩПР от pH (ср. рис. 1 и 2).

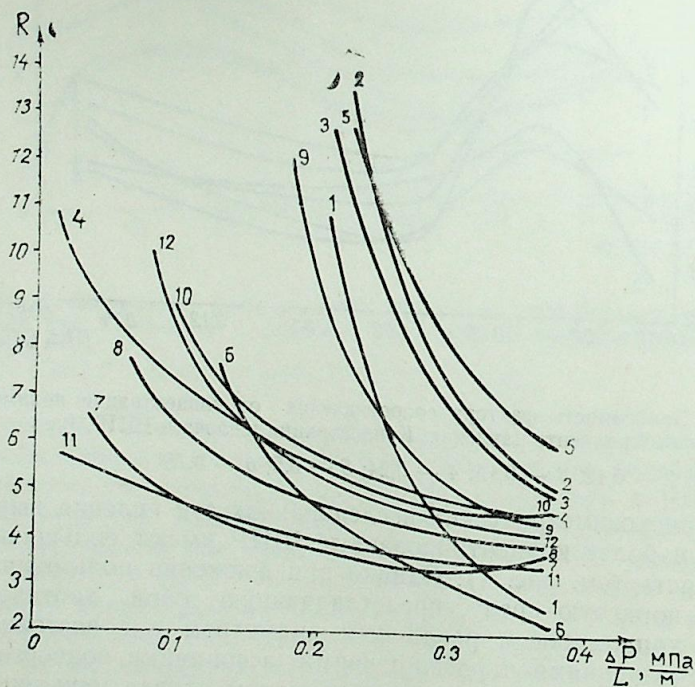


Рис. 4. Зависимость фактора сопротивления от градиента давления для ЩПР с концентрацией ПАА и щелочи, %:
ПАА — 0,025, NaOH: 1 — 0,1; 2 — 0,12; 3 — 0,15; 4 — 0,25; 5 — 0,5;
6 — 0,75;
ПАА — 0,75, NaOH: 7 — 0,1, 8 — 0,12, 9 — 0,15, 10 — 0,25, 11 — 0,5,
12 — 0,75

Фильтрация ЩПР через пористые среды показала, также, что форма существования макромолекул ПАА определяет не только величину фактора сопротивления, но и их фильтруемость. Так, если обратиться к зависимости фактора сопротивления от градиента давления для ЩПР с концентрацией ПАА 0,025 и 0,075% при всех рассмотренных концентрациях щелочи (рис. 4), то видно, что ЩПР с концентрацией ПАА 0,075% фильтруется через пористые среды как псевдопластическая жидкость без затухания в более широком диапазоне градиентов давления, чем ЩПР с концентрацией ПАА 0,025%.

Сообщения о механизме псевдопластического характера течения ЩПР изложены в работе [1]. Что же касается фильтруемости ЩПР через пористые среды, то ясно, что плохо деформируемые и слабо разрушаемые ассоциации глобулярной формы ЩПР с концентрацией ПАА 0,025% забивают и закупоривают пористую среду раньше и при больших градиентах давления, чем легче разрушаемые, деформируемые и ориентируемые в потоке ассоциации глобулярно-фибрилярной формы ЩПР с концентрацией ПАА 0,075%.

Таким образом, проведенные исследования показали, что фильтрационные характеристики ЩПР определяются не только конформационными изменениями межмолекулярных структур и скоростью фильтрации [1], но и характером ассоциирования, зависящим от концентрации полимера и щелочи в растворе, и свойствами пористой среды. Поэтому несмотря на то, что вязкость ЩПР является важным параметром, однако для выбора раствора в качестве рабочего агента она не может служить достаточным основанием. В связи с этим при применении ЩПР в нефтедобыче необходимы исследования по фильтрации их через пористые среды.

Литература

1. 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.
2. Гликман С. А. Введение в физическую химию высокополимеров. — Саратов: Изд. Саратовского ун-та, 1959.—379 с.
3. Григорашенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В. и др. Применение полимеров в добыче нефти. — М.: Недра, 1978.—213 с.
4. Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода воздействия на пласт водой, загущенной полимерами. РД—39—3—36—77 — Гипровостокнефть, 1978.—140 с.

А. С. Стреков

ГЭЛЭВИ-ПОЛИМЕР МЭНЛУЛЛАРЫНЫН МЭСАМЭЛИ МҮНІТДЭ СҮЗҮЛМЭ МЕХАНИЗМИ

Мэгалэдэ гэлэви-полимер мэнлулларынын мэсамэли мүнһтдэ сүзүлмэ механизми вэ полимер, елэчэ дэ гэлэвинин мэнлул тэркибиндэки концентрасија дэјишмэсинин буна тэсиринин өјрэнһлмэси нэтичэлэри верһлмишдир.

A. S. Strekov

MECHANISM OF FILTRATION OF ALKALINE POLYMER SOLUTIONS THROUGH POROUS MEDIA

This paper gives the results of studies on the mechanism of alkaline polymer solutions filtration through porous media and influence of polymer and alkali concentration in a solution on it.

УДК

М. А. ОПРИЦ, М. К. ВИНОГРАДОВ

О ФАЗОВЫХ ПРОЦЕССАХ В УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЯХ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Как известно, при истощении газоконденсатной залежи происходят процессы ретроградной конденсации и затем нормального испарения. Вид фазовых превращений в залежи по-разному влияет на показатели разработки, и в этой связи исследования условий, определяющих направление фазового процесса в газоконденсатных залежах, с ростом глубин приобретают практическую значимость.

Поскольку границей, определяющей направление фазового процесса в залежи, является достижение условий, когда критическая температура системы становится равной пластовой, указанный вопрос рассматривался на основе изучения изменения критической температуры с ростом глубин. Значения критических температур определялись по [1]. В [2] было показано, что для газоконденсатных залежей Азербайджана с ростом глубин характерен рост критических температур с опережением роста температур пластовых и, как следствие этого, расширением области нормального испарения. Также было установлено, что на глубине примерно 9000 м с начала разработки будут происходить процессы нормального испарения. Вопросу — сохраняется ли обнаруженная закономерность в других газодобывающих регионах — посвящена настоящая статья. Были рассмотрены данные по трем крупным газодобывающим регионам страны.

На рис. 1 приведено изменение разности между пластовой и критической температурами газоконденсатных систем с ростом глубины для месторождений Азербайджана, Краснодарского края и Туркмении. Из рисунка видно, что наибольший наклон к оси глубин имеет зависимость для газоконденсатных систем Азербайджана, а наименьший — для Краснодарского края. Рассмотренные системы отличаются распределением составов с погружением и распределением пластовых и критических температур с глубиной (таблица). Например, если для газоконденсатных систем месторождений Азербайджана рост критической температуры системы опережает рост пластовой с погружением, как указывалось выше, то для месторождений Краснодарского края, наоборот, — рост пластовой опережает рост критической температуры системы. Для месторождений Западной Туркмении опережение роста критической температуры систем с погружением незначительное. Указанные различия в составах пластовых систем и соотношении между пластовыми и критическими температурами с ростом глубин рассматриваемых регионов и приводят к различию в распределении ретроградных и нормальных процессов в залежах с глубиной. Так, если в газоконденсатных залежах Азербайджана с ростом глубин при разработке на истощение в общем случае, как установлено [2], бу-

дут превалировать нормальные процессы, то для газоконденсатных систем месторождений Краснодарского края и Западной Туркмении на долю ретроградных процессов будет приходиться большой период разработки. Как видно из рис. 1, для месторождений Краснодарского

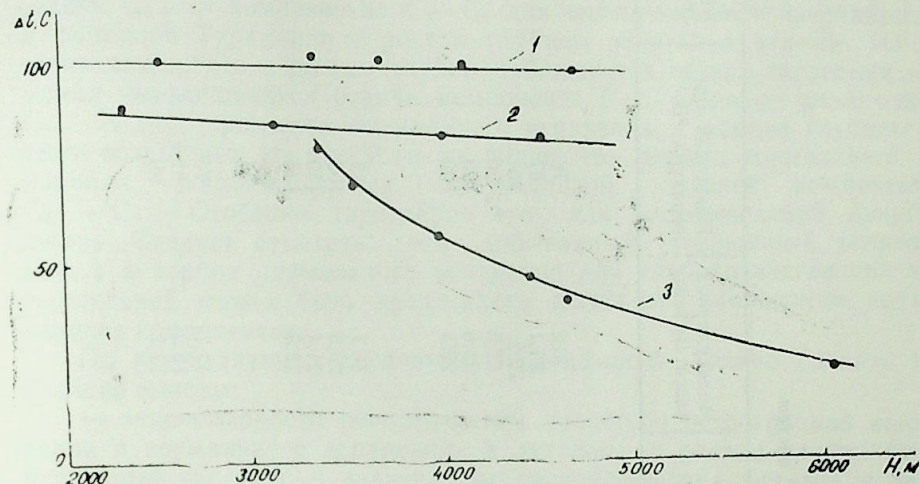


Рис. 1. Изменение разности между пластовой и критической температурами с глубиной:
 1 — Краснодарский край; 2 — Западная Туркмения; 3 — Азербайджан

края и Западной Туркмении граничное условие, определяющее появление процесса нормального испарения с начала разработки в залежи, будет наблюдаться на очень большой глубине.

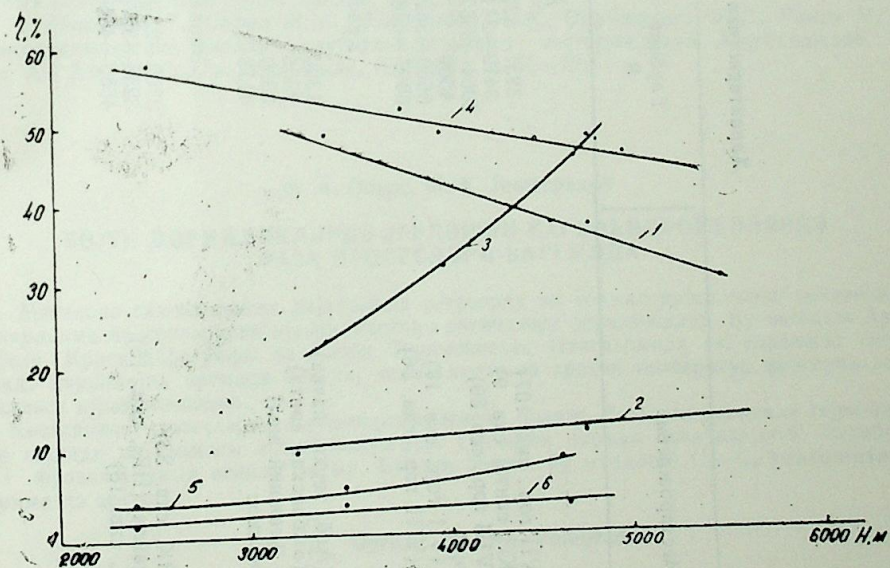


Рис. 2. Зависимость коэффициента компонентоотдачи от глубины. Азербайджан: 1 — отдача C_1 за весь период истощения; 2 — отдача C_1 в период нормальных процессов; 3 — отдача C_2-C_4 в период нормальных процессов. Туркмения: 4, 5, 6 — соответственно отдача C_1 за весь период истощения, в период нормальных процессов; C_2-C_4 в период нормальных процессов

Характеристика газоконденсатных систем

Месторождение	Глубина, м	Конденсатное содержание, г/м ³	Молекулярная масса системы	Пластовая температура, °С	Критическая температура, °С
Азербайджан					
Пирсагат (VII гор., скв. 107)	3237—3220	106	20,2	76	-1,3
Южная (НКП свита, скв. 9)	3419—3412	140	21,1	87	12
Сангачалы (VIII гор., скв. 89)	3964—3957	257	22,2	86	38
Бахар (X гор.)	4500	270	22,5	90	47
Булла-море (VII гор., скв. 14)	5660—5629	320	24,6	103	79,9
Булла-море (VIII гор., скв. 56)	6097—6088	566	29,8	109	88
Краснодарский край					
Кущевское (Алб, верхн. пачка)	1320	29,2	18,7	42,3	-43,2
Калужское (Зыбнская свита)	2506	106	20,8	103	3
Алексеевское (нижний мел)	3300	40	21,4	130	25
Восточно-Северское	4113	90	22,3	136	29,1
Западная Туркмения					
Корледже (НК, скв. 33)	2302—2310	57,4	17,7	70	-19,2
Южный Бугдайли (НК ₆ , скв. 15)	3258—3270	82,5	18,2	81,5	-2,0
Эрдekli (НК, скв. 18)	4655—4684	182	22,2	99	20,0

Установленные различия в распределении ретроградных и нормальных процессов в газоконденсатных залежах с ростом глубин естественно, окажут влияние и на компонентоотдачу глубокозалегающих газоконденсатных месторождений. На рис. 2 приведены зависимости отдачи C_{5+} и компонентов C_2-C_4 для месторождений Азербайджана и Западной Туркмении с ростом глубины залегающих залежи. Из рисунка видно, что с ростом глубин наблюдается общая тенденция снижения коэффициентов отдачи компонента C_{5+} . Однако доля отдачи C_{5+} за счет процессов нормального испарения, с ростом глубины залежи возрастает. Из рис. 2 также видно, что период нормального испарения характеризуется значительной отдачей компонентов C_2-C_4 . Особенно характерно это для месторождений Азербайджана. Следует отметить, что добываемый стабильный конденсат (C_{5+}) в период нормального испарения для глубокозалегающих месторождений может быть представлен широким диапазоном испаряющихся компонентов.

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

— закономерности распределения процессов ретроградной конденсации и нормального испарения в залежах с ростом глубин имеют различный характер и зависят от распределения составов и темпа роста пластовых температур;

— доля отдачи C_{5+} за счет процессов нормального испарения с ростом глубин возрастает.

Литература

1. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1979, с. 116—121.
2. Абасов М. Т., Оприц М. А., Виноградов М. К., Оруджалиев Ф. Г., Панин М. В. Термодинамический анализ глубокозалегающих месторождений Азербайджана. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1987, № 2, с. 66—72.

М. А. Оприц, М. К. Виноградов

БӨЛҮК ДЭРИНЛИКЛЭРДЭ ЈЕРЛЭШЭН КАРБОНДИРОКЕНЛЭРДЭ ФАЗА ПРОСЕСЛЭРИ НАГГЫНДА

Мәгаләдә газ-конденсат ләјларында ретроград вә нормал просесләрдә конденсә вә бухарланма просесләринин өјрәнилмәсинин нәтичәләри верилмишдир. Бу мәгсәдлә Азәрбајҗан, Краснодарәтрафы вә Гәрби Түркмәнстан јатагларында газ-конденсат системиндә дәринлијин артмасы илә ләј температуру вә критик температур фәргинин дәјишилмәси өјрәнилмишдир.

Көстәрилән просесләрин дәринликлә әлағәдар олараг, бахылан реқнонда гејри-бәра-бәр гәјдада пәјланмасы ајдын олмушдур. Просесин нормал бухарланмасы һесабына C_{5+} фраксијасынын верими артыр. Бундан башга, бу мүддәтдә C_2-C_4 компонентинин верими дә артыр.

М. А. Oprits, М. К. Vinogradov

TO PHASE PROCESSES IN HYDROCARBON ACCUMULATION AT LARGE DEPTHS

The article deals with the investigation results on distribution of retrograde and normal processes of condensation and vaporization in gas condensate deposits with

depth growth. The difference change between reservoir and critical temperature of gas condensate systems with depth growth at fields of Azerbaijan, Krasnodar region and West Turkmenia is studied.

The authors have determined a non-uniform distribution character of given processes with depth growth in regions studied and found that a general tendency of condensate recovery coefficients decrease is observed when depth growth increases. But a portion of C_3 recovery due to the process of normal vaporization increases and C_2-C_4 components recovery increases greatly as well. In order to increase exploitation profitableness at large depths the authors have recommended to provide stimulation methods intensifying normal vaporization effects.

УДК 622.276.1.

Н. Д. ТАИРОВ, Ф. Г. КЕРИМОВА, М. А. ЗАЛМАНОВА

ВЛИЯНИЕ pH ВОДЫ НА КАПИЛЛЯРНОЕ ВЫТЕСНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Приведены результаты изучения взаимовытеснения неполярной углеводородной жидкости (очищенного керосина) и воды с различной pH (дистиллированной водой, 10%-й раствор HCl и 0,2%-й раствор NaOH) при повышенных температурах в вертикальном единичном капилляре. Опыты проводились на «свежетынутых» стеклянных капиллярах марки С52-1 со средним радиусом $r=0,5\pm 0,05$ мм и конусностью не более 10^{-3} рад. Приведенные на рисунках экспериментальные точки являются средними из 15—20 опытов. Высота уровня жидкости в капилляре определялась катетометром и соответствовала «капиллярному удерживанию» исследуемой жидкости в капилляре данного радиуса. В ходе проведения опытов было установлено, что длина капилляра, более чем в два раза превышающая высоту капиллярного удерживания в нем жидкости, практически не влияет на эту величину, в связи с чем во всех случаях использовались капилляры длиной 100—120 мм.

Ввиду того, что стандартных установок для изучения влияния температуры на взаимовытеснение углеводородной жидкости и воды в единичном капилляре не имеется, была подготовлена такая установка, схематическое изображение которой показано на рис. 1.

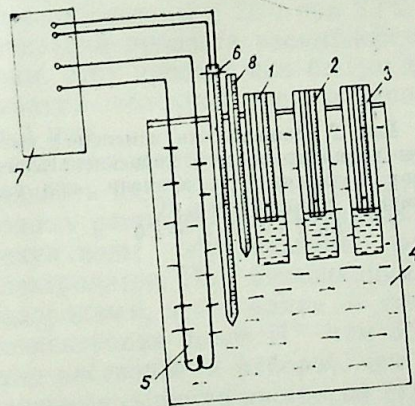


Рис. 1. Схема экспериментальной установки

Опыты проводились следующим образом. «Свежеятнутый» единственный капилляр в горизонтальном положении насыщался керосином, нагретым до температуры проведения опытов. После этого капилляр переводился в вертикальное положение и оставался так до тех пор, пока из него не переставал вытекать керосин, т. е. до тех пор, пока не устанавливалась высота капиллярного удерживания керосина, которая замерялась катетометром. Затем капилляр 1 закреплялся на предварительно градуированной пластинке 2 и устанавливался вертикально в кювету 3, заполненную водой, где приводился в контакт с ней при температуре проводимого эксперимента (см. рис. 1). Глубина погружения капилляра составляла 2—3 мм. Кювета находилась в водяной бане 4, где температура поддерживалась постоянной в течение проведения всего опыта с помощью электронагревателя 5, контактного термометра 6, температурного режисера 7 и контрольного термометра 8. Измерение высоты уровня жидкостей в капилляре производилось катетометром.

Было проведено несколько серий опытов при температуре 20, 50 и 70°C. Опытами выявлено, что температура практически не оказывает влияния на величину капиллярного удерживания жидкости в вертикальном единичном капилляре, т. е. с повышением температуры эта величина практически остается постоянной и равной для керосина 23 мм.

В первой серии опытов дистиллированная вода вытесняла керосин, находящийся в капилляре. В ходе экспериментов было установлено, что с повышением температуры изменяется характер взаимодействия жидкостей в капилляре. На рис. 2 приведена зависимость изменения высоты поднятия воды в керосинонасыщенном капилляре от времени при различных температурах. Как видно из рисунка, при температуре 20°C после контакта керосина с водой происходит постепенное

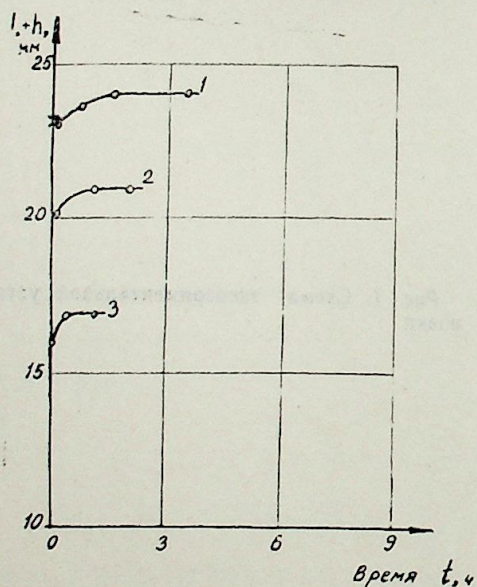


Рис. 2. Зависимость изменения высоты поднятия воды в керосинонасыщенном капилляре от времени при различных температурах, °C:
1 — 20; 2 — 50; 3 — 70

образование мениска с последующим подъемом уровня жидкостей на 1 мм в течение 1,5 ч. При 50°C контакт жидкостей приводит к опусканию верхнего мениска (на границе с воздухом) керосина на $\Delta L=3$ мм с последующим его поднятием на 1 мм за 1 ч. При 70°C происходит еще большее опускание мениска на границе раздела керосин—воздух на $\Delta L=7$ мм с последующим его поднятием на высоту 1 мм за 20 мин. Иными словами, существенное влияние температуры на процесс взаимодействия данных жидкостей в вертикальном единичном капилляре видно по возрастанию величины мгновенного падения уровня жидкостей при их контакте (ΔL) и сокращению времени поднятия его после спуска.

В другой серии опытов в качестве водной фазы была использована кислая вода (10%-й раствор HCl в дистиллированной воде). При определении зависимости изменения уровня жидкостей в капилляре от времени при различных температурах хорошо видно, что для всех температур при контакте жидкостей наблюдается резкий, почти мгновенный спуск мениска на границе керосин—воздух, причем изменение величины ΔL с температурой для кислой воды имеет характер, обратный случаю дистиллированной воды, т. е. с повышением температуры ΔL уменьшается, что, с одной стороны, говорит об ухудшении процесса взаимодействия. С другой стороны, с повышением температуры увеличивается h — высота поднятия столбика кислой воды в капилляре и уменьшается время натекания (подъема) жидкостей, т. е. процесс как бы активизируется.

Была также проведена серия опытов со щелочной водой (0,2%-м раствором NaOH в дистиллированной воде) при разных температурах. При определении зависимости изменения высоты поднятия уровня жидкостей от времени отчетливо видно, что во-первых, для щелочной воды также имеет место изменение высоты столбика керосина в капилляре (ΔL) при контакте жидкостей. Во-вторых, характер взаимодействия щелочной воды с керосином сходен со случаем дистиллированной воды и обратный для случая кислой воды, т. е. с повышением температуры величина ΔL возрастает. Повышение температуры также резко уменьшает время достижения состояния метастабильного равновесия системы с 20 ч при 20°C до 2 мин при 70°C, что говорит об активизации процесса взаимодействия данных жидкостей. С другой стороны, этот процесс как бы ухудшается с уменьшением высоты h впитывания щелочной воды в керосинонасыщенный капилляр (с 3,5 мм до 1 мм).

При сопоставлении полученных данных представляло интерес сравнить их с точки зрения активности водородных ионов в воде и в водных растворах электролитов. Известно, что высокая полярность молекул воды обуславливает электролитическую диссоциацию в ней электролитов. При диссоциации электролитов кислота действует своим водородным, а основание — своим гидроксильным ионом. Чем больше концентрация ионов H^+ тем более резко проявляются кислотные свойства растворов, и наоборот, чем больше концентрация OH^- , тем сильнее основные свойства растворов [1].

В случае использования дистиллированной воды при 20°C рН=7, для 10%-го раствора HCl рН=3, а для 0,2%-го раствора NaOH рН=12. С повышением температуры степень диссоциации как воды, так и водных растворов электролитов возрастает, вызывая повышение

концентрации ионов H^+ в кислой среде (рН несколько уменьшается) и ионов гидроксила OH^- в щелочной среде (рН несколько увеличивается). В чистой воде с температурой рН несколько уменьшается (при $20^\circ C$ рН=7,092, при $50^\circ C$ рН=6,631, при $70^\circ C$ рН=6,398), что говорит о повышении концентрации ионов H^+ . Но с другой стороны, в воде с повышением степени диссоциации возрастает возможность образования водородной связи ионов H^+ с полярными молекулами воды, что приводит к образованию ионов гидроксония H_3O^+ и соответственно к повышению концентрации ионов OH^- . Это, в свою очередь, приближает такую воду к раствору щелочи. Это подтверждается и нашими данными, при анализе которых видно, что по характеру протекания процессы взаимодействия дистиллированной воды и раствора щелочи с неполярной углеводородной жидкостью на границе со стеклом схожи между собой и оба они отличаются от характера взаимодействия керосина с раствором кислоты.

На рис. 3 и 4 представлены кривые зависимости изменения высоты уровня керосина в капилляре ΔL и высоты впитывания h в керосинонасыщенный капилляр воды от ее рН при разных температурах. Из анализа этих кривых видно, что во-первых, с повышением температуры для щелочи уменьшается h — высота капиллярного впитывания воды в керосинонасыщенный капилляр, а для кислоты, наоборот, эта величина возрастает. Для пресной воды эта величина с температурой не меняется $h=1$ мм. Причем данная величина h совпадает численно с h для кислой воды при $20^\circ C$ и h для щелочной воды при $70^\circ C$.

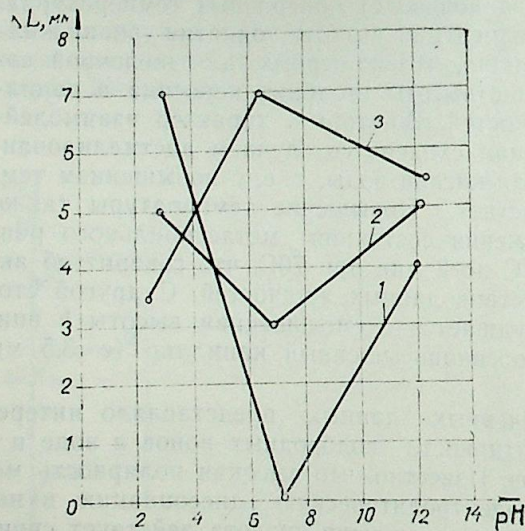


Рис. 3. Зависимость изменения высоты уровня керосина в капилляре при контакте с водой от ее рН при различных температурах (условные обозначения те же, что и на рис. 2)

С другой стороны, при анализе зависимостей ΔL от рН видно, что с повышением температуры для воды и раствора щелочи величина ΔL возрастает, а для раствора кислоты — уменьшается. Причем для воды разница между значениями ΔL с изменением температуры значительно больше, чем для растворов.

Эта зависимость показывает интересное явление. Если при 20 и $50^\circ C$ с изменением рН в ту или иную сторону от значения рН=7 ве-

личина ΔL возрастает, то при $70^\circ C$ наибольшее значение ΔL наблюдается для воды. Причем при $50^\circ C$ значения ΔL для кислой и щелочной сред примерно одинаковы. Наибольшая разница между ними наблюдается при $20^\circ C$. Из этого можно сделать вывод о том, что при температуре, близкой к $50^\circ C$, происходит как бы некоторое приближение свойств щелочного и кислого раствора к чистой воде. При этом имеется как бы некоторая критическая температура (между 50 и $70^\circ C$), при которой вода некоторым образом меняет свои свойства, становясь при этой температуре более активной, чем кислая или щелочная среда.

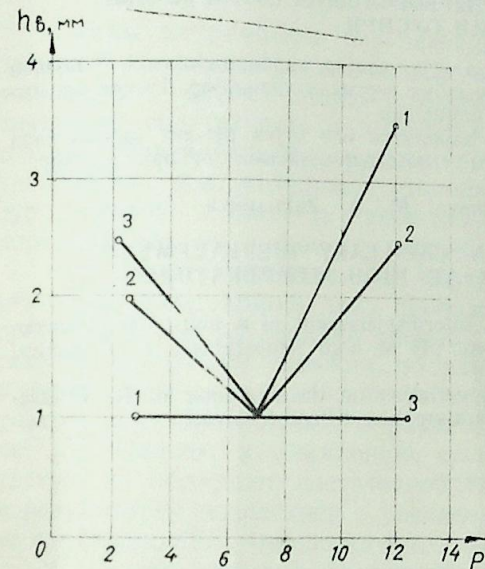


Рис. 4. Зависимость высоты впитывания в керосинонасыщенный капилляр воды от ее рН при различных температурах (условные обозначения те же, что и на рис. 2).

Известно, что ион гидроксила OH^- — частица неустойчивая. В обычных условиях молекула воды обладает устойчивостью, сопоставимой с ионом OH^- . Однако с повышением температуры устойчивость молекул воды уменьшается сильнее, чем ионов гидроксила, и, в области температур около $70^\circ C$ в равновесной смеси молекул воды и продуктов ее диссоциации концентрация ионов гидроксила становится больше, чем молекул самой воды, что, по-видимому, и обуславливает такую активность воды при $70^\circ C$.

Учитывая все вышесказанное, можно сделать вывод о том, что рН воды с изменением температуры неоднозначно влияет на характер процесса взаимодействия этих вод с неполярной углеводородной жидкостью, находящейся в вертикальном стеклянном единичном капилляре.

С одной стороны, процесс как бы активизируется, т. е. в случае дистиллированной воды и щелочной воды с повышением температуры ΔL в момент контакта увеличивается и во всех случаях уменьшается время t впитывания воды в керосинонасыщенный капилляр. В случае кислой воды увеличивается также высота столбика впитываемой воды h ,

С другой стороны, процесс как бы «затухает», о чем говорит уменьшение величины ΔL с повышением температуры в случае кислой воды и уменьшение высоты впитывания щелочной воды h в керосинонасыщенный капилляр.

1. Киреев В. А. Курс физической химии. — М., 1975.—773 с.

Н. Ч. Таиров, Ф. Г. Керимова, М. А. Залманова

**ЈУКСАК ТЕМПЕРАТУР ШЭРАИТИНДЭ КАРБОИДРОКЕНЛИ
МАЈЕНИН КАПИЛЛАР СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНА СУЈУН рН-ЛЫГ
ДЭРЭЧЭСИНИН ТЭСИРИ**

Магаләдә јуксак температур шэраитиндә гејри-полјар карбоидрокенли мајенин (керосин) вә мұхтәлиф рН-лыга малик олан сујун вертикал капиллар боруа гаршылыгы сыхышдырылмасынын нәтичәләри верилмишир.

Мүәјјән едилмишир ки, температурун дәјишмәси илә сујун рН-лыг дәрәчәсинин дәјишмәсинин онун керосинлә гаршылыгы сыхышдырылмасына тәсири вардыр.

N. D. Tairov, F. G. Kerimova, M. A. Zalmanova

**INFLUENCE OF WATER pH ON CAPILLARY DISPLACEMENT
OF A HYDROCARBON FLUID AT HIGH TEMPERATURES**

The present article gives the results of interdisplacement of a non-polar hydrocarbon fluid (kerosene) and water with different pH at high temperatures in a vertical single capillar.

It is stated that influence of water pH variation on the character of its interaction with kerosene when changing the temperature has different values.

УДК: 550.834.01

Р. Д. ДЖЕВАНШИР, А. М. АХВЕРДИЕВ, Т. В. ХИСМЕТОВ

**ПРЕДПОСЫЛКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССОМ
ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ**

Одним из наиболее перспективных методов искусственного воздействия на пласты, с целью повышения нефтеотдачи, является внутривластовое горение. Метод позволяет снижать вязкость нефти, увеличивать ее подвижность и полностью или частично устранять нежелательное воздействие молекулярно-поверхностных сил [6]. Однако, при упомянутых положительных сторонах метода, среди недостатков следует отметить сложность проведения контроля за движением углеводородов в залежи в процессе горения.

Контроль за извлечением нефти в процессе внутривластового горения на сегодняшний день проводят с привлечением информации о режимах и темпах закачки рабочих агентов, о пластовых давлениях, о газовой продукции скважин, об изменении свойств добываемой нефти, о поверхностных и скважинных термоизмерениях, о съемке залежи в ультрафиолетовых лучах, о различного рода промысловых данных и пр. [3]. Однако, к сожалению, существующие методики контроля зачастую не обладают достаточной точностью. К тому же погрешность в результатах возрастает с увеличением глубины погружения залежи, ее протяженности, мощности и т. д. [3].

С учетом высокой разрешающей способности акустических методов и их эффективности при исследовании неоднородностей в пространстве между скважинами [8] представляется целесообразным использование последних при решении данной задачи.

Рассмотрим, для начала, процесс сухого внутривластового горения (рис. 1). После воспламенения нефти, для поддержания окисления, в скважину 1 нагнетается воздух, что обеспечивает продвижение фронта горения 4 и в конечном итоге — вытеснение флюида [4]. При повышении температуры на определенном этапе начинается коксование нефти (это зависит от свойств нефтей, термобарических условий залегания и т. д.). Таким образом, в залежи во время процесса можно выделить три основные зоны: выгорания 3, коксования 4 и нефтенасыщения 5.

Просвечивая залежь акустическими волнами вдоль пласта-коллектора путем возбуждения колебаний из нагнетательной скважины и приема их в эксплуатационной скважине представляется возможным осуществление контроля за продвижением флюида в пласте по изменению интенсивности звуковой волны. Предпосылкой этого является дифференциация вышеуказанных трех зон по плотности и увеличению во времени поглощения акустических волн, по мере разуплотнения пород [1], последовательно подвергающихся процессу искусственного теплового воздействия.

Запишем уравнение, описывающее изменение интенсивности волн в зависимости от увеличивающегося расстояния до источника колебаний [9]:

$$J = J_0 e^{-2\alpha r}, \quad (1)$$

где J — интенсивность упругих колебаний на расстоянии r от излучателя, Вт/м²;

J_0 — интенсивность источника возбуждения, Вт/м²;

r — расстояние до источника, м;

α — коэффициент затухания, м

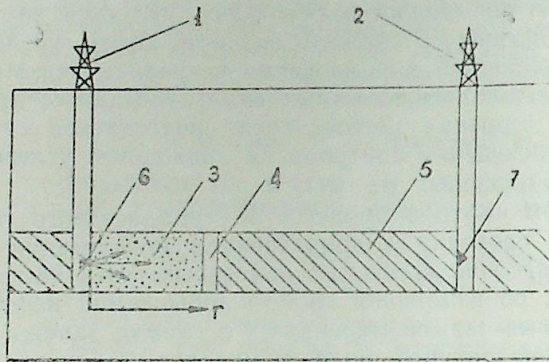


Рис. 1. Схема акустического контроля за процессом сухого внутрипластового горения:

1 — нагнетательная скважина; 2 — эксплуатационная скважина; 3 — выгоревшая зона; 4 — коксовая зона; 5 — нефтенасыщенная зона; 6 — источник акустических колебаний; 7 — приемник акустических колебаний

При решении данного уравнения возникают определенные сложности, связанные с отысканием коэффициента затухания. К настоящему времени известны работы в области изучения коэффициента поглощения упругих волн [1, 2, 8, 10, 11]. Однако во многих из них для определения α требуется знание ряда физических параметров среды, информация о которых зачастую либо вообще отсутствует, либо чрезвычайно скудна. Прямой же перенос лабораторных результатов к пластовым условиям во многих случаях неправомерен, поскольку сказывается несоответствие изучаемых сред в лабораторных условиях и на практике, различие аппаратных режимов и т. д. [10, 12]. Поэтому представляется, что в этих целях необходимо как можно полнее использовать фактический материал, как будет показано ниже.

На затухании колебаний отражается мощность и направленность излучателя, литология и т. п. [1, 5]. Однако особо следует отметить зависимость затухания α от частоты колебаний f [2]. Данная зависимость, как видно из анализа имеющейся на сегодняшний день информации, носит степенную форму [1, 2, 5, 12]. Принимая во внимание, что в области низких и высоких частот $\alpha \sim f$, а в среднем диапазоне $\alpha \sim f^2$ [11], эта зависимость может быть аппроксимирована с помощью уравнения параболы [9]:

$$\alpha = af^b - c, \quad (2)$$

где a, b, c — коэффициенты параболы.

Для нахождения эмпирических значений коэффициентов этого уравнения нами были использованы данные работы [5], представленные после обработки в следующем виде:

f , Гц	40	60	80	100
α , м ⁻¹	$0,375 \cdot 10^3$	$0,825 \cdot 10^3$	$1,25 \cdot 10^3$	$1,575 \cdot 10^3$

По этим данным построен график (рис. 2), форма которого также свидетельствует о том, что зависимость $\alpha = f(f)$ является ветвью параболы.

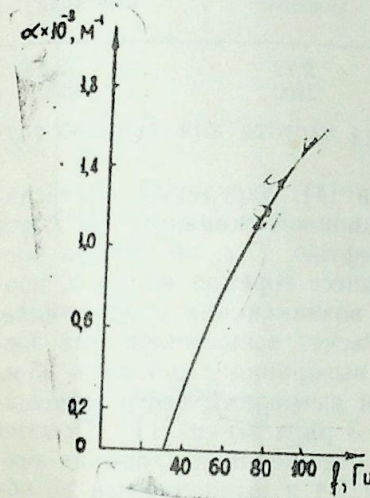


Рис. 2. Зависимость поглощения от частоты колебаний f

После вычислений с использованием метода наименьших квадратов уравнение (2) приняло вид:

$$\alpha = 30 f^{4,56 \cdot 10^{-5}} - 30 \quad (3)$$

Подставляя (3) в (1), получаем:

$$J = J_0 \exp[-30(f^{4,56 \cdot 10^{-5}} - 1)2r] \quad (4)$$

По формуле (4) нетрудно найти интенсивность колебаний во всем диапазоне исследуемых частот, на заданном расстоянии от источника, при известной его интенсивности и в конкретных геолого-геофизических условиях.

В качестве примера возьмем случай, когда расстояние r между скважинами равно 200 м, а начальная интенсивность J_0 составляет 30 кВт/м². Выбор рабочей частоты произведем на том основании, что с целью надежной регистрации, длина акустической волны не должна превышать толщину исследуемой зоны более чем в 3 раза [12]. Для нашего случая такой выбор необходимо сделать исходя из толщины наиболее узкой из трех зон, имеющих в пласте при сухом внутрипластовом горении, т. е. для коксовой зоны. Так как толща нефтяной

зоны, участвующей в процессе коксования при температуре, превышающей 250°C, составляет обычно не менее 1 м [3], то, учитывая скоростные характеристики пород, представленные в таблице [12], можно вычислить значение необходимой несущей частоты по формуле [7]:

$$f = \frac{V}{\lambda} \quad (5)$$

где V — скорость волны в данной породе, м/с;
 λ — длина волны, м.

Средние значения скорости и плотности по зонам

Параметры	Зоны		
	выгорания	коксвая	нефтяная
Скорость — V , км/с	1,2	2,72	2,5
Плотность — ρ , кг/м ³	1876	2100	2300

Расчеты показывают, что рекомендуемая частота для данного случая — около 1000 Гц.

Далее, подставляя значения J_0 , r и f в (4), определим интенсивность звуковой волны на стенке эксплуатационной скважины (J^*) для случая, когда пласт полностью заполнен нефтью, т. е. до начала процесса горения. Затем, предполагая, что процесс горения начался, производили расчет интенсивности колебаний, возникающих у приемника, в случае наличия зоны выгорания (J_r). Расчет выполнялся для последовательного увеличения размеров зоны выгорания с шагом в 25 м. В вычислениях также учитывалось, что при выгорании нефть замещается газовой средой, поглощение которой в 3 раза выше [11]. Помимо этого, вводилась поправка за коэффициент отражения на границе кокса и выгоревшей части коллектора, равный 0,4 и вычисляемый по общеизвестной формуле:

$$h = \frac{\gamma_2 - \gamma_1}{\gamma_2 + \gamma_1} \quad (6)$$

где γ_1 и γ_2 — акустические жесткости граничащих сред, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$.

По результатам выполненных расчетов находилось процентное соотношение интенсивности волны, прошедшей через залежь в процессе горения (J_r), и интенсивности волны, прошедшей через чисто нефтяной пласт (J^*). Полученные данные представлены в виде графика (рис. 3), где по оси абсцисс откладывалось процентное соотношение $\left(\frac{J_r}{J^*}\right)$, а по оси ординат — протяженность увеличивающейся газонасыщенной зоны (r), а ниже представлены значения $\left(\frac{J_r}{J^*} \cdot 100\%\right)$ в зависимости от протяженности чисто газонасыщенной зоны (r)

$\frac{J_r}{J^*} \cdot 100\%$	42,2	28,9	20,1	14	9,7	6,7	4,7
r , м	25	50	75	100	125	150	175

Функция $r = f\left(\frac{J_r}{J^*}\right)$ описывается уравнением:

$$r = b_0 \left(\frac{J_r}{J^*}\right)^{b_1} \cdot \left(\frac{J_r}{J^*}\right); \quad (7)$$

где b_0 , b_1 — коэффициенты данной функции.

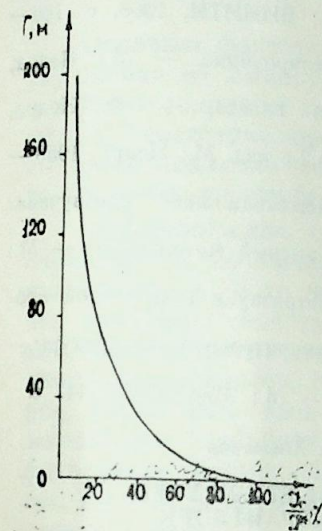


Рис. 3. Зависимость $\left(\frac{J_r}{J^*} \cdot 100\%\right)$ от протяженности чисто нефтенасыщенной зоны r

Значения коэффициентов были найдены методом наименьших квадратов, в результате чего получено следующее выражение:

$$r = 210,42 \left(\frac{J_r}{J^*}\right)^{-0,0606} \left(\frac{J_r}{J^*}\right) \quad (8)$$

Используя (8) и зная значения интенсивностей волны, фиксируемые в скважине, находим расстояние, пройденное фронтом горения, что и дает возможность оценивать количество нефти в пласте, т. е. вести непрерывный контроль процесса.

Выводы

1. Обоснована возможность осуществления контроля за процессом внутрислового горения путем просвечивания залежи акустическими волнами в пространстве между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

2. Получены уравнения, позволяющие определять интенсивность акустических колебаний в различных диапазонах частот и рассчитывать расстояние, пройденное фронтом горения.

3. Результаты работы рекомендуются для использования при разработке технологии акустического контроля за процессом внутрислового горения.

Литература

1. *Авербух А. Г.* Изучение состава и свойств горных пород. — М.: Недра, 1982.—230 с.
2. *Березкин В. М., Киричек М. А., Кунарев А. А.* Применение геофизических методов для прямых поисков месторождений нефти и газа. — М.: Недра, 1978.—221 с.
3. *Боксерман А. А., Лыков С. Н.* Повышение нефтеотдачи путем сочетания внутрипластового окисления нефти с заводнением. — Итоги науки и техники. Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений, т. 17, М.: ВИНТИ, 1986.—107 с.
4. *Боксерман А. А., Сафиуллин Р. Х., Кузьмина М. Б.* Разработка нефтяных месторождений с помощью внутрипластового горения. — Итоги науки и техники. Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВИНТИ, 1968, с. 106—160.
5. *Гальперин Е. И.* Вертикальное сейсмическое профилирование. — М.: Недра, 1982. — 341 с.
6. *Гиматулинов Ш. К.* Физика нефтяного и газового пласта. — М.: Недра, 1971. — 308 с.
7. *Гурвич И. И., Боганик Г. Н.* Сейсмическая разведка, 2-е изд. М.: Недра, 1950.—551 с.
8. *Карус Е. В., Кузнецов О. Л., Файзуллин И. С.* Межскважинное прозвучивание. — М.: Недра, 1976.—148 с.
9. *Кудрявцев В. А., Демидович Б. Л.* Краткий курс высшей математики. — М.: Наука, 1986.—575 с.
10. *Кузнецов О. Л., Ефимова С. А.* Применение ультразвука в нефтяной промышленности. — М.: Недра, 1983.—190 с.
11. *Носов В. А.* Проектирование ультразвуковой измерительной аппаратуры. — М.: Машиностроение, 1972.—286 с.
12. *Шерифф Р., Гелдар Т. Л.* Сейсморазведка, т. 1. — М.: Мир, 1987.—447 с.

Р. Ч. Чаваншир, А. М. Агвердиев, Т. В. Хисметов

ЛАЈДАХИЛИ ЈАНМА ПРОСЕЦИНЭ НЭЗАРЭТ ЕТМЭК ҮЧҮН АКУСТИК ҮСУЛЛАРЫН ИСТИФАДЭСИ ШЭРАИТЛЭРИ

Гујуларарасы акустик сәсләндирмә јолу илә лајдахили јанма просеси үзрә нэзарәт едилмә имканлары әсаһландырылмышдыр. Мүхтәлиф тезликли диапазонларда акустик рәгсләрин интенсивлији вә јанма чәбһәсинин конкрет физики-геоложи шәрантдә, еләчә дә верилмиш апаратур режимдә кечдији јолу тәјин етмәк үчүн тәһликләр алынмышдыр.

Ишин нәтичәләри гуру лајдахили јанмада акустик нэзарәт технолокијасынын ишләnmәси заманы истифада едилә биләр.

R. D. Dzhevanshir, A. M. Akhverdiev, T. V. Khismetov

PRE-CONDITIONS FOR ACOUSTIC METHODS USAGE TO CONTROL IN-SITU COMBUSTION PROCESS

The authors have conditioned a control possibility for the in-situ combustion process by interwell sounding and obtained equations allowing to define acoustic vibrations intensity at different frequency bands and to calculate a distance of combustion front under definite geological and physical conditions and given apparatus regime. The investigation results may be used for the working out of acoustic control technology for dry in-situ combustion.

УДК 553.98:51.011.57

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА УПЛОТНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Основым фактором, влияющим на уплотнение осадочных пород и ухудшение их емкостных свойств, является геостатическая нагрузка, а в более широком смысле — эффективное давление, равное разности между геостатическим и пластовым давлениями. Вторичные процессы лишь локально изменяют породы, искажая общую закономерность из уплотнения с глубиной.

Это положение, очевидное для обломочных терригенных пород, справедливо, по мнению ряда исследователей [2, 4, 5] и для карбонатных пород. В то же время другие исследователи [1, 8, 9] считают, что изменение свойств карбонатных пород, в том числе и с погружением, является следствием проявления в основном различных физико-химических процессов, протекающих в поровом пространстве горных пород, таких, как: выщелачивание, цементация, доломитизация, дедоломитизация (кальцитизация), перекристаллизация, окремнение, сульфатизация, трещинообразование и других, менее существенных процессов. При этом влиянию гравитационного уплотнения отводится второстепенная роль.

Речь, в сущности, идет о причинах сохранения или снижения первичной пористости и развития вторичной емкости карбонатных пород.

Основным отличием первичной пористости карбонатных пород от первичной пористости песчаников заключается в том, что первичная пористость карбонатных пород в большей мере зависит от их генетического типа, чем пористость песчаников. Она наибольшая у органогенных биоморфных и обломочных разновидностей, а наименьшая у комковато-сгустковых и хемогенных (исключение — хемогенные оолитовые известняки).

По данным [6], значения максимальной пористости карбонатных пород с учетом структурно-генетических типов составляют, %: для органогенных — 24, реже — 26, органогенно-обломочных — 24, реже — 34, органогенно-детритусовых — 4, реже — 8, комковато-сгустковых — 13, реже — 17, кристаллически-зернистых — 4, реже — 6, пелитоморфных — 2, реже — 6, оолитовых — 24, реже — 34. Величина пористости (влагонасыщенности) в свежих осадках по оценке Крамбейна составляет, %: у песков — 45, алевроитов — 50—60, пелитовых илов — 80—90, коллоидов (частицы менее 1 мкм) — около 98. Известковые илы в отношении пористости (влагодержания) близки к глинистым осадкам. Эти значения пористости значительно уменьшаются в зоне диагенеза.

Как и у терригенных пород, наиболее интенсивным постседиментационным изменениям подвергаются те карбонатные разновидности, которые имели более высокую первичную пористость. Следует отметить,

что литификация карбонатных осадков наступает значительно быстрее, чем у терригенных, вследствие чего процесс механического уплотнения завершается раньше.

По данным [9], при диагенезе и катагенезе карбонатных пород осуществляется более 30 различных процессов, контролируемых как локальными, так и региональными факторами. Эти процессы изменяют как состав, так и структуру осадков. Литификация карбонатных осадков имеет физико-химическую, биохимическую и механическую природу. Обычно, хотя и не всегда, диагенетические процессы осуществляются в следующем порядке: биохимические, физико-химические, механические. Конечно, эти процессы в определенной мере перекрывают друг друга. Скорость их протекания со временем уменьшается.

Биохимические и физико-химические процессы в карбонатных отложениях оказывают как положительное, так и отрицательное влияние на формирование емкости карбонатных пород. К положительным преобразованиям относят диагенетическую и эпигенетическую перекристаллизацию, сопровождающуюся выщелачиванием, растворением и частичным карстованием карбонатных пород. Отрицательное влияние оказывает вторичное минералообразование: кальцитизация, окремнение, сульфатизация, а также повышенное содержание нерастворимого осадка.

Существенным различие биохимических, физико-химических и механических процессов является то, что механические процессы — односторонне направлены, а их следствия — необратимы. Биохимические и физико-химические процессы могут протекать в различных направлениях, вследствие чего рост и снижение вторичной емкости карбонатных пород могут происходить циклически, в зависимости от периодической смены тех или иных обстановок.

Имея в виду односторонность и необратимость механических процессов, следует признать их приоритетное влияние на изменение первичной емкости карбонатных пород, в чем усматривается сходство с уплотнением терригенных пород.

Процесс уплотнения проявляется по-разному в различных структурно-генетических типах карбонатных пород. Автохтонные известняки, например, рифовые, не испытывают заметного уплотнения. Межзерновое пространство аллохтонных отложений сокращается за счет более плотной упаковки, дробления и деформации зерен, вытеснения поровых флюидов и, возможно, за счет коррозии зерен, как это имеет место при уплотнении обломочных песчано-алевритовых пород.

Процессы уплотнения, растворения вещества и цементации под влиянием геостатического давления весьма тесно связаны между собой. Рост геостатической нагрузки, как следствие погружения осадков, приводит к растворению кристаллов под давлением, т. е. к дифференциальному растворению, проявляющемуся в более напряженных частях зерен, с последующим отложением вещества на поверхностях с меньшей потенциальной энергией. Поскольку давление обусловлено весом вышележащей толщи, то зерна (кристаллы) должны уплощаться параллельно поверхности напластования. Этот процесс является наиболее важным фактором, снижения первичной пористости в карбонатных осадках. В результате растворения под давлением микрокристаллический агрегат кальцита может перекристаллизоваться в более гру-

бый, особенно в связи с растворением мельчайших зерен, обладающих наибольшей растворимостью, и переотложением их вещества на более крупных зернах.

Таким образом, можно полагать, что основным фактором постседиментационного изменения карбонатных пород, также как и терригенных, является их уплотнение, следствием чего является монотонное уменьшение первичной пористости осадков с глубиной. В качестве подтверждения этого вывода приводится рис. 1, заимствованный из работы [4], на котором показаны полученные различными исследователями зависимости пористости карбонатных пород от глубины.

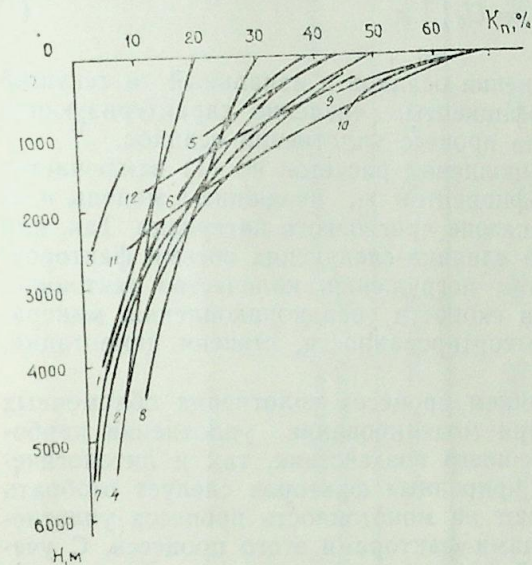


Рис. 1. Изменение пористости карбонатных пород с глубиной:
1 — Скифская плита, верхний мел, известняк (Е. А. Акулина, Р. А. Бочко, 1980); 2 — Западно-Кубанский прогиб, верхний мел, известняк (Е. А. Акулина, Р. А. Бочко, 1980); 3 — Западно-Канадский бассейн, верхний девон, известняк (Дж. Хант, 1982); 4—8 — Южная Флорида, кайнозой—мезозой, карбонатные породы (Д. Шмокер, Р. Холли, 1982); 5 — эоцен; 6 — палеоцен; 7 — известняк; 8 — доломит; 9—10 — глубоководный карбонатный ил (С. Шлянгер и Р. Дуглас, 1974; Е. Амьелтон, 1970); 11—12 — мел (П. Шолль, 1977; Дж. Локридж и П. Шолль, 1976)

По данным экспериментальных исследований В. М. Добрынина [5] и Н. Н. Павловой [7], с ростом эффективного напряжения пористость карбонатных пород уменьшается довольно существенно. Так, по данным [7], у известняков с начальной пористостью 18—23% относительное снижение пористости на глубине до 7 км (при температуре 20—22°C) достигает 6—10%, у известняков с начальной пористостью 5% снижение составляет 14%, а при начальной пористости порядка 1% снижение достигает 80—85%. По данным [5], относительное снижение пористости на той же глубине изменяется от 2 до 20% с изменением начальной пористости от 11 до 2%. С ростом температуры эти значения существенно возрастают.

Как видно, наиболее сильно деформируются низкопористые разности, отличающиеся неравномерностью структуры и состава (биоморфные, пелитоморфные и органогенно-детритусовые известняки). В таких породах интенсивно развивается трещиноватость и возникают условия для гидродинамической связи, что способствует развитию физико-химических процессов и формированию вторичной пористости. Наименьшие и преимущественно упругие изменения пористости претерпевают высокопористые разности (например, органогенно-обломоч-

ные), которые уплотняются как песчаники с монотонным снижением первичной пористости.

Приведенные данные свидетельствуют о значительной роли уплотнения в изменении емкости карбонатных пород, как это имеет место и при уплотнении терригенных обломочных образований. Сказанное позволяет использовать разработанную ранее [3] методику прогнозирования степени уплотнения и изменения коллекторских и физических свойств пород, на случай протекания этих процессов в карбонатных породах.

В работе [3] предложена модель уплотнения осадков в виде

$$U_t = U_0 \prod_{i=1}^n x_i, \quad (1)$$

где U_0 и U_t — степень уплотнения осадков в начальный и текущий моменты времени; x_i — коэффициенты, численно характеризующие влияние природных факторов на процесс уплотнения осадков.

Основная трудность при выполнении расчетов по (1) заключается в определении количества коэффициентов x_j , входящих в модель, и их числовых значений во всем диапазоне прогнозного интервала. Так, для терригенных пород было учтено влияние следующих восьми факторов: геологического возраста, глубины погружения, количества тектонических циклов, интенсивности или скорости осадконакопления, минералогического состава, степени отсортированности, степени цементации, температуры.

По аналогии с моделированием процесса уплотнения обломочных пород естественно учитывать при моделировании уплотнения карбонатных пород как факторы внешнего воздействия, так и литологические факторы. Из всего числа природных факторов следует отобрать те, которые в явном виде влияют на монотонность процесса уплотнения, т. е. являются регулирующими факторами этого процесса. С учетом сказанного следует остановиться на четырех таких факторах внешнего воздействия: геологический возраст (κ_1); динамические нагрузки, как следствие числа тектонических циклов (κ_2); статические нагрузки, как следствие погружения осадков (κ_3); температура (κ_4).

Реализация физико-химических и биохимических процессов в первую очередь определяется структурными возможностями порового пространства пород, обеспечивающими развитие таких процессов. Это качество у карбонатных пород может быть связано с неоднородностью состава и строения, что аналогично таким литологическим факторам уплотнения терригенных пород, как неоднородность минерального состава, степень цементации и степень сортировки. Таким образом, пятым коэффициентом в модели (1) является однородность состава карбонатных пород (κ_5), которая способствует более быстрой литификации осадков, вследствие чего коэффициент κ_5 помещается в знаменателе мультипликативной модели (1).

Окончательно модель уплотнения карбонатных пород примет вид:

$$\frac{U_t}{U_0} = \frac{x_1 x_2 x_3 x_4}{x_5}, \quad (2)$$

где U_t / U_0 — относительное уплотнение.

Таблица I

Факторы K_i и коэффициенты x_i для моделирования степени уплотнения карбонатных пород

Факторы и коэффициенты	Значения факторов и коэффициентов моделирования																						
	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	
Факторы κ_i :																							
1. Абсолютный возраст, T , млн. лет	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2. Число тектонических циклов, N	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
3. Глубина залегания, H , м	0	600	1200	1800	2400	3000	3600	4200	4800	5400	6000	6600	7200	7800	8400	9000	9600	10200	10800	11400	12000	12600	13200
4. Эффективное давление, $P_{эф.}$, МПа	0	9	18	27	36	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135	144	153	162	171	180	189	198
5. Температура, t , °C	0	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1
6. Однородность состава, S , усл. ед.	1	0,90	0,82	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,38	0,34	0,30	0,27	0,24	0,21	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08
Коэффициенты x_i для факторов:																							
сильных	1	0,90	0,82	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,38	0,34	0,30	0,27	0,24	0,21	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08
средней силы	1	0,93	0,86	0,80	0,75	0,70	0,65	0,61	0,57	0,52	0,49	0,45	0,41	0,38	0,35	0,32	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,14
слабых	1	0,95	0,90	0,86	0,82	0,78	0,74	0,70	0,67	0,64	0,60	0,57	0,54	0,51	0,48	0,45	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,28	0,26

Расчет пористости выполняется по формуле [3]:

$$k_n = \frac{k_{n,0} \prod_{i=1}^n \chi_i}{1 - k_{n,0} \left(1 - \prod_{i=1}^n \chi_i\right)}, \quad (3)$$

где $k_{n,0}$ — начальное значение пористости.

Численные значения коэффициентов моделирования χ_i являющихся производными от факторов k_i , определены аналогично тому, как это было сделано для терригенных пород, с учетом более быстрой литификации карбонатных пород по сравнению с терригенными. В работе [3] были установлены три степени интенсивности влияния природных факторов на процесс уплотнения (сильное, среднее и слабое влияние). Для карбонатных пород сохраняются все три степени влияния, но их адресация должна учитывать как структурно-генетический тип осадков, так и необходимость смещения степени влияния основных факторов уплотнения в литификации в сторону их усиления. Численные значения коэффициентов моделирования χ_i соответствующих факторам k_i приведены в табл. 1, составленной на основании табл. 29 из работы [3].

Численные расчеты по формулам (2) и (3) выполняются на ЭВМ методом статистических испытаний (метод Монте-Карло) по программе ПРОГНОЗ, приведенной в работе [3]. Для выполнения модельных расчетов исходные данные в виде минимальных, средних и максималь-

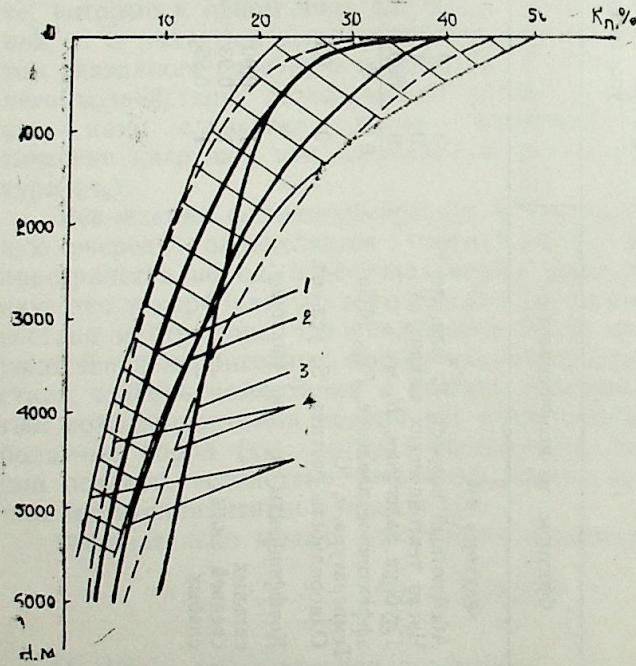


Рис. 2. Расчетные зависимости пористости осадочных пород от глубины: средние данные для карбонатных однородных (1); карбонатных неоднородных (2); терригенных (3); пределы изменения по расчету (4); фактические по данным рис. 1 (5)

Таблица 2

Исходные данные и результаты моделирования степени уплотнения и пористости карбонатных пород

№ точек	Факторы влияния, k_i				Коэффициенты моделирования, χ_i					Расчетные данные	
	k_1 лет	$N(k_2)$	$H, м (k_3)$	$t^o, C (k_4)$	χ_1	χ_2	χ_3	χ_4	χ_5	однород. неоднород. $U_i, U_{0,ср}$	однород. неоднород. $(k_{n,ср})$
1	30—50	1;2	0—500	10—20	0,94—0,90 0,92	0,68—0,62 0,65	1,0—0,92 0,96	0,96—0,90 0,93	0,75—0,65 0,70	0,53 0,76	0,263 0,338
2	50—100	1;2	500—1500	20—50	0,90—0,82 0,86	0,62—0,56 0,59	0,92—0,78 0,85	0,90—0,78 0,84	—	0,36 0,52	0,195 0,256
3	100—110	2	1500—2500	50—80	0,82—0,80 0,81	0,59—0,55 0,57	0,78—0,66 0,72	0,78—0,68 0,73	—	0,24 0,34	0,138 0,185
4	110—120	2	2500—3500	80—110	0,80—0,78 0,79	0,58—0,54 0,56	0,66—0,58 0,62	0,68—0,59 0,63	—	0,17 0,25	0,105 0,142
5	120—130	2	3500—4500	110—140	0,78—0,76 0,77	0,57—0,53 0,55	0,58—0,49 0,53	0,59—0,51 0,55	—	0,13 0,18	0,079 0,109
6	140—200	2;3	4500—5500	140—170	0,76—0,68 0,78	0,56—0,52 0,54	0,49—0,41 0,45	0,51—0,45 0,48	—	0,08 0,12	0,053 0,074
7	200—250	2;3	5500—6500	170—200	0,68—0,62 0,65	0,54—0,48 0,51	0,41—0,35 0,38	0,45—0,37 0,41	—	0,05 0,08	0,034 0,048

ных, средних и максимальных значений коэффициентов α_i приведены в табл. 2. Исходное значение пористости $K_{п.0}$ принято в интервале (35÷45)%. Факторы $k_1 \div k_4$ отнесены к сильным, а k_5 — к средним по силе влияния. Моделирование U_t/U_0 и K_p выполнено как для однородных $\alpha_i < 1$ карбонатных пород. Результаты моделирования показаны в табл. 2 и на рис. 2. Для сравнения на рис. 2 показана зависимость $K_p = f(H)$ для песчанников, уплотнение которых происходит в тех же физико-геологических условиях.

Как и следовало ожидать, уплотнение и литификация песчаных осадков происходит менее интенсивно, чем карбонатных. Близкие значения пористости песчанников и однородных карбонатных пород оказались только в интервале глубин 500—1500 м, ниже — пористость песчанников приближается к пористости карбонатных неоднородных пород, а глубже — превышает ее и на глубине 6 км первичная пористость песчанников в 2—3 раза выше, чем карбонатных.

Приведенные расчеты, сопоставленные с фактическими данными (см. рис. 2), доказывают работоспособность предлагаемой методики моделирования процесса уплотнения карбонатных осадков, что существенно дополняет ранее предлагавшую методику моделирования физических и коллекторских свойств терригенных пород.

Расчетное (прогнозное) значение пористости карбонатных пород отражает в основном влияние факторов механического уплотнения (с учетом степени однородности осадков) на изменение первичной пористости этих пород. Отклонение фактических значений пористости от расчетных (обычно в сторону увеличения) должно свидетельствовать о развитии в изучаемом интервале глубины процессов (в первую очередь, физико-химических), повлиявших на формирование вторичных пустот (пор, каверн). Поэтому моделирование процесса уплотнения карбонатных пород и расчет прогнозных значений первичной пористости могут способствовать выявлению интервалов залегания преобразованных пород со вторичной емкостью пустотного пространства, т. е. выявлению интервалов залегания перспективных на нефть и газ пород-коллекторов.

Дальнейшие исследования должны показать возможности этой методики в различных физико-геологических условиях залегания карбонатных пород, а также в случае их последовательной смены терригенными породами. Также представляется необходимым расширение аналитической базы математических моделей для получения прогнозных данных о других физических свойствах карбонатных пород.

Литература

1. Багринцева К. И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. — М.: Недра, 1977.—231 с.
2. Безбородова И. В. Изменение пористости известняков с увеличением глубины их залегания. — Тр. МИНХ и ГП, М.: Недра, 1977, вып. 123, с. 90—94.
3. Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джеванишвиль Р. Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. — М.: Недра, 1982.—200 с.
4. Влияние глубины погружения и АВПД на степень уплотнения известняков/Александров Б. Л., Есипко О. А., Гулый С. В., Дмитриенко И. М. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1987, № 12, с. 2—9.
5. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1970.—239 с.

6. Критерии и методика прогнозирования нефтегазоносности карбонатных отложений/Аксенов А. А., Зайдельсон М. И., Вайнбаум С. Я. и др. — М.: Недра, 1986.—136 с.

7. Павлова Н. Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород.—М.: Недра, 1975.—240 с.

8. Прошляков Б. К. Вторичные изменения пород-коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1974.—232 с.

9. Чилингар Дж. В., Биссел Х. Дж. и Вольф К. Х. Диагенез (и катагенез) карбонатных пород. — В кн.: Диагенез и катагенез осадочных образований. Пер. с англ. под ред. и предисл. Н. Б. Вассоевича. М., Мир, 1971, с. 165—290.

Л. А. Буряковский

КАРБОНАТЛЫ СҮХУРЛАРЫН СЫХЛАШМА ПРОСЕСИНИН МОДЕЛЛЭШДИРИЛМЭСИ

Карбонатлы сүхурларын сыхлашма дәрәчәсинин эдәди моделләшдирмә вә мәсәләкләринин 6 км-ә гәдәр дәринлижә ујғун кәлән гижмәтләрн һаггында мәлүмәт верилмәси үсулу тәклиф олуишдур.

Карбонатлы вә терриген сүхурлар үчүн дәринликлә мәсәмәлијин дәјишмә һесаби әјриләрнин мугәјисәси верилмишдир.

Карбонатлы сүхурларын мәсәмәлијинин габагчадан верилмиш мәлүмәтә әсәсән гижмәти вә һаггн гижмәти арасындакы фәрг зонасы икинчи тутумун инкишафы вә нефт-газ коллектор сүхурларынын мөвчудлуғу интервалы кими арашдырылыр.

L. A. Buryakovsky

SIMULATION OF THE PROCESS OF CARBONATE ROCKS CONSOLIDATION

The present article proposes a technique for numerical simulation of a degree of carbonate rocks consolidation and prediction of their porosity up to 6 km. A comparison of calculating curves of porosity change with depth for carbonate and terrigenous rocks is given. Zones of divergence of predicted and actual values of carbonate rocks porosity are interpreted like intervals for development of a secondary capacity and presence of oil and gas reservoir rocks.

УДК 553.981.51.011.57

Ю. М. КОНДРУШКИН, А. М. АХМЕДОВ, Л. Г. КРУТЫХ,
А. А. РАГИМЛИ, А. А. СИРАДЖЕВ

К МЕТОДИКЕ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

При решении проблем подсчета запасов углеводородов (УВ) на многопластовых месторождениях в качестве первоочередных выдвигаются задачи разбиения разреза с учетом ранговой соподчиненности геологических тел и корреляции их в геологическом пространстве. При этом важно, чтобы расчленение разреза на геологические тела различных рангов было увязано с системой размещения скоплений УВ.

Осадочные комплексы пород характеризуются ритмичностью строения, поэтому выделение геологических тел в слоисто-неоднородном терригенном разрезе многопластовых месторождений должно осуществляться с учетом этого явления. Такой подход повышает надежность корреляции как мощных толщ, имеющих региональное распространение, так и небольших интервалов разреза. Для целей подсчета и разработки месторождений наибольший интерес представляют мелкие ритмы, в пределах которых выделяются самостоятельные залежи.

Изучение ритмичности осадочного разреза осуществляется на основе анализа колебаний по разрезу различных литолого-физических и геолого-геофизических характеристик, содержание которых вытекает из принятой геологической модели. Модель, объясняющая генетическую природу ритмичности осадконакопления, позволяет давать априорную оценку характеристик колебательного процесса. Математическая обработка кривых распределения признаков по разрезу базируется обычно на методах гармонического анализа [1, 6]. При этом наиболее сложный случай, когда неизвестны период колебаний и частотные характеристики функции, реализуется методами выявления скрытых периодичностей [2, 3, 8].

Методические аспекты выделения объектов подсчета запасов рассмотрены на примере месторождений продуктивной толщи (ПТ) Азербайджана, отложения, которой, представленные песчано-глинистыми породами толщиной порядка 3,5—4 км, достаточно четко выделяются в осадочном разрезе на фоне подстилающих и перекрывающих глинистых отложений понтического и акчагыльского ярусов. При расчленении разреза для выделения объектов подсчета запасов нами в качестве простого геологического тела надпородного уровня принимается пласт, который выделяется по материалам ГИС как интервал разреза сравнительно однотипного литологического состава. Толщины пластов изменяются в основном от 1—2 до 10 м и несколько более. Периодически повторяющиеся в разрезе сочетания литологически сходных пластов образуют ритмы различных рангов. Ритм низшего порядка (элементарный ритм) можно представить чередованием двух пластов: песча-

но-алевритового (коллектор) и глинистого (неколлектор). Пласт-коллектор в пределах залежи содержит элементарный пластовый нефте- и ритмов более высокого ранга, как считают многие исследователи 4, 7, 10 обусловлена главным образом колебательными движениями земной коры, причем мелкая ритмичность связана с пульсационными колебательными движениями дна бассейна седиментации, а ритмы более высокого порядка обязаны волнообразным колебательным движениям [7].

Для анализа ритмичности осадочного разреза ПТ Азербайджана с целью обоснования объектов подсчета запасов и корреляции их по площади нами предложено использовать параметр, смысловая нагрузка которого характеризует относительную песчаность элементарного ритма. Параметр, выражающий относительную песчаность элементарного ритма ($K_{он}$) рассчитывается путем деления толщины песчано-алевритового пласта-коллектора (h_n) на общую толщину ритма:

$$K_{он} = \frac{h_n}{h_n + h_r},$$

где h_r — толщина глинистого пласта.

Численная оценка этого коэффициента в каждом элементарном ритме дает возможность получить кривую изменения признака по вертикали. Закономерности изменения относительной песчаности по разрезу, а именно уменьшение ее по кровле ритмов, позволяют выделять ритмы различных порядков, обосновывать объекты подсчета запасов и осуществлять корреляцию их по площади. На этой основе нами выделены следующие уровни организации ритмичности: элементарный уровень (два пласта), уровень пачки пластов, уровень группы пластов, уровень ряда пластов, уровень свиты пластов. Ритмы на уровне свиты пластов объединяются в два ритма более высокого ранга на уровне рядов свит, образуя верхний и нижний отделы ПТ с обособленными скоплениями УВ. Уровень свиты пластов соответствует крупным ритмам, которые были выделены и изучены на месторождениях Апшеронского п-ова многими исследователями [5, 9]. И. И. Потапов по гранулометрическим кривым расчленил разрез ПТ на семь крупных ритмов [5].

Предложенная нами методика расчленения разреза проиллюстрирована на рис. 1, где приведена схема распределения толщин пластов и относительной песчаности на месторождении Бахар по разрезу крупного ритма на уровне свиты пластов, общая толщина которого около 500 м. На рис. 2 показан график изменения относительной песчаности по разрезу того же крупного ритма.

Как видно из рис. 1 и 2, элементарные ритмы образуют совокупности более высоких порядков, каждая из которых, как и элементарный ритм, характеризуется уменьшением песчаности за счет роста глинистости в кровле ритма. Проследить эту закономерность на различных иерархических уровнях ритмичности по данным керна не представляется возможным ввиду низкого процента его отбора, особенно на глубокозалегающих месторождениях. Поэтому для выделения ритмов различных рангов и корреляции их по площади месторождения было предложено использовать кривую изменения соотношения толщин песчано-алевритовых и глинистых пластов по разрезу (кривая относительной песчаности).

С ритмичностью осадков на глубокопогруженных месторождениях часто связаны особенности нефтегазонасыщения разреза. Крупные ритмы на уровне свиты пластов представляют собой самостоятельные этажи нефтегазонасыщенности, в низах которых содержатся нефтегазоконденсатные или газоконденсатнефтяные скопления, а в верхах — газоконденсатные залежи. Установленная закономерность подтверждается результатами разведки и разработки месторождений Южная, Карадаг, Зыря, Бахар, Булла-море, что позволяет рекомендовать ее в качестве дополнительного геологического критерия для выделения нефтяных оторочек при разведке глубокозалегающих месторождений.

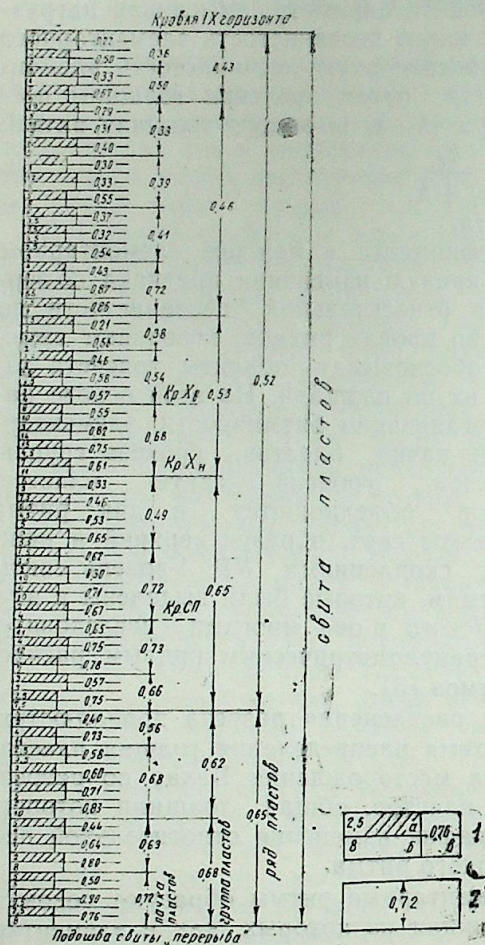


Рис. 1. Схема распределения толщины пластов и относительной песчаности по разрезу крупного ритма на уровне свиты пластов (месторождение Бахар):

1 — элементарный ритм: а — толщина пласта-неколлектора, м; б — толщина пласта-коллектора, м; в — величина относительной песчаности; 2 — уровни организации пластов

Системный подход к изучению осадочного разреза позволил выделить несколько уровней организации ритмичности, в рамках которых целесообразно решать задачу выбора объектов подсчета запасов. В силу природной литологической неоднородности различные уровни ритмичности (гармоники разных порядков), фиксируемые по изменению признака в разрезе, выделяются с различной точностью, которая увеличивается для уровней более высокого порядка.

Объектами подсчета запасов в зависимости от стадии изученности месторождения и целей подсчета запасов могут быть как самостоятельная залежь или группа залежей, так и отдельные части залежи. Согласно выполненным нами исследованиям самостоятельные залежи надежно выделяются на уровне группы пластов. Предпосылкой этому является существенное увеличение глинистости в верхах этого уровня ритмичности (см. рис. 1 и 2), обеспечивающее уверенную корреляцию по площади и автономный характер нефтегазонасыщения на уровне группы пластов. Выделение более низких рангов на уровне пачек пластов и элементарных ритмов способствует решению задач дифференцированной оценки запасов.

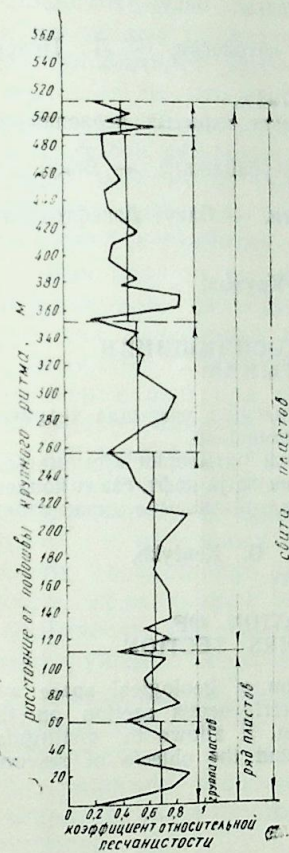


Рис. 2. График изменения относительной песчаности по разрезу крупного ритма на уровне свиты пластов (месторождение Бахар)

Таким образом, на основе системного подхода к ритмичности осадконакопления разработана методология разбиения геологического пространства и выделения уровней проявления ритмичности в терригенном разрезе, позволяющая выделять элементарные ритмы и ритмы более высоких рангов на уровнях пачки пластов, группы пластов, рядов пластов, свиты пластов, рядов свит для обоснования объектов подсчета запасов и разработки.

Крупные ритмы на уровне свиты пластов представляют собой самостоятельные этажи нефтегазонасыщенности, в низах которых содержатся

нефтегазоконденсатные скопления, а в верхах — газоконденсатные залежи. Эта особенность нефтегазонасыщения является дополнительным геологическим критерием для выявления нефтяных оторочек при разведке глубокозалегающих месторождений.

Литература

1. Дафф П., Халлам А., Уолтон Э. Цикличность осадконакопления. — М.: Мир, 1971.—284 с.
2. Дженкинс Г., Вабтс Д. Спектральный анализ и его приложения. Вып. 1.—Мир, 1971.—317 с.
3. Кпоринг Л. Д., Деч В. Н. Изучение колебательных движений методами выявления скрытых периодичностей. — Сов. геология, 1972, № 5, с. 81—93.
4. Одесский И. А. Волновые движения земной коры. — Л.: Недра, 1972.—208 с.
5. Потанов И. И. Апшеронская нефтегазоносная область. Баку: АН АзССР, 1954.—734 с.
6. Романовский С. И. Седиментологические основы литологии. — Л.: Недра, 1977.—408 с.
7. Рухин Л. Б. Основы литологии. — Л.: Недра, 1969.—703 с.
8. Серебрянников М. Г., Первозванский А. А. Выявление скрытых периодичностей. — М.: Наука, 1965.—244 с.
9. Султанов А. Д. Литология продуктивной толщи Азербайджана. — Баку: АН АзССР, 1949.—184 с.
10. Хаин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. — Баку: Азнефтеиздат, 1954.—692 с.

Ж. М. Кондрушкин, А. М. Әһмәдов, Л. Г. Крутых,
А. Ә. Рәһимли, А. А. Сирачев

ЧОХЛАЛЛЫ НЕФТ ВӘ ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН КӘСИЛИШИНН ӨЈРӘНИЛМӘСИ МЕТОДИКАСЫ ЬАГГЫНДА

Чөкүнтү эмәлә кәлмәсинин ритмиклијинә системли мүнәсибәт әсасында террикел кәслишинин ритмиклик сәвијјәсинин сечилмәси методу верилмишдир.

Бу метод элементар ритмләрин вә даһа јүксәк дәрәчәли ритмләрин ајрылмасына имкан верир ки, бу да, өз нөвбәсиндә, ишләнмә объектләринин вә ја нефт, газ вә конденсат еһтијатларынын һесаблинамасы үчүн объектләрин әсәсләндирилмәсына имкан верир.

Yu. M. Kondrushkin, A. M. Akhmedov, M. G. Krutykh,
A. A. Ragimly, A. A. Siradzhev

TO THE METHODICS OF INVESTIGATION OF MULTIBEDDED OIL AND GAS RESERVOIRS SECTION

The authors have developed a methodology for division of geological space and determination of levels of rhythm manifestation in a terrigenous section on the basis of a system approach to the rhythm of sedimentation. It allows to distinguish elementary rhythms and rhythms of higher levels to ground the objects of reserves estimation and development.

УДК 550.83:622.241:624.131.43

Ч. А. СУЛТАНОВ, А. В. ШАЦКИЙ, О. В. МАКАГОНОВА

ВЫБОР ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА РАСЧЛЕНЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

Для оценки сложности строения объектов разработки применяются различные показатели геологической неоднородности. Одним из таких показателей является коэффициент расчлененности. Однако, несмотря на то, что этот коэффициент прочно вошел в промышленную практику, остается малонзученным вопрос, какие его оценки являются наиболее информативными при описании процесса нефтеизвлечения. Вопрос этот имеет принципиальное значение, поскольку в целом затрагивает проблему повышения достоверности расчетов проектных показателей разработки.

Как следует из обзорных материалов в [1, 2 и др.], посредством многомерного статистического анализа геолого-промысловых данных залежей различных нефтяных районов страны—Урало-Поволжья, Ставрополя, Башкирии, Татарии, Азербайджана, Туркмении и др. выявлен целый ряд геолого-физических признаков, оказывающих существенное влияние на параметры процесса нефтеизвлечения. Согласно приведенным результатам, сводный перечень информативных геолого-физических признаков выглядит следующим образом: средняя проницаемость и коэффициент вариации проницаемости, подвижность нефти в пластовых условиях, гидропроводность, вязкость пластовой нефти, соотношение вязкостей нефти и воды, коэффициент песчанистости, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, нефтенасыщенность, объемный коэффициент пластовой нефти, количество цементирующего вещества и т. д.

Коэффициент расчлененности в этих работах в качестве информативного признака не фигурирует. Только по данным [3] для залежей Азербайджана, разрабатываемых в условиях водонапорного и смешанного режимов, установлена зависимость конечного коэффициента нефтеизвлечения от произведения коэффициентов расчлененности и песчанистости.

На информативность коэффициента расчлененности, как классифицирующего признака в динамике основных показателей разработки, указывается в работе [4], выполненной на базе фактических данных по 118 залежам различных нефтяных районов страны. Однако в представленных статистических моделях, описывающих здесь нефтеотдачи с геолого-физическими признаками по стадиям разработки, коэффициент расчлененности отсутствует.

В результате исследования [5], проведенного по Серафимовской группе месторождений Башкирии, установлено, что расчлененность оказывает влияние на величину нефтеизвлечения только до определенной

толщины пропластка, а за ее пределами становится формальным показателем.

В рассмотренных работах обращает на себя внимание то обстоятельство, что результаты получены при использовании средней оценки коэффициента расчлененности, которая, как известно, не учитывает характера изменчивости признака. Вопрос о том, насколько учет этого фактора влияет на информативность коэффициента расчлененности, стал предметом настоящего исследования.

С этой целью для характеристики расчлененности продуктивного пласта использовались следующие оценки:

— дисперсия

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (1)$$

где x_i — различные значения признака; \bar{x} — среднее значение признака; n — количество определений;
— коэффициент вариации

$$W = \frac{\sigma}{\bar{x}} \cdot 100\% \quad (2)$$

где σ — среднее квадратическое отклонение;
— энтропия

$$H(x) = - \sum_{i=1}^n P_i \log_2 P_i \quad (3)$$

где P_i — вероятность i -го возможного состояния, n — число возможных состояний системы;

— коэффициент «удачности» ($K_{уд}$).

Последний позволяет учитывать соотношение детерминированной и случайной составляющих суммарной площадной вариации признака [6].

В анализе последовательно оценивалось влияние расчлененности на годовой темп отборов нефти (T), текущую нефтеотдачу (γ) и обводненность (w), т. е. основные параметры процесса нефтеизвлечения.

Для проведения анализа были привлечены геолого-промысловые данные по 25 длительно разрабатываемым залежам Азербайджана.

Рассматриваемые залежи приурочены к терригенным отложениям среднего плиоцена (продуктивная толща). Они имеют небольшие размеры и характеризуются средней степенью геологической неоднородности. Значение коэффициента расчлененности изменяется от 2 до 6 пропластков.

Разработка залежей протекала примерно одинаково: ползущая (приближающаяся к сплошной) система разбуривания, на завершающей стадии (в связи с практикуемой системой возвратов) переуплотненные сетки скважин, максимально возможны отборы жидкости из скважин, естественный водонапорный (близкий к водонапорному) режим разработки.

Динамика основных показателей разработки, обобщенная по залежам исследуемой выборки, приведена на рис. 1. Как следует из рис. 1, в процессе разработки залежей выделяются три стадии: начальная стадия 1 (длительностью от 3 до 5 лет), характеризующаяся нарастанием годового темпа отборов нефти до «пиковой» добычи включительно; стадия 2 (длительностью от 3 до 6 лет), в течение которой происходит резкое падение темпа отборов нефти и начинается интенсивное обводнение продукции; завершающая стадия 3 характеризующаяся низким, медленно падающим темпом отборов нефти и асимптотическим нарастанием обводненности продукции.

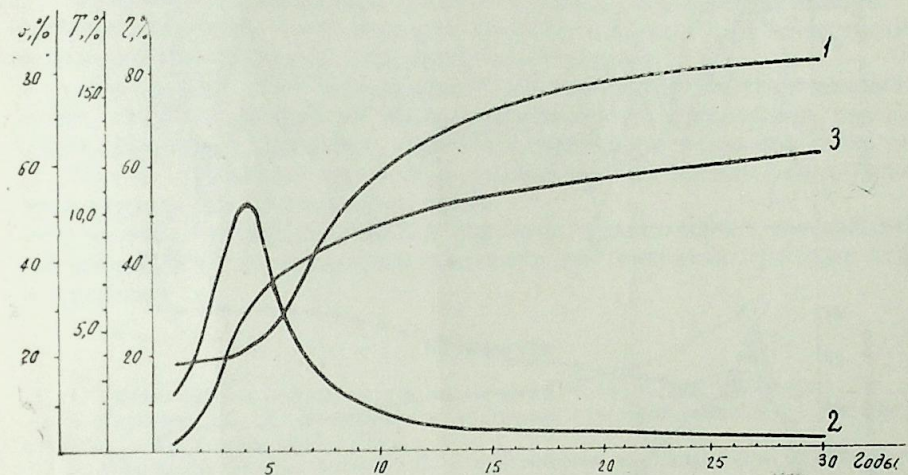


Рис. 1. Динамика основных показателей разработки залежей, дренируемых при естественном водонапорном (близком к водонапорному) режиме

Сущность влияния расчлененности на показатели процесса нефтеизвлечения оценивалась с помощью коэффициентов парной корреляции, подсчитанных за период в 30 лет (с шагом в 1 г.). Расчеты проводились по стандартной программе корреляционно-регрессионного анализа на ЭВМ. Полученные результаты графически представлены на рис. 2.

Как следует из рис. 2а, первые четыре года разработки (что, примерно, соответствует длительности начального периода) темп отборов нефти наиболее тесно коррелирован с оценкой расчлененности, выполненной по методике [6], т. е. с $K_{уд}$. В последующие два года (период резкого падения добычи нефти) при общей тенденции к снижению тесноты корреляции более предпочтительна связь темпа отборов нефти с дисперсией расчлененности. В следующие три года 7—9, (соответствующие, примерно, концу основного периода и началу завершающей стадии) наиболее тесная корреляция отмечается с коэффициентом вариации расчлененности. С 10 по 15 г. разработки значения всех коэффициентов корреляции ниже уровня существенности ($r_{кр} = 0,32$ при $\alpha = 0,05$). Начиная с 16 г. разработки существенность связи темпа отборов нефти с анализируемыми оценками расчлененности носит случайный характер.

На рис. 2б приведена динамика тесноты корреляционной связи между текущей нефтеотдачей и расчлененностью. Здесь первые два

года величина нефтеотдачи наиболее тесно коррелирована с оценкой расчлененности по $K_{уд}$. Затем до 9 г. (примерно до конца основного периода) — с дисперсией, а после (в течение завершающей стадии) — с энтропией расчлененности.

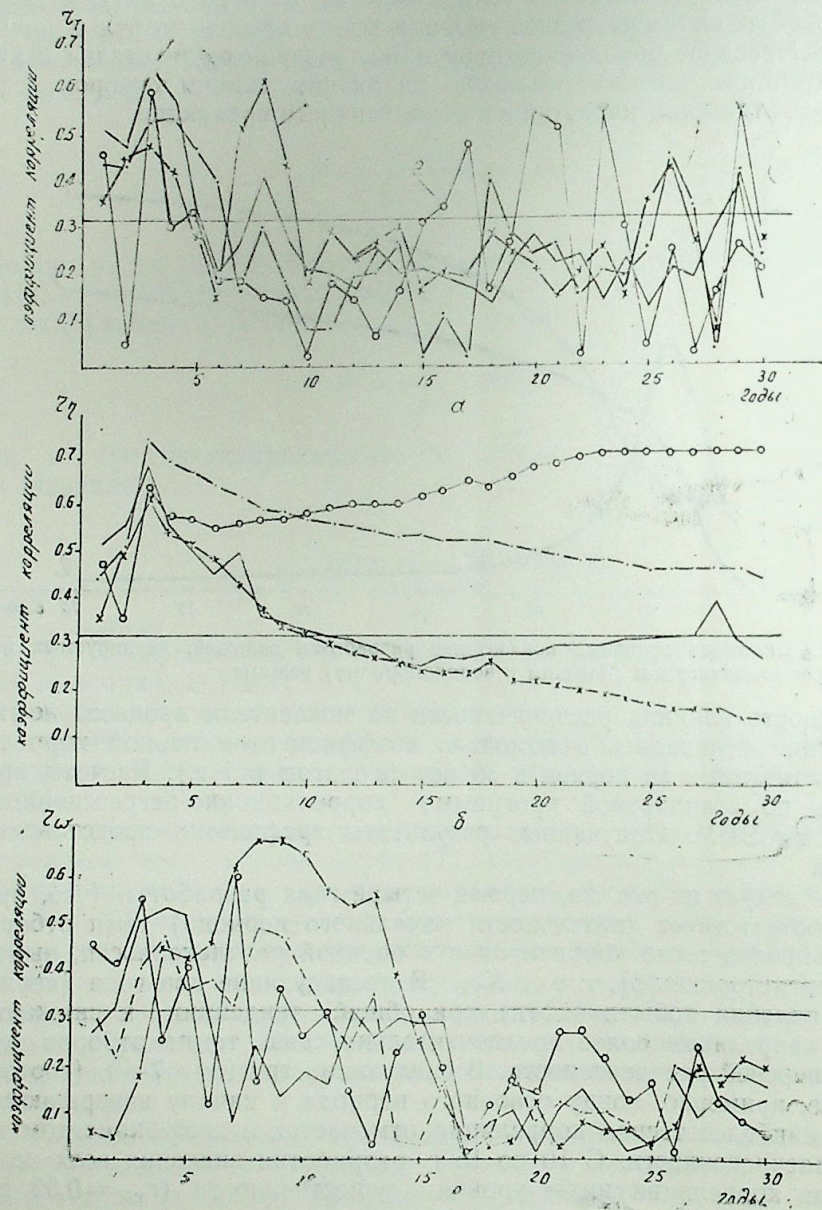


Рис. 2. Динамика тесноты корреляционной связи между оценками коэффициента расчлененности и годовым темпом отборов нефти (T), текущей нефтеотдачей (η)

1 — $K_{уд}$ 2 — $H(x)$; 3 — W ; 4 — σ^2

Результаты оценки влияния расчлененности на процесс нефтеизвлечения в связи с динамикой обводненности продукции представлены на рис. 2в. Как следует из рис. 2в, в течение первых трех лет разработки величина обводненности наиболее тесно коррелирована с энтропией расчлененности. Следует отметить, что первые два года только эта оценка является информативной. С 3 по 5 г обводненность более тесно связана с оценкой расчлененности по $K_{уд}$. В последующие годы (по 14-й включительно) явно выражено преимущество влияния коэффициента вариации расчлененности. Начиная с 15 г. связь обводненности с расчлененностью становится несущественной.

Резюмируя изложенное можно сделать следующие выводы: на примере залежей Азербайджана, разрабатываемых при естественном водонапорном (близким водонапорному) режиме — установлено, что расчлененность продуктивных пластов оказывает существенное влияние на динамику основных параметров процесса нефтеизвлечения. Вместе с тем для адекватного описания зависимости следует применять различные статистические оценки этого показателя геологической неоднородности; — с учетом стадий разработки показано, какие оценки коэффициента расчлененности наиболее информативны при описании процесса нефтеизвлечения.

Литература

1. Справочник по нефтепромысловой геологии. — М.: Недра, 1981.—524 с.
2. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985.—307 с.
3. Абасов М. Т., Султанов Ч. А. Статистическое моделирование нефтяных пластов. — Баку: Азернефр, 1980.—77 с.
4. Иванова М. М., Брагин Ю.М., Тимофеев В. А. Эффективность эксплуатации залежей нефти при заводнении. — ВНИИОЭНГ/Обзор информ. Сер. Нефтепромысловое дело, 1980.—63 с.
5. Токарев М. А. Оценка и использование характеристик геологической неоднородности продуктивного пласта. — Уфа, 1983. — 66 с.
6. Султанов Ч. А., Самедова Л. Г., Кеворкова Н. А., Макагонова О. В. Оценка площадной неоднородности пластов методом случайного «блуждания». — Азерб. нефт. хоз., 1987, № 10, с. 13—15.

Ч. Ә. Султанов А. В. Шатски, О. В. Макагонова

НЕФТЧЫХАРМА ПРОСЕССИНИН МОДЕЛЛЭШДИРИЛМƏСИ ЗАМАНЫ МƏЬСУЛДАР ЛАЈЛАРЫН БӨЛКҮ ЭМСАЛЫ ГИЈМƏТИНИН СЕЧИЛМƏСИ

Тəтбиг олуан бөлкү эмсала гијмəтлəринин статистик тəһлили нəтижəсиндə һəмин гијмəтлəрин информативлик дəрəcəси вə нефтчыхарма просесинин мəрһələлəри арасында элагə ашкар едилмишдир.

Ch. A. Sultanov, A. V. Shatsky, O. V. Makagonova

CHOICE OF A DISMEMBERMENT COEFFICIENT ESTIMATION OF PRODUCTIVE RESERVOIRS WHILE SIMULATING THE OIL RECOVERY PROCESS

The statistic analysis of the dismemberment coefficients used has revealed a connection between the degree of informative ability of these estimations and stages of the oil recovery process.

ХРОНИКА

УДК 622.(276.+279).031:547.2.03:533

МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ ПОДЪЕМНОГО
ЛИФТА СКВАЖИН

4 октября 1988 г. в г. Баку проводилась научная сессия Научного совета по проблеме «Нефтегазодобыча».

На заседании сессии Научного совета было рассмотрено 7 докладов, представленных Институтом проблем глубинных нефтегазовых месторождений — ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР, Институтом проблем нефти и газа АН СССР и Государственного комитета народного образования СССР — ИПНГ АН СССР и ГКНО СССР, Московским институтом нефти и газа им. Губкина — МИНГ, Азербайджанским научно-исследовательским проектным институтом — АзНИПИнефть. Научный совет отметил, что одним из перспективных направлений развития нефтегазовой науки является разработка и совершенствование методов прогнозирования параметров течения газоконденсатонефтяных систем в стволе скважины на базе современных достижений газогидродинамики и термодинамики многокомпонентных систем. Актуальность решения этой проблемы возрастает в связи со все более широким использованием ЭВМ в инженерной практике, что позволяет эффективно применять созданные модели при проектировании и анализе разработки нефтегазовых месторождений.

В настоящее время развиваются в основном два направления газогидродинамического моделирования течения газожидкостных смесей в вертикальных трубах. При построении первой модели используется механическая форма энергии с учетом гидравлической характеристики и структурных карт потока. В основе второй модели лежит уравнение энергии с учетом термодинамических характеристик флюида.

Научный совет отметил, что за последнее время выполнен значительный объем фундаментальных и прикладных исследований, получены важные научные и народнохозяйственные результаты:

— сформулированы новые принципы исследования формирования статическо-

го и динамического давлений в газовых и газоконденсатных скважинах с учетом массообмена между фазами.

На основании этого разработана новая аналитическая база, позволяющая считать забойное давление в скважине с высокой степенью точности;

— получено решение уравнения энергии для вертикального потока газа и газоконденсатной смеси аэрозольной структуры; это уравнение решено с явным учетом работы расширения газа, фазовых переходов и принципиально новой схемы расчета баланса энергии для массы газа на участке конечной длины. Это позволило получить новые рекуррентные соотношения для расчета распределения давления в работающих газовых и газоконденсатных скважинах с высокой степенью точности;

— получена аналитическая зависимость для расчета перепада давления с учетом работы расширения газа при внезапном сужении и расширении потока газа. Выявлены гидромеханические особенности течения газа в зависимости от трех безразмерных комплексов;

— разработано кубическое уравнение состояния многокомпонентных смесей, включающее в себя модифицированную структуру объемной функции; получена регрессионная зависимость для расчета параметров уравнения от температуры и сформулированы новые правила для расчета параметров уравнения состояния для смесей;

— создана математическая модель газожидкостного подъемника учитывающая возможности образования различных структур течения, изменения теплофизических свойств фаз и их соотношения в потоке. Модель позволяет по известным условиям на устье (забое) определять параметры двухфазного потока на забое (устье), а также распределение давления и температуры по стволу скважины. Предложенная модель предназначена для прогнозирования эксплуатации как газоводя-

ных, так и газоконденсатных скважин с учетом многокомпонентности и массообмена между газовой и жидкой фазами;

— разработана математическая модель и проведены исследования неизо-термического движения высоковязкой нефти в лифтовых трубах при одновременном нагнетании горячей воды в затрубное пространство скважины;

— показано, что устойчивая работа газовой скважины, в продукции которой имеется жидкость, и полный вынос этой жидкости обеспечиваются при кольцевой и дисперсно-кольцевой структурах течения. Для описания таких течений использована гидродинамическая модель, учитывающая реальное распределение фаз и межфазное трение. Проведен критический анализ методов определения необходимых минимальных дебитов газа и даны рекомендации по их применению в инженерных расчетах;

— разработана методика определения забойного давления, превышающего давление насыщения пара. Методика учитывает равновесные состояния и объемные свойства затрубных нефти и газа.

Состоялось широкое обсуждение докладов и выступлений участников сессии, после которого Научный совет АН Азербайджанской ССР по проблеме «Нефтегазодобыча» постановил:

1. Одобрить заслушанные доклады и отметить высокий уровень научных исследований в области двухфазных потоков в вертикальных трубах, ведущих в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР, ИПНГ АН СССР и ГКНО СССР, МИНГ им Губкина.

2. Рекомендовать научным и производственным организациям, курируемым Научным советом, продолжить исследования в области совершенствования аналитических методов расчета газогидродинамических параметров скважин, с целью создания автоматизированных систем на ЭВМ.

3. Разработать научно-прикладную программу «Скважина» совместных исследований с целью оценки на основе единой информационной базы методов расчета газогидродинамических параметров скважин, предложенных в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР, ИПНГ АН СССР и ГКНО СССР, МИНГ им. Губкина, координацию программы «Скважина» возложить на ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР.

4. Просить Миннефтепром и Мингазпром СССР финансировать промышленные и теоретические исследования программы «Скважина», а также составление соответствующих инструкций по исследованию скважин.

З. Я. Аббасов

МҮНДЭРИЧАТ

С. Н. Закиров, Н. Е. Шепкина, А. И. Брусиловский. Газ-су вэ газ-конденсат системлэринин гууда гэрарлашмыш гејри-изотермик хэрэхэтинин ријазин моделлэширилмэси	3
З. Я. Аббасов. Гујуда газ вэ аерозол структурлу газ-конденсат системлэринин јаратдыгы тэјиглэрин эсас принциплэринин тэдгиги	11
М. Э. Дадаш-заде. Шагули боруларда икифазалы гарышыг хэрэхэт едэркэн гидравлики мугавимэтин тэдгигаты	18
С. Н. Закиров, А. И. Брусиловский, Г. Г. Крылова. Галдырычы боруларда вэ боруархасы фэзада мајелэрин экс истигамэтли гејри-изотермик хэрэхэтинин моделлэширилмэси	23
К. Н. Чэлилов, Я. Р. Рустамов. Чохгатлы јатагларда гејри-хэтли сүзүлмэ гануиллары илэ газын хэрэхэти	31
Г. И. Чэлалов. Ниссэ-ниссэ бирчинис мүнүтдэ мајенин гэрарлашмыш сүзүлмэсинин гејри-хэтти масэлэсинин бир тэгриби һәлл үсулу һаггында	38
А. М. Гулијев, Н. В. Гасымов. Мәсамэли мүнүтдэ нефтин гејри-изотермик сүзүлмэсинин экспериментал тэдгиги	43
Г. О. Ахундова. Кециричилијэ көрө гејри-бирчинис лајын сайклинг процесин һесабаты үчүн моделлэширилмэсинэ даир	49
Ф. Э. Бабазаде, И. Э. Нәсруллајев, Н. Ш. Шелевој. Дојма тэзјигиндэн јүксэк гујудибн тэзјигинин һесаблаимасы үсулу	54
Г. И. Чэлалов, Т. М. Ибраһимов. Нефт вэ газын гэрарлашмыш сүзүлмэси көстэричилэринин вариасија үсуллары илэ идентификацијасынын шәрһинэ даир	60
Н. Ч. Таһиров, З. И. Чэлилов. Газын су илэ сыхышдырылмасына температурун тәсири	67
А. М. Бернштейн, Т. В. Хисмәтов, В. Ф. Зазовски, А. Д. Баусин. Бирләшдирилмиш истилик процеслэринин лаја тәсири мүмкүнлүјүнэ даир	71
М. А. Залманова. Карбоһидрокенли мајелэрин вэ сујун вертикал капиллар борулаа јүксэк температур шәраитиндэ, биринин дикәри илэ сыхышдырылмасынын тэдгиги	76
А. С. Стреков. Гәләви-полимер мөһлулларынын мәсамэли мүнүтдэ сүзүлмэ механизми	80
М. А. Оприц, М. К. Виноградов. Бөјүк дәринликләрдэ јерләшән карбоһидрокенләрдэ фаза процеслэри һаггында	86
Н. Ч. Таһиров, Ф. Һ. Кәримова, М. А. Залманова. Јүксэк температур шәраитиндэ карбоһидрокенли мајенин капиллар сыхышдырылмасына сујун рН-лыг дәрәчәсинин тәсири	91
Р. Ч. Чаваншир, А. М. Һагвердијев, Т. В. Хисмәтов. Лајдахили јанма процесинэ нәзарәт етмәк үчүн акустик үсулларын истифадәси шәраитлэри	97
Л. А. Бурјакowski. Карбонатлы сүхурларын сыхлашма процесинин моделлэширилмэси	103
Ј. М. Кондрушкин, А. М. Әһмәдов, Л. Г. Крутых, А. Э. Рәһимли, А. А. Сирачев. Чохлајлы нефт вэ газ јатагларынын кәсилишинин өјрөнилмэси методикасы һаггында	112
Ч. Э. Султанов, А. В. Шатски, О. В. Макагонова. Нефтчыхарма процесинин моделлэширилмэси заманы мөһсулдар лајларын бөлкү әмсал гижмэтинин сечилмэси	117
Хроника	
З. Я. Аббасов. Гују галдырычысынын ишинин моделлэширилмэси үсуллары	122

СОДЕРЖАНИЕ

С. Н. Закиров, Н. Е. Шепкина, А. И. Брусиловский. Математическое моделирование стационарного неізотермического движения газодляных и газоконденсатных систем в скважинах	3
З. Я. Аббасов. Исследование основных принципов формирования давления газа и газожидкостных систем аэрозольной структуры в скважинах	11
М. А. Дадаш-заде. Исследование гидравлического сопротивления при течении двухфазных смесей в вертикальных трубах	18
С. Н. Закиров, А. И. Брусиловский, Г. Г. Крылова. Моделирование противоточного неізотермического движения флюидов в лифтовых трубах и затрубном пространстве	23
К. Н. Джалитов, Я. Р. Рустамов. Движение газа в многослойных пластах при нелинейных законах фильтрации	31
Г. И. Джалитов. Об одном приближенном методе решения нелинейной задачи установившейся фильтрации жидкостей в кусочно однородной среде	38
А. М. Кулиев, Н. В. Касумов. Экспериментальное исследование неізотермической фильтрации нефти в пористой среде	43
Г. О. Ахундова. К моделированию неоднородного пласта для расчета сайклинг-процесса	49
Ф. А. Бабазаде, И. А. Нәсруллаев, Н. Ш. Шелевой. Расчетное определение забойного давления, превышающего давление насыщения	54
Г. И. Джалитов, Т. М. Ибрагимов. К интерпретации данных нестационарной фильтрации нефти и газа по вариационным методам идентификации	60
Н. Д. Таиров, З. И. Джалитов. Влияние температуры на вытеснение газа водой	67
А. М. Бернштейн, Т. В. Хисметов, В. З. Зазовский, А. Д. Баусин. К возможности применения комбинированных процессов теплового воздействия на пласт	71
М. А. Залманова. Исследование взаимовытеснения углеводородной жидкости и воды в вертикальном единичном капилляре при повышенных температурах	76
А. С. Стреков. Механизм фильтрации щелочно-полимерных гетворов через пористые среды	80
М. А. Оприц, М. К. Виноградов. О фазовых процессах в углеводородных скоплениях на больших глубинах	86
Н. Д. Таиров, Ф. Г. Керимова, М. А. Залманова. Влияние рН воды на капиллярное вытеснение углеводородной жидкости при высоких температурах	91
Р. Д. Джеваншир, А. М. Ахвердиев, Т. В. Хисметов. Предпосылки использования акустических методов для осуществления контроля за процессом внутрипластового горения	97
Л. А. Бурияковский. Моделирование процесса умягчения карбонатных пород	103
Ю. М. Кондрушкин, А. М. Ахмедов, Л. Г. Крутых, А. К. Рагимли, А. А. Сираджев. К методике изучения разреза многопластовых месторождений нефти и газа	112
Р. А. Султанова, А. В. Шацкий, О. В. Макагонова. Выбор оценки коэффициента разленности продуктивных пластов при моделировании процесса нефтеизвлечения	117

Хроника

З. Я. Аббасов. Методы моделирования работы подъемного лифта скважин	122
---	-----