

П-169/2
5

ISSN 0002-3124

АЗƏРБАЙЧАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫ
АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ХƏБƏРЛƏР ИЗВЕСТИЯ

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

5 • 1983

ИИБ

Представляемые в редакцию материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

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

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

Статьи, напечатанные на портативной машинке, не принимаются.

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

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

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

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

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

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

В обозначениях единиц необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

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

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

Ответственный секретарь
РИСО ОНЗ АН Азерб. ССР

Джалалов Г. И.

ХƏБƏРЛƏРИ ИЗВЕСТИЯ

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

Нефт

★

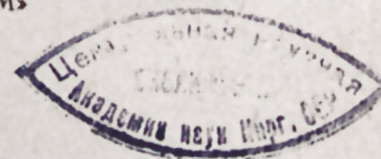
СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Нефть

№ 5

1983

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



УДК 622.279.23/4

М. Т. АБАСОВ, М. А. ДЖАМАЛБЕКОВ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ В ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Известно, что число месторождений нефти и газа, представленных трещиноватыми коллекторами, растет. Отличительной стороной трещиноватых коллекторов является зависимость их емкостных и фильтрационных характеристик от давления. Поэтому методы изучения и описания пластов и пластовых процессов, разработанные для обычных гранулярных коллекторов, оказываются непригодными для пород трещиноватых или, в общем случае, для пород деформируемых. Здесь следует оговориться, что для глубокозалегающих месторождений, а также в условиях наличия АВПД учет деформируемости коллекторов еще важнее.

Исследования в области теории фильтрации жидкостей в деформируемых коллекторах проводятся уже давно [4, 5, 10], однако только в последние годы вопросам изучения особенностей разработки месторождения с деформируемыми коллекторами стало уделяться большое внимание [6, 7, 9].

Ниже предлагается решение задачи фильтрации газоконденсатной смеси в чисто трещиноватой среде. Газоконденсатная смесь в пластовых условиях рассматривается в виде двухфазной и двухкомпонентной углеводородной жидкости с массообменом между фазами. В качестве компонента смеси принимаются потенциальные в стандартных условиях газ и конденсат [1, 2].

В пределах настоящей работы считается, что деформации коллектора носят упругий характер. При этом коллекторские свойства пород (проницаемость и пористость) являются в каждом конкретном случае однозначными функциями пластового давления.

Выпишем дифференциальные уравнения движения газоконденсатной смеси в трещиноватой среде в виде:

$$\nabla \left\{ \left[\frac{k(p)f_r(p)p(\beta)}{\mu_r(p)Z(p)P_{ат}} [1 - C(P)\bar{\gamma}(P)] + \frac{K(P)F_k(p)S_k(p)}{\mu_k(p)A_k(p)} \right] \nabla P \right\} =$$

$$= - \frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-\rho)P\beta}{Z(p)P_{ат}} [1 - C(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{\rho S_k(p)}{A_k(p)} \right] m(p) \right\} \quad (1)$$

$$\nabla \left\{ \left[\frac{K(p)F_k(p)}{\mu_k(p)A_k(p)} + \frac{K(p)F_r(p)P\beta C(p)}{\mu_r(p)Z(p)P_{ат}} \right] \nabla P \right\} =$$

$$= - \frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{\rho}{A_k(p)} + (1-\rho) \frac{P\beta C(p)}{Z(p)P_{ат}} \right] m(p) \right\}, \quad (2)$$

где: K — абсолютная проницаемость породы; F_r, F_k — относитель-

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: М. Т. Абасов (главный редактор), Р. А. Абдуллаев, Р. Н. Абдуллаев, Г. А. Алиев, А. А. Али-заде, Ак. А. Али-заде, Б. А. Булагов, М. П. Гули-заде, Г. И. Джалалов (ответственный секретарь), К. Н. Джалилов, Т. А. Исмаил-заде, Ш. Н. Мамедов, Ш. Ф. Мехтиев, А. Д. Султанов, Э. М. Шекинский, Э. Ш. Шихалибейли (зам. главного редактора), Э. М. Шихлинский (зам. главного редактора).

ные фазовые проницаемости газовой и жидкой фаз; P — давление; ρ — насыщенность; μ_r, μ_k — вязкости газовой и жидкой фаз; Z, β — коэффициенты сжимаемости и температурной поправки для газовой фазы; C — содержание конденсата в газовой фазе; $C_{\bar{\gamma}}$ — доля газовой фазы, приходящаяся на парообразный конденсат; A_k, S_k — объемный коэффициент жидкого конденсата и количество растворенного в нем газа; m — пористость; t — время.

Следуя [2], можно получить связь между насыщенностью конденсата и давлением на внешней непроницаемой границе залежи или области дренажа скважины в виде:

$$\frac{d\rho_k}{dP_k} = \frac{(1-\rho) \cdot \left\{ m(p) \frac{P\beta}{Z(p)P_{ат}} [1-C(p)\bar{\gamma}(p)] \right\}' + \rho \left[m(p) \frac{S_k(p)}{A_k(p)} \right]' - m(p) \left\{ \frac{P\beta}{Z(p)P_{ат}} [1-C(p)\bar{\gamma}(p)] - \frac{S_k(p)}{A_k(p)} \right\} + \left\{ \rho \left[\frac{m(p)}{A_k(p)} \right]' + (1-\rho) \left[m(p) \frac{P\beta C(p)}{Z(p)P_{ат}} \right]' \right\} \cdot \Gamma_k}{\left\{ \frac{1}{A_k(p)} - \frac{P\beta C(p)}{Z(p)P_{ат}} \right\} \cdot m(p) \cdot \Gamma_k} \quad (3)$$

где ' — означает производную по P ; Γ_k — газоконденсатный фактор [2].

$$\Gamma_k = \frac{\bar{\mu}(p) A_k(p) \frac{P\beta}{Z(p)P_{ат}} [1-C(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{S_k(p)}{A_k(p)}}{\frac{1}{\psi(p)} + \bar{\mu}(p) A_k(p) \frac{P\beta C(p)}{Z(p)P_{ат}}} \quad (4)$$

Введем также обозначение H для некоторой функции

$$H = \int \left\{ \frac{F_r(p) P\beta}{\mu_r(p) Z(p) P_{ат}} [1-C(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{F_k(p) S_k(p)}{\mu_k(p) A_k(p)} \right\} K(p) dP + D \quad (5)$$

Учитывая (5) и имея в виду использование метода осреднения [2], уравнение (1) может быть записано в виде:

$$\nabla^2 H = -\Phi(t) \quad (6)$$

Используя обычные для данного класса задач граничные условия из (6), получаем выражение для притока газа к скважине в пределах второй фазы фильтрации в виде:

$$q_r = \frac{2\pi h(H_k - H_c)}{l_u \frac{r_k}{r_c} - \frac{1}{2}} \quad (7)$$

В условиях плоско-параллельного течения имеем:

$$q_r = \frac{2bh(H_k - H_c)}{l_k} \quad (8)$$

где l_k, r_k — координаты контура питания в условиях прямолинейного и радиального течений; r_c — радиус скважины; h, b — мощ-

ность и ширина пласта.

Соотношения (7) и (8) определяют мгновенный дебит скважины и стока. Для возможности определения временных характеристик используется уравнение материального баланса газа [1, 2].

Выпишем для наглядности уравнения материального баланса для газа и конденсата применительно к рассматриваемому случаю деформируемого пласта.

$$q_r = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-\rho)P\beta}{Z(p)P_{ат}} [1-C(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{\rho S_k(p)}{A_k(p)} \right] \Omega(p) \right\} \quad (9)$$

$$q_k = - \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \left[\frac{\rho}{A_k(p)} + (1-\rho) \frac{P\beta C(p)}{Z(p)P_{ат}} \right] \Omega(p) \right\}, \quad (10)$$

где q_r, q_k — отбор газа и конденсата в единицу времени; Ω — газонасыщенный объем пустот.

Для возможности выполнения расчетов по уравнению (3) необходимо располагать зависимостями относительных фазовых проницаемостей от насыщенности $F(\rho)$, а также зависимостью $m = m(P)$. В качестве $F(\rho)$ используется зависимость [8]:

$$\begin{aligned} F_r &= 1-\rho \\ F_k &= \rho. \end{aligned} \quad (11)$$

Зависимость пористости от давления принята в виде [7]:

$$m = m_0 \left(\frac{P}{P_0} \right)^{a_m}, \quad (12)$$

где a_m — коэффициент сжимаемости трещин; m_0 — пористость при начальном давлении P_0 .

Учитывая отмеченное выше, изменение проницаемости среды с изменением давления также принято по степенному закону:

$$K = K_0 \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\beta_k}, \quad (13)$$

где β_k — коэффициент изменения проницаемости; K_0 — проницаемость среды при начальном пластовом давлении.

На рис. 1. приведены результаты расчетов по уравнению (3). Расчеты выполнялись для следующих исходных данных:

$$\begin{aligned} P_0 &= 46,3 \text{ МПа}; & \rho_0 &= 0; & C_0 &= 2,848 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3; \\ m_0 &= 0,75\% & K_0 &= 0,1 \text{ мкм}^2; & \beta_k &= 0; 1; 4, \\ A_m &= 0; 0,1; 0,4. \end{aligned}$$

Анализ приведенных результатов показывает, что сжимаемость трещин с падением давления в пласте оказывает как количественное, так и качественное (в области низких давлений) влияние на изменение насыщенности коллектора жидким конденсатом в процессе истощения газоконденсатной залежи. Как видим, отмеченное влияние тем выше, чем более деформируема трещиноватая среда. Влияние деформации, кроме того, в соответствии с принятым законом изменения пористости (12) увеличивается по мере снижения пластового давления. В целом, уменьшение объема трещин, занятого углеводородами, приводит к росту конденсатонасыщенности. При этом в области малой деформируемости ($A_m = 0,1$) еще сохраняются качественные характеристики за-

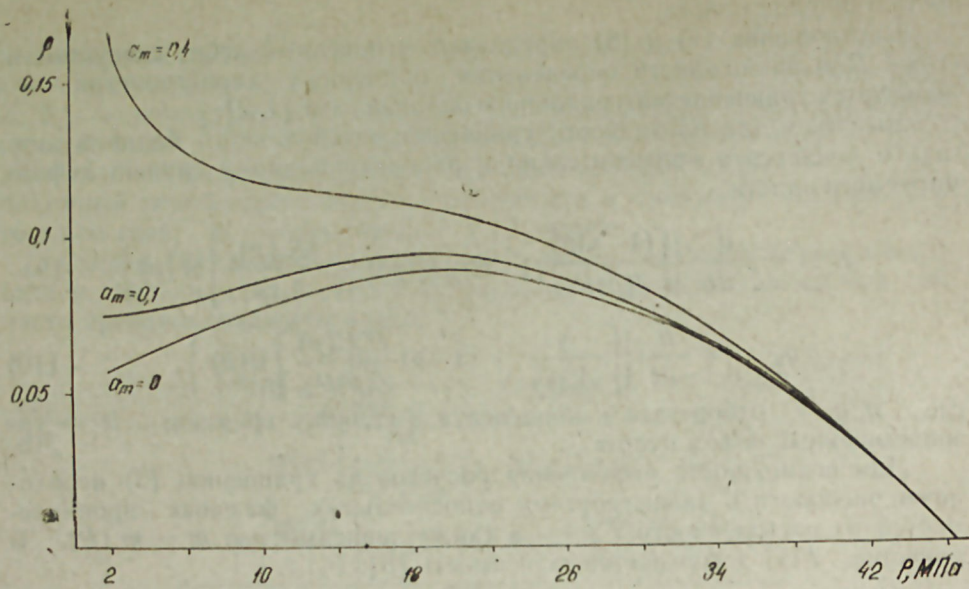


Рис. 1. Зависимость конденсатонасыщенности от давления на контуре пласта для различных значений коэффициента сжимаемости пор.

висимости $\rho = \rho(p)$ [2]. В области же большой деформируемости ($A_m = 0,4$) зависимость $\rho = \rho(p)$ приобретает качественно иной вид. Несмотря на снижение пластового давления, при котором уменьшается выпадение конденсата из газовой фазы и должно превалировать влияние усадки [3], насыщенность непрерывно возрастает.

В уравнение притока газа к скважине входит разность фиктивных напоров $H_k - H_c$. Для возможности выполнения численных расчетов необходимо обеспечить переход от фиктивных напоров к давлениям и насыщенностям [2]. Для этого были рассчитаны и построены зависимости подынтегрального выражения функции H в уравнении (5) от давления для различных контурных давлений (см. рис. 2). Анализ полученных зависимостей показал, что подынтегральное выражение также, как и в условиях фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде [2], хорошо аппроксимируется полиномом второй степени

$$\varphi = aP^2 + BP + C, \quad (14)$$

где

$$\varphi = \left\{ \frac{F_{rp} F_p^2}{\mu_k(p) Z(p) P_{ат}} [1 - C(p) \bar{\gamma}(p)] + \frac{F_k(p) S_k(p)}{\mu_k(p) A_k(p)} \right\} K(p). \quad (15)$$

Тогда

$$H_k - H_c = \frac{A}{3} (P_k^3 - P_c^3) + \frac{B}{2} (P_k^2 - P_c^2) + C(P_k - P_c). \quad (16)$$

Следуя [2], коэффициенты аппроксимации (14) могут быть аналитически рассчитаны из соотношений:

$$A = \frac{2(\varphi_k + \varphi_c - 2\varphi_{cp})}{(P_k - P_c)^2}; \quad (17)$$

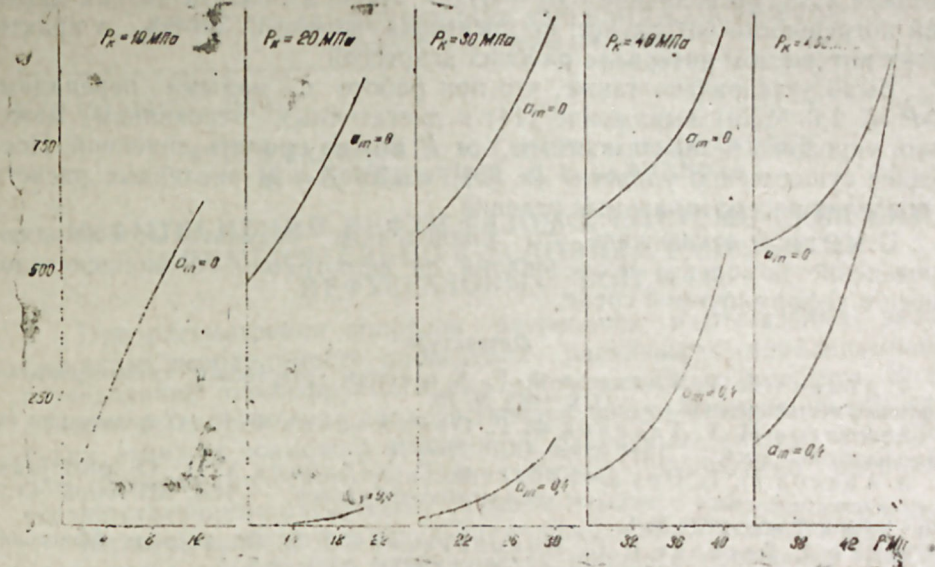


Рис. 2. Зависимость подынтегральной функции $\varphi(P, \rho)$ от давления для различных значений коэффициента сжимаемости трещин.

$$B = \frac{\varphi_k - \varphi_c}{P_k - P_c} - A(P_k + P_c); \quad (18)$$

$$C = \varphi_k - AP_k^2 - BP_k, \quad (19)$$

где φ_k, φ_c — значения подынтегрального выражения при контурном и забойном давлениях.

$$\varphi_{cp} = \varphi(\rho_{cp}, P_{cp}) \quad (20)$$

$$P_{cp} = \frac{P_k + P_c}{2}. \quad (21)$$

Таким образом, используя условие постоянства газоконденсатного фактора вдоль линии тока в любой момент времени, можно рассчитывать $H_k - H_c$ и мгновенный дебит скважины в функции пластового давления.

Для установления точности аппроксимации (14) рассчитываемые из (16) величины $H_k - H_c$ сравнивались с полученными из соотношения:

$$H_k - H_c = \frac{P_k - P_c}{2n} \left[\varphi_k + \varphi_c + 2 \sum_{i=1}^n \varphi_i \right], \quad (22)$$

где $\varphi_k = \varphi_0$; $\varphi_c = \varphi_n$; n — число интервалов, на которое разбивается отрезок интегрирования $P_k - P_c$.

Полученные результаты убеждают, что степень надежности предлагаемой расчетной схемы (16) — (21) высока. Так, в пределах рассматриваемых условий в интервалах давления 46,3 МПа — 10,0 МПа в

широком диапазоне изменения перепада давления погрешность не превышала 1,5% по величине $H_k - H_c$. Лишь в области низких давлений погрешность возрастает, не превышая, впрочем, 3—5% в практически интересном интервале рабочих депрессий.

Было установлено также, что при работе с малыми перепадами ($\Delta P \leq 1,0$ МПа) выражение (14) с достаточным основанием может быть упрощено и зависимость φ от P можно принять линейной. Последнее существенно упростит (в (14) и (16) $A=0$) численные расчеты в пределах рассматриваемых условий.

Отметим в заключение, что приведенные результаты позволяют проведение комплекса исследований по фильтрации газоконденсатной смеси в деформируемой среде.

Литература

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г. К расчетам разработки газоконденсатно-нефтяных месторождений. — АНХ, 1963, № 10.
2. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси. — ДАН Азерб. ССР, 1966, № 4.
3. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г., Эйбатова Х. И. О фильтрации газоконденсатной смеси с высоким конденсатосодержанием. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1978, № 1.
4. Бан А., Басниев К. С., Николаевский В. Н. Об основных уравнениях фильтрации в сжимаемых пористых средах. — ПМТФ, 1961, № 3.
5. Баренблатт Г. И., Крылов А. П. Об упругопластическом режиме фильтрации. — Изв. АН Азерб. ССР, ОТН, 1955, № 2.
6. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — Недра, 1981.
7. Коротаев Ю. П., Геров Л. Г., Закиров С. Н., Щербakov Г. А. Фильтрация газов в трещиноватых коллекторах. — Недра, 1979.
8. Майдебор В. Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. — Недра, 1971.
9. Шахвердиев А. Х. Исследование процесса фильтрации жидкости в чисто-трещиноватом пласте с упругопластическими породами. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1981, № 4.
10. Шелкачев В. Н. Упругий режим пластовых водоупорных систем. — Гос-топтехиздат, 1948.

М. Т. Абасов, М. А. Чамалбэзов, Ф. Г. Оруджалиев

ГАЗ-КОНДЕНСАТ ГАРЫШЫГЫНЫ ЧАТЛЫ КОЛЛЕКТОРЛАРДА СҮЗҮЛМƏСИ

Мəгалədə газ-конденсат гарышыгыны чатлы сұхурларда сүзүлмəsi процесини тəдқиқ олуңуң. Газ-конденсат гарышыгыны чатлы мүнүттə сұхурун деформасиясыны, карбондиоксид гарышыгыны реал хусусиятлэрини вə фазалар арасында күтлэ мүбадилэсини нэзэрэ алмагла һэрəkəт тэнлији верилмиш вə бахылан мəsələ гејд олуңан шəртлэр дахилиндə һəлл олуңмушдур.

Белə ки, һесабатларда лэјын мəсамэлији вə кечиричилији тэјингдэн асылы бир функция кими гебул олуңмушдур.

Тəдқиғатын нэтичалэри васытэсилэ сұхурун деформасиясынын сүзүлмэ процесинин орта лэј параметрлэринэ тэ'сири тэјин олуңмуш, газ-конденсат гарышыгыны чатлы лэјларда гују дилинэ ахыныны һесабат схеми верилмишдир.

М. Т. Abasov, М. А. Djamalbekov, F. G. Orudjaliev

GAS-CONDENSATE MIXTURE FILTRATION IN A FRACTURED RESERVOIRS

The authors have investigated a process of gas-condensate mixture filtration in a purely fractured reservoir. The equations of gas-condensate mixture movement taking into account rock deformation, real fluid properties and phase mass-transfer are given. In this process the permeability and porosity were considered as functions of pressures and determined by law of degree. The authors have obtained the calculated scheme of gas-condensate mixture flow in the fractured reservoir and its influx toward a well. According to the investigations carried out they determined the rock deformation influence upon the change of average reservoir characteristics of the process investigated.

УДК 622.276.031 : 532.51

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Н. М. ГАНИЕВ, Г. И. ДЖАЛАЛОВ,
Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ, С. С. САЛМАНОВА

О ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ГАЗОМ К СИСТЕМЕ СКВАЖИН ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

При рассмотрении вопросов разработки нефтегазовых залежей возникает необходимость проведения различных гидродинамических исследований анализируемого или прогнозируемого процесса. В зависимости от соотношения запасов газовой шапки и нефтяной области в таких залежах возможна реализация различных систем разработки, для гидродинамического описания которых необходимо располагать соответствующими расчетными схемами.

Ниже предлагаются результаты проведенных исследований по установлению характерных особенностей процесса истощения нефтегазовой залежи при эксплуатации только нефтяной оторочки. Отмеченный процесс вытеснения нефти газом к системе скважин изучен недостаточно.

Точное аналитическое решение такой задачи на сегодняшний день не представляется возможным. Имеются ряд численных решений конечно-разностными методами без учета реальных свойств флюидов и некоторые приближенные решения [2, 3, 6, 9]. Вместе с тем, исследования в отмеченной области представляют как научный, так и практический интерес.

Настоящая статья посвящена исследованию продвижения и искривления газонефтяного контакта (ГНК) в процессе вытеснения нефти газом к системе нефтяных добывающих скважин. Учитывая математическую сложность построения расчетной модели газонефтяной залежи, в пределах данной работы принимаются некоторые допущения упрощающего характера. Так, в первом приближении пренебрегается растворимостью газа в нефти и изменением ее вязкости со снижением давления в пласте. В газовой области изменение свойств флюида со снижением давления учитывается. Реальный нестационарный процесс вытеснения нефти газом при снижающемся давлении на непроницаемой границе газонесущей области рассматривается происходящим в виде последовательной смены стационарных состояний. Сам характер вытеснения нефти газом принимается поршневым.

С учетом приведенных оговорок даются постановка и решение газогидродинамической задачи истощения замкнутой газонефтяной залежи полособразной формы при работе в нефтяной оторочке системы добывающих скважин.

Уравнение изотермической фильтрации реального газа принимается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{P}{\mu(P)z(P)} \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{d}{dy} \left[\frac{P}{\mu(P)z(P)} \frac{dP}{dy} \right] = 0. \quad (1)$$

Переходя к функции $P = \int_0^{\bar{P}} \frac{\bar{P} d\bar{P}}{z(\bar{P})\mu(\bar{P})}$, которая, как показано в [1],

может быть представлена в виде $P = a\bar{P} + b$, а затем, используя предложенную там же зависимость $\frac{\bar{P}}{z(\bar{P})} = a_1P + b_1$, уравнение (1) приводится к уравнению Лапласа относительно \bar{P} . Здесь $\bar{P} = \frac{P}{P_0}$; $\mu(\bar{P}) = \frac{\mu_r(P)}{\mu_{ro}}$

$\bar{z}(\bar{P}) = \frac{z(P)}{z_0}$; a, b, a_1, b_1 — коэффициенты аппроксимации, вычисленные

в [1] для различных газов. Индекс o определяет значения соответствующих параметров в невозмущенном пласте.

Перейдем к формулировке конкретной задачи. Рассмотрим однородный пласт с проницаемостью k (рис. 1). В нефтяной зоне находятся

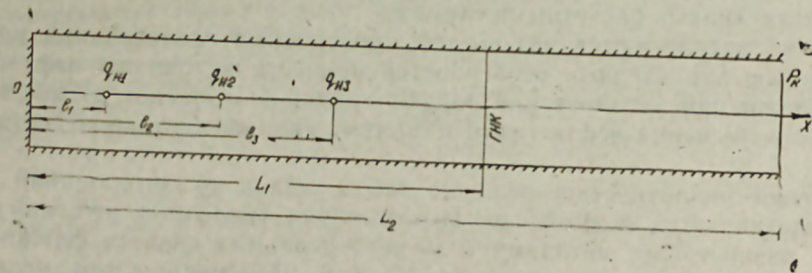


Рис. 1. Элемент нефтегазовой залежи с начальным положением ГНК.

три ряда эксплуатационных скважин, работающие с постоянным дебитом. В газовой зоне скважин нет. Вытеснение происходит в направлении оси x и имеет поршневой характер. В данной статье будет рассматриваться вторая фаза процесса, т. е. считается, что возмущение достигло границы пласта. Математическая постановка будет иметь вид:

$$\frac{d^2\bar{P}_1}{dx^2} + \frac{d^2\bar{P}_2}{dy^2} = 0 \quad i=1,2 \quad (2)$$

$$\left. \frac{d\bar{P}_1}{dy} \right|_{y=\pm\sigma} = 0 \quad \left. \frac{d\bar{P}_1}{dx} \right|_{x=0} = 0 \quad \bar{P}_2|_{x=L_2} = \bar{P}_k \quad (3)$$

$$\text{при } x=L_1 \left\{ \begin{array}{l} \bar{P}_1 = \bar{P}_2 \\ \frac{\kappa}{\mu_n} \frac{d\bar{P}_1}{dx} = \frac{\kappa}{\mu_r(P)} \frac{d\bar{P}_2}{dx} \end{array} \right. \quad (4)$$

$$\quad (5)$$

Здесь индекс 1 относится к нефтяной зоне, индекс 2 — к газовой. Преобразуя (5) с учетом зависимостей, указанных выше, получим:

$$\frac{1}{\mu_n} \frac{d\bar{P}_1}{dx} = \frac{1}{\mu_{ro}[a_1\bar{P}_{L(t)} + (a_1b + b_1)/a]} \frac{d\bar{P}_2}{dx};$$

$$\text{обозначим } \alpha_1 = \frac{1}{\mu_n}; \quad \alpha_2 = \frac{1}{\mu_{ro}[a_1\bar{P}_{L(t)} + (a_1b + b_1)/a]}.$$

$$\text{Тогда условие (5) примет вид: } \kappa\alpha_1 \frac{d\bar{P}_1}{dx} = \kappa\alpha_2 \frac{d\bar{P}_2}{dx} \quad (5')$$

Движение контакта определяется из кинематического условия

$$m \frac{dx}{dt} = - \frac{\kappa P_0}{\mu_n} \frac{d\bar{P}_1}{dx} \quad (6)$$

Для определения изменения средневзвешенного пластового давления \bar{P} во времени используются уравнения материального баланса для нефти и газа, которые соответственно имеют вид:

$$\sum_{i=1}^3 q_i t + \Omega_n(t) e^{\beta(\bar{P} - P_{ат})} = \Omega_{го} e^{\beta(\bar{P}_{го} - P_{ат})} \quad (7)$$

$$\frac{\Omega_{го}\bar{P}_{го}}{z(\bar{P}_{го})} = \frac{\Omega_r(t)\bar{P}(t)}{z(\bar{P})} \quad (8)$$

Здесь Ω_n, Ω_r соответственно нефтенасыщенные и газонасыщенные поровые объемы нефтяной и газовой частей залежи.

Применяя метод разделения переменных и сравнения, распределение давления в нефтяной и газовой областях ищется в виде:

$$\bar{P}_1 = \left\{ \sum_{i=1}^3 \frac{q_i}{4\pi h k \alpha_1} \left\{ \ln \left[\text{ch} \frac{\pi(x-l_i)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma} \right] - \ln 2 \right\} + A_1 x + B_1 + \right.$$

$$\left. + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_{1m} \exp \left(\frac{\pi m x}{\sigma} \right) + B_{1m} \exp \left(- \frac{\pi m x}{\sigma} \right) \right] \cos \frac{\pi m}{\sigma} y \right\} / P_0 \quad (9)$$

$$\bar{P}_2 = \left\{ A_2 x + B_2 + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_{2m} \exp \left(\frac{\pi m x}{\sigma} \right) + B_{2m} \exp \left(- \frac{\pi m x}{\sigma} \right) \right] \times \right.$$

$$\left. \times \cos \frac{\pi m}{\sigma} y \right\} / P_0, \quad (10)$$

где коэффициенты $A_1, B_1, A_2, B_2, A_{1m}, B_{1m}, A_{2m}, B_{2m}$, с учетом условий (3) — (5') находятся из следующей системы уравнений (11) — (12):

$$(11) \quad \begin{cases} A_1 - \frac{q_1}{4\pi k \alpha_1} - \frac{q_2}{4h\sigma k \alpha_1} - \frac{q_3}{4h\sigma k \alpha_1} = 0 \\ A_1 L_1 + B_1 + \frac{q_1}{4h\sigma k \alpha_1} (L_1 - l_1) - \frac{q_2}{2\pi h k \alpha_1} \ln 2 + \frac{q_3}{4h\sigma k \alpha_1} (L_1 - l_2) - \\ - \frac{q_2}{2\pi h k \alpha_1} \ln 2 + \frac{q_3}{4h\sigma k \alpha_1} (L_1 - l_3) - \frac{q_3}{2\pi h k \alpha_1} \ln 2 = A_2 L_1 + B_2 \\ A_1 \kappa \alpha_1 + \frac{q_1}{4h\sigma} + \frac{q_2}{4h\sigma} + \frac{q_3}{4h\sigma} = A_2 \kappa \alpha_2 \\ A_2 L_2 + B_2 = P_k \end{cases}$$

$$(12) \begin{cases} A_{1m} - B_{1m} = \frac{q_1}{2\pi h k m \alpha_1} \exp\left(-\frac{\pi l_1 m}{\sigma}\right) + \frac{q_2}{2\pi h k m \alpha_1} \exp\left(-\frac{\pi l_2 m}{\sigma}\right) + \\ + \frac{q_3}{2\pi h k m \alpha_1} \exp\left(-\frac{\pi l_3 m}{\sigma}\right) \\ A_{1m} \exp\left(\frac{\pi m L_1}{\sigma}\right) + B_{1m} \exp\left(-\frac{\pi m L_1}{\sigma}\right) - A_{2m} \exp\left(\frac{\pi m L_1}{\sigma}\right) - B_{2m} \exp\left(-\frac{\pi m L_1}{\sigma}\right) = \\ = \frac{q_1}{2\pi h k m \alpha_1} \exp\left(-\frac{\pi(L_1 - l_1)m}{\sigma}\right) + \frac{q_2}{2\pi h k m \alpha_1} \exp\left(-\frac{\pi(L_1 - l_2)m}{\sigma}\right) + \\ + \frac{q_3}{2\pi h k m \alpha_1} \exp\left(-\frac{\pi(L_1 - l_3)m}{\sigma}\right) \\ A_{1m} \kappa \alpha_1 \exp\left(\frac{\pi m L_1}{\sigma}\right) - B_{1m} \kappa \alpha_1 \exp\left(-\frac{\pi m L_1}{\sigma}\right) - A_{2m} \kappa \alpha_2 \exp\left(\frac{\pi m L_1}{\sigma}\right) + \\ + B_{2m} \kappa \alpha_2 \exp\left(-\frac{\pi m L_1}{\sigma}\right) = -\frac{q_1}{2\pi h m} \exp\left(-\frac{\pi(L_1 - l_1)m}{\sigma}\right) - \frac{q_2}{2\pi h m} \exp\left(-\frac{\pi(L_1 - l_2)m}{\sigma}\right) - \\ - \frac{q_3}{2\pi h m} \exp\left(-\frac{\pi(L_1 - l_3)m}{\sigma}\right) \\ A_{2m} \exp\left(\frac{\pi m L_2}{\sigma}\right) + B_{2m} \exp\left(-\frac{\pi m L_2}{\sigma}\right) = 0 \end{cases}$$

Средневзвешенное давление в пласте определяется по формуле:

$$\bar{P} = \frac{1}{2L_2\sigma} \left[\int_{-\sigma}^{L_1} \int_0^{\sigma} \bar{P}_1 dx dy + \int_{-\sigma}^{L_2} \int_{L_1}^{\sigma} \bar{P}_2 dx dy \right] \quad (13)$$

Здесь $\bar{P}_1(x, y)$ и $\bar{P}_2(x, y)$ — найденное выше стационарное распределение давлений.

Алгоритм решения следующий. Задается шаг по x . Зная значение $L_1(t)$, при заданной производительности скважин вычисляется время t^r , соответствующее продвижению ГНК по главной линии $y=0$, и время t^n , соответствующее продвижению ГНК по нейтральной линии $y=\sigma$. Оно определяется из следующего выражения, полученного из кинематического условия (6). Для главной линии:

$$t_1^r = t_{i-1} - \frac{8mh\sigma^2}{\pi q_3(A_0^2 - 1)} \left[A_0 \frac{\pi(x - L_1(t))}{2\sigma} - \ln \frac{\operatorname{sh}\left(\frac{\pi(L_1(t) - l_3)}{2\sigma} + \operatorname{Arth} \frac{1}{A_0}\right)}{\operatorname{sh}\left(\frac{\pi(x - l_3)}{2\sigma} + \operatorname{Arth} \frac{1}{A_0}\right)} \right], \quad (14)$$

для нейтральной линии:

$$t_1^n = t_{i-1} - \frac{8mh\sigma^2}{\pi q_3(A_0^2 - 1)} \left[A_0 \frac{\pi(x - L_1(t))}{2\sigma} - \ln \frac{\operatorname{ch}\left(\frac{\pi(L_1(t) - l_3)}{2\sigma} + \operatorname{Arth} \frac{1}{A_0}\right)}{\operatorname{ch}\left(\frac{\pi(x - l_3)}{2\sigma} + \operatorname{Arth} \frac{1}{A_0}\right)} \right]. \quad (15)$$

$$\text{Здесь } A_0 = \frac{(q_3 + 2q_1 + 2q_2)}{q_3}.$$

По полученным значениям t^r , t^n находится их среднее значение t_{cp} , которое затем подставляется в объединенное уравнение материального баланса, полученного из (7) и (8) с использованием линеаризации, указанной выше для определения средневзвешенного давления в залежи.

$$L_1(t) e^{\beta(\bar{P} P_0 - P_{ат})} + (L_2 - L_1(t)) \cdot a_1 \cdot a \cdot \bar{P} = -ca_1 a (L_2 - L_1(t)) + \\ + \frac{L_1 2\sigma m h e^{\beta(P_c \bar{P}_n - P_{ат})} + (L_2 - L_1) 2\sigma h m a_1 a (\bar{P}_n + c) - \sum_{i=1}^3 q_i t_{cp}}{2h\sigma m} \quad (16)$$

где $c = \frac{a_1 b + b_1}{a_1 a}$, \bar{P}_n — средневзвешенное давление, установившееся на начало второй фазы. \bar{P} определяется из (17) по методу касательных [4] с заданной наперед точностью ε .

Для определения \bar{P}_k найденное средневзвешенное давление \bar{P} подставляется в следующую формулу, полученную из (13):

$$\bar{P}_k = \bar{P} - \left\{ \frac{1}{2\sigma L_2} \left[\frac{L_1^2(t)}{4h\kappa\alpha_1} (q_1 + q_2 + q_3) - \frac{L_1(t)}{2h\kappa\alpha_1} (q_1 l_1 + q_2 l_2 + q_3 l_3) - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{\sigma L_1(t) \ln 2}{\pi h \kappa \alpha_1} (q_1 + q_2 + q_3) + A_1 L_1^2(t) \sigma + B_1^1 L_1^2 \sigma + A_2 (L_2^2 - L_1^2(t)) \sigma + \right. \right. \\ \left. \left. + B_2^1 (L_2 - L_1(t)) \cdot 2\sigma \right] / P_0 \right\} \quad (17)$$

где $B_1^1 = B_1 - \bar{P}_k$, $B_2^1 = B_2 - \bar{P}_k$. И наконец вычисленные значения $L_1(t)$ и \bar{P}_k подставляются в распределение давлений (9), написанное соответственно для $x = l_1 + r_c$, $x = l_2 + r_c$, $x = l_3 + r_c$. Таким образом находятся соответствующие забойные давления \bar{P}_{1c} , \bar{P}_{2c} , P_{3c} .

Следует отметить, что на первом шаге в формулу (5') в качестве $\bar{P}_{L(t)}$ берется $\bar{P}_{ok} = 1$, в балансе (17) p_n вычисляется из (13), в котором $\bar{P}_k = 1$. На следующем шаге в формулу (5), (14), (16), (17) подставляются значения $P_{L(t)}$, $L_1(t)$, t_{cp} , вычисленные на предыдущем шаге, и вся процедура повторяется заново. Составлена программа на языке ФОРТРАН-ДУБНА для ЭВМ БЭСМ-6. Численные расчеты проводились при следующих значениях исходных данных:

$$\begin{aligned} h &= 10 \text{ м}; \quad \sigma = 150 \text{ м}; \quad r_c = 0,1 \text{ м}; \\ L_1 &= 200 \text{ м}; \quad L_2 = 500 \text{ м}; \quad L_3 = 800 \text{ м}; \\ L_1^{(0)} &= 1200 \text{ м}; \quad L_2 = 2000 \text{ м}; \\ \kappa &= 1,01072 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2; \\ \mu_n &= 1 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}; \quad \mu_{го} = 2,87 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}; \\ P_0 &= 39226600 \text{ Па}; \quad P_{ат} = 98066 \text{ Па}; \\ \beta &= 2,04 \cdot 10^{-9} \text{ 1/Па}; \\ q_1 = q_2 = q_3 &= 5,787 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{сек}; \\ m &= 0,18; \quad \varepsilon = 10^{-5} \end{aligned}$$

P_k	a	b	a_1	b_1
1—06	0,9711	-0,2229	0,723	0,457
0,6—04	0,8928	-1,1756	1,2136	0,2907
0,4—0,25	0,7316	-0,1132	1,4795	0,2220

Значения μ_{r0} и коэффициентов a, b, a_1, b_1 соответствуют метану.

На рис. 2 отражено изменение во времени основных показателей исследуемого процесса. В условиях принятой модели процесса вытеснения нефти газом (при постоянном дебите нефтяных скважин) имеет место монотонное снижение общего перепада давления в пласте. Это видно по сближению кривых $P_k(t)$ и $P_{cl}(t)$ и связано с уменьшением фильтрационных сопротивлений при полном замещении нефти газом в области внедрения. При этом изменение перепадов между контуром питания и скважинами ($P_k - P_{cl}$) не сказывается на соотношении текущих величин забойных давлений, темп падения которых во времени одинаков. Сопоставляя изменение основных показателей рассматриваемого процесса, было установлено, что по мере приближения газонефтяного контакта к первому ряду скважин разница между средневзвешенным пластовым давлением \bar{P}_{cp} и забойным давлением P_{cs} непрерывно

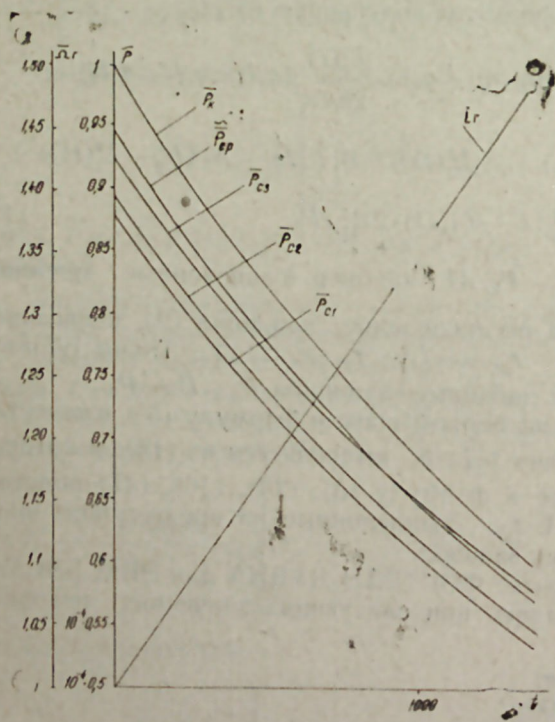


Рис. 2. Изменение во времени контурного (\bar{P}_k), средневзвешенного по пласту (\bar{P}_{cp}) забойных (P_{1c}, P_{2c}, P_{3c}) давлений и объема расширяющейся газовой шапки (Ω).

уменьшается в первый период, исчезает вовсе в какой-то момент времени и становится отрицательной в последующем. Таким образом, в пределах рассмотренных условий была установлена возможность снижения среднего пластового давления ниже забойного давления скважин первого ряда при приближении ГНК к последним, что определяет

ся характером распределения давлений в газовой и нефтяной областях. Стало очевидным, что такой характер изменения давлений приведет к весьма характерному изменению соответствующим образом полученных коэффициентов продуктивности. Такие коэффициенты продуктивности скважин, представляющие отношение дебитов скважин к разности средневзвешенных по пласту и забойных давлений, иллюстрируются на рис. 3. Как видим, коэффициент продуктивности ближайшей к ГНК скважины после некоторого периода работы интенсивно возрастает, достигая к моменту $t = 1030$ сут. величины, стремящейся к бесконечности, а затем скачкообразно меняет знак, становясь бесконечно отрицательной величиной. В дальнейшем коэффициент продуктивности, оставаясь отрицательным по абсолютной величине, быстро уменьшается. Смена (равенство забойного давления P_{cs} и средневзвешенного давления) наступила при подходе ГНК к первому ряду скважин на расстояние 0,37 от расстояния между скважинами. Конечно, полученный отрицательный коэффициент продуктивности уже не является

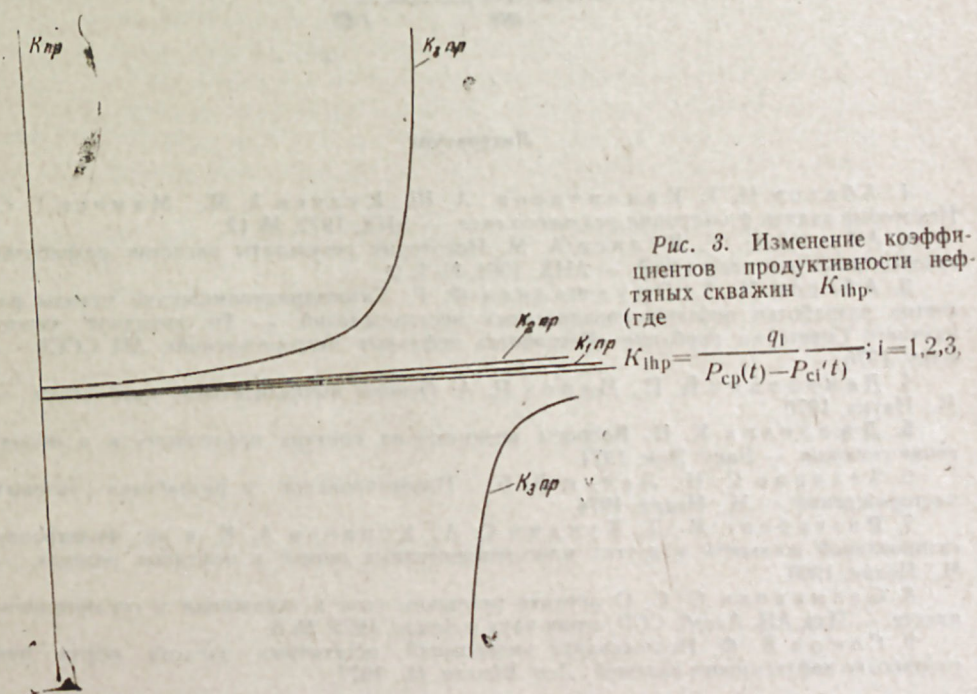


Рис. 3. Изменение коэффициентов продуктивности нефтяных скважин $K_{i,pr}$ (где $K_{i,pr} = \frac{q_i}{P_{cp}(t) - P_{ci}(t)}$; $i=1,2,3$).

коэффициентом продуктивности в обычном понимании. Однако данный эффект может быть с пользой использован при разработке газонефтяных залежей в условиях, сходных с рассмотренными.

Замеряя периодически пластовые давления, можно практически установить отмеченный эффект. Последнее дает информацию о продвижении ГНК в пласте. Следует только помнить, что среднее пластовое давление должно определяться при одновременной остановке всех скважин. При остановке скважин только первого ряда отмеченный эффект, естественно, получен быть не может. Характер изменения коэффициен-

та продуктивности с использованием пластового давления в районе данной скважины (давление это определялось путем численного моделирования процесса замера пластового давления в этой скважине при продолжающейся работе двух других) представлен на рис. 4.

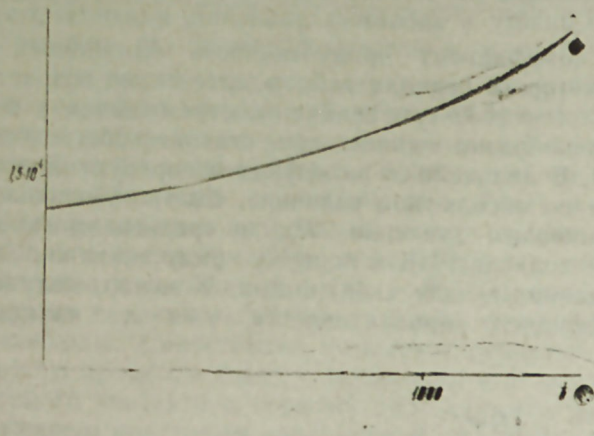


Рис. 4. Характер изменения коэффициента продуктивности с использованием пластового давления в районе данной скважины.

Литература

1. Абасов М. Т., Калантаров А. Ш., Кулиев А. М., Мамиев Г. С. Некоторые задачи фильтрации реального газа. — АНХ, 1972, № 12.
2. Абасов М. Т., Кулиев А. М. Некоторые результаты расчетов разработки газонефтяных месторождений. — АНХ, 1961, № 1, 2.
3. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамические методы расчетов разработки нефтегазоконденсатных месторождений. — Тр. выездной сессии научного Совета по проблеме «Разработка нефтяных месторождений» АН СССР. — Баку, 1976.
4. Демидович Б. П., Марон И. А. Основы вычислительной математики. — М.: Наука, 1970.
5. Джалилов К. Н. Вопросы перемещения контура нефтеносности и обводнения скважин. — Баку: Элм, 1974.
6. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. — М.: Недра, 1974.
7. Розенберг М. Д., Кундин С. А., Куранов А. К. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. — М.: Недра, 1969.
8. Салманова С. С. О притоке реального газа к скважинам в ограниченном пласте. — Изв. АН. Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1975, № 6.
9. Сомов В. Ф. Исследование уменьшений остаточных запасов нефти при разработке нефтегазовых залежей. Деп. Винити. М., 1977.

Г. Н. Чэлилов, Н. М. Гэнијев, Г. И. Чэалалов, Ф. И. Оручэлијев, С. С. Салманова

НЕФТ-ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН ИШЛЭНМЭСИ ШЭРАИТИНДЭ НЕФТИН ГАЗЛА ГУЈУЛАР СИСТЕМИНЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ ҺАГГЫНДА

Мэгалэдэ нефт саҺэсинин үч сыра истисмар гујулары батарејасы илэ нефт-газ јатагларынын ишлэнмэси заманы гујулмуш гидродинамик мэсэлэси арашдырылар. Нефт вэ газын һэрэкэтинин диференциал тэгликлэринэ көрэ верилмиш сэрһэд шэртлэри дахилиндэ ләјдә тэзјигин пәјланмасы тапылмышдыр. Гејри-стационар просесэ лэринин тэјини үчүн һесаблама дүстурлары алынараг, бир сыра әдәди арашдырма-лар јеринэ јетирилмишдир. Реал јатагларын истисмар верилэнлэринэ көрэ нефт-газ кон-тактынын һэрэкэти өјрәнилмишдир.

K. N. Djalilov, N. M. Ganiev, G. I. Djalalov, F. G. Orudjaliev, S. S. Salmanova

TO OIL DISPLACEMENT BY GAS TO THE WELL SYSTEM UNDER CONDITIONS OF OIL AND GAS DEPOSITS DEVELOPMENT

The authors have carried out the study of gas-hydrodynamic problem of oil and gas deposit development under exploitation of oil region only which has three rows of producing wells. Pressure distribution along a reservoir was received by means of the solution of oil and gas movement differential equation using the separation of variables and comparison methods. For the determination of main indices of the process the authors have received calculated correlations and carried out a range of numeral studies considering the non-stationary process as consecutive changing of stationary conditions. The opportunity of prediction of approaching time of gas-oil contact to producing wells according to the data of real deposit exploitation is shown.

УДК. 622.276.031 : 532.51

Б. А. ГАДЖИЕВ, М. К. СЕИД-РЗА, А. М. ПИРВЕРДЯН, Г. М. МИРИЕВ

К ВОПРОСУ ВСКРЫТИЯ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МУРАДХАНЛЫ)

Нефтяное месторождение Мурадханлы, открытое в 1971 г., расположено на восточной части Среднекуринской впадины, в пределах северо-восточного борта Евлах-Агджабединского прогиба.

Месторождение представлено куполовидной антиклинальной складкой, осложненной рядом тектонических нарушений. Сводовые участки складки сложены эффузивными образованиями верхнего (позднего) мела, облекаемыми осадочными породами палеоген-миоценового возраста. Нефтяные залежи приурочены к сложным трещинно-кавернозно-поровым коллекторам эффузивного образования, у которых глубина залегания изменяется от 3000 до 4500 м, к малопроницаемым трещинно-поровым коллекторам эоцена (4000—4500 м) и гранулярным коллекторам чокракских отложений (2800—3000 м), имеющим низкую проницаемость [3, 4].

По состоянию на 1.1 1983 г. на месторождении всего перебивало в бурении 114 скважин (из них 62 — за счет поисково-разведочного метража, а 52 — за счет эксплуатационного), из которых были закончены бурением 89 скважин. Из законченных бурением скважин нефть получена в 60 скважинах.

Таким образом, промышленные притоки нефти были получены: эффузив—46 скважин (восточный эффузив—28, западный эффузив—18), эоцен—13, чокрак—3 (2 скважины возвращенные из восточного эффузива). Из законченных бурением по геологической причине ликвидирована 21 скважина, а 8 переданы в наблюдательный фонд.

Отметим, что после утверждения (1978 г.) технологической схемы разработки продолжалось бурение скважин на эффузив и эоцен по запроектированной сетке добывающих скважин. В настоящее время запроектированная сетка на восточном участке эффузива за исключением отдельных точек в относительно малодебитных периферийных зонах практически полностью реализована, а в западном эффузиве и эоцене соответственно продолжают разбуривание и доразведка по указанной сетке.

После ввода в эксплуатацию высокодебитных скважин (восточный эффузив) № 53, 54, 58 и (западный эффузив) № 44, 68, 130 на фоне большого числа малодебитных скважин стало ясно, что открыто месторождение, к разработке которого должны предъявляться иные требования, чем к обычным месторождениям трещинного типа.

В настоящее время нашла наибольшее распространение модель трещиновато-пористой среды — области течения, масштаб которой гораздо больше характерных размеров пор и пустот. Такая модель допускает считать систему пустот сплошной и составить для нее (как и

для систем пор) дифференциальные уравнения фильтрации жидкости (система Г. И. Баренблатта и Ю. П. Желтова [1]).

К месторождению Мурадханлы такая модель не применима по следующим причинам: имеется большое число малодебитных или практически непродуктивных скважин при небольшом числе, как указано было выше, многодебитных скважин; отмечается крайне неравномерное распределение тех и других по площади, весьма неустойчивая динамика продуктивности высокодебитных скважин, незакономерное обводнение их и других неблагоприятных особенностей; залежи характеризуются аномально-высокими начальными пластовыми давлениями (в 1,37—1,65 выше условно-гидростатических), высокими пластовыми температурами (до 150°C), малым газосодержанием в нефти (19—40 м³/м³), низкими значениями давления насыщения (44—70 кгс/см²) и неблагоприятным соотношением вязкостей нефти (до 5 сП) и воды (до 0,28 сП) в пластовых условиях. «Гидропрослушивание» в различных направлениях дает сильно отличающиеся друг от друга результаты: в одних направлениях импульсы не прослушиваются, в других, особенно в направлении СЗ—ЮВ, они весьма ощутимы.

Изложенное дает основание предположить, что коллекторы этого типа по-прежнему представлены редкими, преимущественно вертикальными трещинами, а возможно и кавернами. Если бы это было не так, то должна была бы быть более или менее равномерная продуктивность скважин по площади и притом достаточно высокая. Месторождения такого типа наиболее целесообразно разрабатывать наклонно-направленными и в частности горизонтальными скважинами, так как для таких скважин вероятность пересечения трещин больше, чем для обычных вертикальных [5]. Еще большего эффекта можно добиться многозбойными наклонными и горизонтальными скважинами [2]. Применительно к месторождению Мурадханлы (глубины 3000—4500 м) на данном этапе развития техники и технологии бурения практически очень трудно осуществление бурения горизонтальных и наклонных скважин с

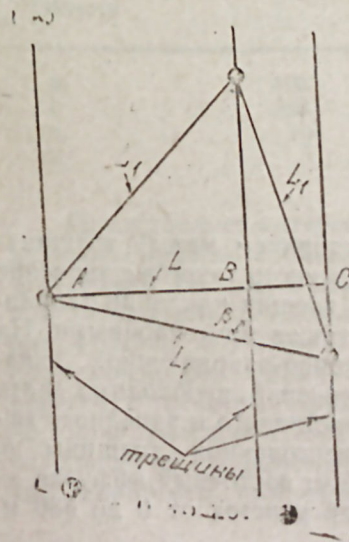


Рис. 1. Общая схема определения среднего расстояния L между трещинами:

$$L = \frac{AB + BC}{2}$$

углом наклона в пределах нефтенасыщенности части эффузива более 30°.

Для определения априорной вероятности пересечения трещин наклонными скважинами необходимо знать структуру трещин и частоту их. Ставя своей целью получение грубых оценок эффективности наклонно-направленных скважин, подойдем к определению параметров трещинного коллектора следующим образом. Три скважины № 58, 54, 53 на восточном эффузиве образуют в плане приблизительно равносторонний треугольник с стороной L_1 . Такой же треугольник образуется тремя скважинами № 130, 68, 44 на западном эффузиве. На рис. 1 показана общая схема расположения скважин по отношению к трещинам, причем предполагается, что между трещинами, которые пересечены скважинами, нет других трещин. Согласно схеме среднее расстояние между трещинами равно

$$Z = 0,5L_1 \sin\beta, \quad (1)$$

где β изменяется в пределах от 60° до 90° и L соответственно изменяется от 0,43 L_1 до 0,5 L_1 . Подставляя $L_1=600$ м, получим $L=260$ до 300 м. Примем $L=300$ м.

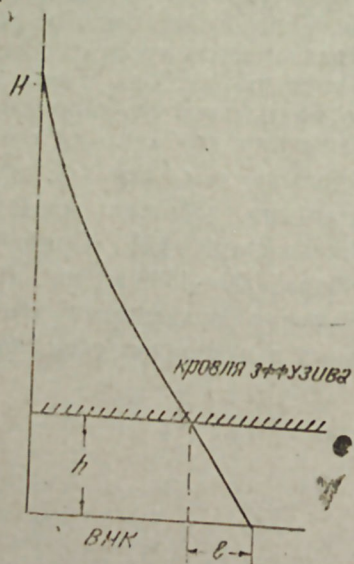


Рис. 2. Принципиальная схема наклонно-направленной скважины.

Задавшись таким заведомо большим расстоянием между трещинами и предполагая, что и по всей площади имеет место такое же значение L , перейдем к определению числа пересечений трещин наклонно-направленными скважинами различного профиля, а также многослойными. На рис. 2 приведена принципиальная схема наклонно-направленной скважины (1 ствол), чтобы определить число пересечений, необходимо знать высоту залежи. На рис. 3 показаны профили восточного и западного эффузива, на которых указаны величины нефтенасыщенной толщины h . Как видно, они изменяются следующим образом: восточный эффузив — от 0 до 180 м, западный эффузив — северный участок от 0 до 530 м, южный участок от 0 до 400 м.

В табл. 1 даны числа пересечений по южному участку западного эффузива, вычисленные по соответствующим формулам теории веро-

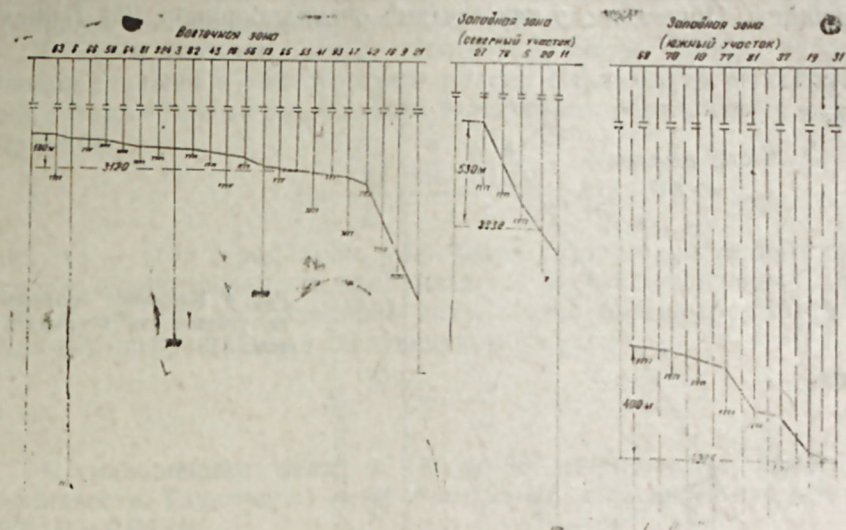


Рис. 3. Геологические профили восточной и западной зон эффузива с указанием величины нефтенасыщенной толщины h .

ятностей для 60 скважин ($n=60$), запроектированных по равномерной сетке при $L=300$ м.

Из табл. 1 следует, что успешность вскрытия трещин в существенной степени зависит от области, достигая высокого значения для I—III областей. Для принятой в настоящее время системы вертикальных скважин (а также наклонных с вертикальной нижней части ствола) она должна быть низкой.

Таблица 1

Области	I	II	III	IV	V	VI
h_1	400	395	355	325	155	145
l_1	232	228	206	189	87	84
n_1	10	10	10	10	10	10
N_1	5	5	4	4	2	2

Представляет интерес оценить влияние отношения l/L на успешность вскрытия трещин в общем случае вне связи с рассматриваемым месторождением. На рис. 4 прямая N представляет изменение числа пересечений (вскрытий) от l/L в интервале от нуля (приблизительно) до 3. На рис. 4 видно, что $l/L=3$, число пересечений для 100 скважин достигает практически 200. Однако из этого вовсе не следует, что все 100 скважин пересекут трещины. Кривые P_1, P_2, P_3 , характеризующие соответственно априорные вероятности одного, двух и трех пересечений, дают представление об удельных весах скважин, давших одно, два и три пересечения. Например, при $l/L=3$ сумма $P_1+P_2+P_3 \approx 0,92$, а это означает,

что только 8 скважин из 100 не пересекут трещин. Для того же значения l/L ординаты кривых равны $P_1 \approx 0,27$, $P_2 \approx 0,29$, $P_3 \approx 0,36$, а это означает, что 27, 29 и 36 скважин из ста пересекут соответственно одну, две и три трещины. Общее число пересечений очевидно равно 193 (конечная

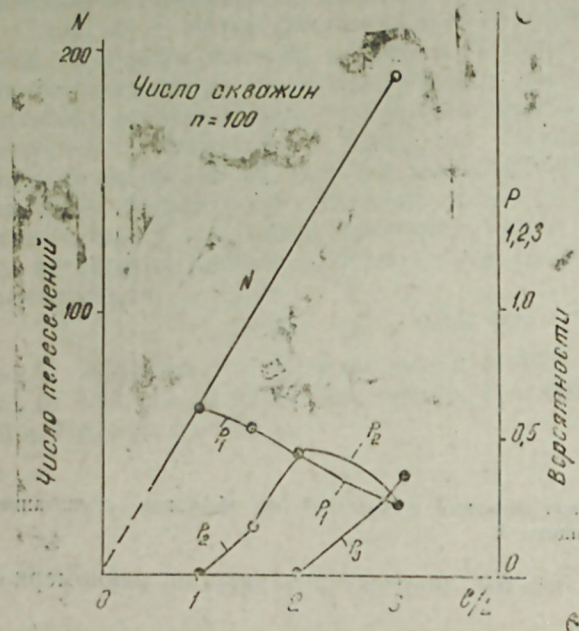


Рис. 4. Влияние соотношения на успешность вскрытия трещин.

ордината прямой N). Если считать, что величины раскрытости трещин одинаковы, то три кривые дают представление о соотношении между дебитами. Так, при $l/L=3$ по 27 скважинам средняя оценка дебита скважин равна условной единице, по 29—двум и по 36—трем единицам. Из приведенных примеров ясно существенное значение влияния величины отклонения l на успешность вскрытия трещин. Рис. 4 лишь иллюстрирует влияние отношения величины отклонения l к расстоянию между трещинами L , из которого следует очень высокая вероятность встречи ствола с трещинами уже при отклонениях в 2—3 раза больших расстояний между трещинами и возможность пересечения нескольких трещин при этих условиях.

Однако, на наш взгляд, не следует ориентироваться на одновременную эксплуатацию нескольких трещин по двум причинам: 1) сложность сохранения коллекторских свойств первой трещины в процессе вскрытия второй и т. д.; 2) гидродинамические расчеты показывают, что даже через одну трещину достаточно большого раскрытия может быть получен дебит в 200—300 и даже больше тонн нефти в сутки.

Поэтому нецелесообразно даже при удовлетворительной технологии бурения, обеспечивающей проводимость верхних трещин, «нагружать» одну скважину производительностью в несколько сот тонн.

Успешность может быть повышена как за счет увеличения l при одноствольной конструкции, так и путем создания второго ствола. Отметим, что при расположении стволов в одной вертикальной плоскости

успешность пересечения зависит только от суммы отклонений l_1+l_2 стволов, но не от l_1 и l_2 в отдельности. Отсюда вытекает практический вывод: два ствола с меньшими отклонениями, например, порядка 100—125 м, дадут в смысле успешности такие же результаты, как один ствол с большим отклонением порядка 200—250 м.

Большое значение имеет соответствующий выбор направления стволов скважин в анизотропном пласте. Вероятность пересечения трещин в таком пласте наклонными скважинами определяется следующей формулой:

$$P = \frac{2l}{L} \frac{\sin \alpha/2}{\alpha} \quad (l < L), \quad (2)$$

где: α — угол в радианах, в пределах которого могут быть трещины. Стволы ориентированы в направлении, перпендикулярном трещинам. При $\alpha = 180^\circ$ информация о направлении трещин отсутствует и формула (2) превращается в следующую формулу:

$$P = \frac{2l}{\pi L}. \quad (3)$$

С уменьшением угла от 180 до 60° имеет место заметный рост вероятности. Так, при $\alpha = 60^\circ$ $P = 0,95 l/L$, в то время как при $\alpha = 180^\circ$, $P = 0,64 l/L$.

Если бы направление трещин было бы известно точно ($\alpha = 0$), то при ориентировке стволов в перпендикулярном к трещинам направлении вероятность пересечения равнялась бы l/L . Однако, как видим, даже при угле 60° вероятность близка к предельномаксимальной. При $l=L$ и $\alpha = 0$, т. е. в случае равенства интервала между трещинами проекции наклона ствола l все трещины пересеклись бы стволами ($P=1$).

Во всех приведенных рассуждениях в отношении наклонно-направленных скважин не учитывалось влияние мелких трещин в блоках на эффективность таких скважин; она очевидно должна быть выше расчетной.

Вернемся вновь к рассматриваемому месторождению. Полное вскрытие эффективной толщины как наклонно-направленными, так и вертикальными скважинами сопряжено с возможностью преждевременного обводнения скважин подошвенной водой. Поэтому можно ограничиться частичным вскрытием (например, на 70%) толщины. Правда, при этом успешность пересечения несколько снизится. Однако эффективность наклонно-направленных скважин должна быть достаточно высокой при ориентировке стволов в перпендикулярном к трещинам направлении даже при указанном частичном вскрытии толщины. Должно производиться поинтервальное опробование объекта. При отсутствии притоков воды рационально эксплуатировать наклонную скважину открытым необсаженным забоем. При вскрытии пласта без крепления наклонных стволов скважин создаются меньшие градиенты давления, чем в случае вертикальных стволов, что является фактором, обеспечивающим продление безводной эксплуатации.

Отметим, что ни в одной скважине не были вскрыты на полную толщину эффузивные образования. Даже самые глубокие скважины № 3, 6, 11, (10% фонда) вскрыли мощность вулканогенных пород соответственно на 1200, 1970, 1380 м. В остальных скважинах вскрытия тол-

Таблица 2

№№ скв.	Коллектор	Угол входа в коллектор ^о ,	Азимут ^о ,	Отклон., / м	Длина вскрытия объекта м
39	Эоцен	12	262	76,9	370
197	Верхний мел	10,50	122	48,8	260
86	"	2,30	290	3,1	72
44	"	16	278	33,0	120
133	"	18	148	31,8	103
93	"	9	25	4,5	29
223	"	10,30	284	22,9	126

щины эффузивных образований составляют 10—700 м. До сих пор не известна полная толщина эффузивных образований, хотя на этот коллектор пробурено до 70 скважин. Обращаясь к фактическим данным бурения, отметим, что эффузивные образования вскрыты главным образом в самой верхней части его (за исключением скважин № 3, 6, 11, 13, 21). Даже наклонно-направленные скважины, пробуренные на эффузивное образование, не обеспечили получение больших значений l в пределах эффузива — основное отклонение имело место в зоне выше кровли эффузива (табл. 2). Этим, по-видимому, объясняется небольшая успешность вскрытия трещин такими скважинами.

При большей густоте вертикальных трещин по сравнению с предлагаемой $L=300$ м наклонный ствол пересечет несколько трещин (см. табл. 1). Это создаст дополнительные условия для продления безводного периода эксплуатации. Действительно, пусть при некотором перепаде через одну трещину поступает дебит q . Если ствол пересек N трещин одинаковой раскрытости, то при данном перепаде получим дебит из трещин, равный Nq (интерференция между трещинами из-за малой проницаемости блоков не учитывается). Однако, снизив депрессию в N раз, мы уменьшим общий дебит до значения q .

Таким образом, скважина, пересекая несколько трещин, может обеспечить достаточно равномерное и притом медленное вытеснение нефти подошвенной водой.

Рассмотрим некоторые вопросы бурения на эффузив. В настоящее время бурение как поисково-разведочных, так и эксплуатационных скважин ведется в трех зонах площади Мурадханлы: I — юго-запад (ЮЗ) крыло, II — центральная часть, III — северо-западная (СЗ) часть складки.

Анализ данных бурения показывает, что основным видом осложнений являются поглощение бурового раствора, газодонефтепроявления в нижнемiocеновых, палеогеновых и верхнемеловых отложениях и обвалы и осыпания стенок скважин в глинистых породах майкопской свиты и верхнего эоцена. Поглощения бурового раствора в эффузивных образованиях возникают вследствие несоблюдения рекомендованных по проекту значений плотности растворов. Так, скв. № 64 и 34 бурились при плотности бурового раствора 1,44 и 1,40—1,45 г/см³ вместо 1,70—1,72 г/см³ по проекту, что привело к возникновению водогазопроявления при вскрытии чокракских отложений. Увеличение значений плотности бурового раствора также ведет к осложнениям, а именно к поглощению бурового раствора. Так, скв. № 53 и 65 бурились при плотности бурового раствора 1,73 и 1,76 г/см³ вместо 1,68 г/см³ по проекту, что привело к поглощению последнего при забоях 3105 и 3090 м соответственно. Та-

кие примеры не единичны.

Для предотвращения этих осложнений при проводке скважин в центральной части месторождения при вскрытии эффузивных образований рекомендуется плотность бурового раствора 1,68—1,70 г/см³, а в остальных двух зонах — 1,48—1,55 г/см³.

Основным фактором, являющимся причиной возникновения другого вида осложнений — обвалов и осыпаний, — является нарушение спуска колонн всех видов до рекомендованных глубин по проекту. Приводятся три варианта конструкции скважин, рекомендованных для различных стратиграфических горизонтов по зонам, где ведется бурение:

I вариант — для вертикальных скважин (центральная часть)

Кондуктор 324 мм — 640 м.

Промежуточная колонна 245 мм — 2700 м (кровля чокрака).

Эксплуатационная колонна 168 мм — 3000 м (кровля эффузива).

Открытый ствол или готовый фильтр — 3000—3100 м.

Плотность бурового раствора для этого варианта рекомендуется 1,48—1,50 г/см³.

II вариант — для глубоких скважин (погружения ЮЗ крыла)

1 случай

Кондуктор 426 мм — 640 м.

Первая промежуточная колонна 324 мм — 2500 м (кровля чокрака).

Вторая промежуточная — потайная колонна 245 мм — 4000—4450 м (кровля нижнего эоцена).

Эксплуатационная колонна 146×168 мм — 5000—5500 м.

Готовый фильтр 146 мм — 100 м с двумя пакерами.

2 случай

Кондуктор 426 мм—640 м.

Первая промежуточная колонна 324 мм—2900 м (кровля чокрака).

Вторая промежуточная — потайная колонна 245 мм — 4100 м (кровля нижнего эоцена).

Хвостовик 178 мм—4950 м (кровля нижнего эоцена).

Эксплуатационная колонна 114×146×168 мм—5200 м (верхний мел).

Плотность бурового раствора — 1,48—1,50 г/см³.

III вариант — для наклонно-направленных скважин (СЗ и присводовая ЮЗ части складки)

Кондуктор 426 мм — 640 м.

Первая промежуточная колонна 299 мм—2700—3000 м (кровля чокрака).

Вторая промежуточная — потайная колонна 219 мм—3500—4000 м (кровля мергельной пачки).

Эксплуатационная колонна 146×168 мм — 4000—4600 м (верхний мел).

Готовый фильтр

Плотность бурового раствора 1,50—1,55 г/см³.

Отметим, что в условиях месторождения Мурадханлы конструкцию скважин необходимо выбирать с таким расчетом, чтобы предотвратить закупорки пор или трещин верхнего мела буровым раствором.

Выводы

Геолого-поисковые работы на разведочных и эксплуатационных площадях с трещинными коллекторами осуществлять наклонно-направленными скважинами по профилю, предлагаемому на рис. 2, с приращением максимально возможным отклонением ствола от места входа в коллектор и с учетом геологических условий.

Литература

1. Баренблат Г. И., Желтов Ю. П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ДАН СССР, 1960, т. 132, № 3, с. 545—548.
2. Григорьян А. М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. Недр, 1969, с. 21—23, 33—35.
3. Гусейнов А. П., Кочарли Ш. С., Ибрагимов Э. М. Геологическое строение и нефтегазоносность. АНХ, 1977, № 9, с. 3—7.
4. Никитин П. И., Мириев Г. М., Мехтиева Л. А. Особенности разработки нефтяного месторождения Мурадханлы. Труды АзНИПИнефть, вып. 50, 1980, с. 56—59.
5. Пирвердян А. М. Оценка эффективности бурения наклонно-направленных скважин в трещиноватых коллекторах. НХ, 1982, № 6, с. 40—42.

Б. А. Гаджиев, М. К. Сеид-Рза, А. М. Пирвердян, Г. М. Мириев

ЧАТЛЫ ЛАЛЛАРЫН АЧЫЛМА МЭСЭЛЭСИ ЫАГГЫНДА (МУРАДХАНЛЫ ЈАТАҒЫНЫН МИСАЛЫНДА)

Мәгаләдә еһтимал нәзәријјәсиндән истифадә едәрәк маилли гујуларын лүләсинин чатла (сыхлығы верилмиш һалда) «көрүшмәси» мәсәләси гојулмуш вә нәзәри һәлли верилмишдир.

Гујунун һасилатынын артырылмасына имкан јарадан бу үсул илә кеоложи хүсусиј-јәти нәзәрә алараг Мурадханлы јатағынын мисалында һәлли вә алынан нәтичәни тәчрүби анализи верилмишдир.

B. A. Gadjev, M. K. Seid-Rza, A. M. Pirverdyan, G. M. Miriyev

ABOUT THE DISCLOSURE PROBLEM OF FRACTURED RESERVOIRS (Muradkhanly deposit being an example)

In the article, the erection and solution of problem about probability of «meeting» of cracks with directional holes on given density on disposition of cracks according to the theory of probability is given.

As an example the method of output increase in wells is illustrated on concrete area of Muradkhanly deposit taking into consideration its specific geological peculiarity, and the results of analysis from the practical point of view are given.

УДК 553.981.982 : 51.011.57.550.3

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ

К АКСИОМАТИЗАЦИИ ТЕОРИИ ГЕОГРАФИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ

Геофизика — одна из наук о Земле, являющаяся синтезом геологических целей и физических средств для их достижения. Если рассматривать геологию как комплекс наук о составе, строении и развитии земной коры и Земли в целом, то на долю геофизики приходятся первые две задачи. Практические аспекты геофизики — это физические методы исследования земных недр с целью поисков, разведки и изучения месторождений полезных ископаемых и решения структурных задач, геотектоники. Геофизические методы разведки основаны на изучении различных силовых полей, связанных с геологическими телами и регистрируемых как в земной коре, так и в околоземном пространстве.

Физическое поле — особая форма материи, представляемая как система с бесконечным числом степеней свободы. К физическим полям относятся гравитационное и электромагнитное поле, поле ядерных сил и волновые (квантованные) поля, соответствующие различным элементарным частицам (например, электронно-позитронное поле). Источниками физических полей являются материальные частицы. Создаваемые этими частицами поля переносят (с конечной скоростью) взаимодействие между ними, обусловленное обменом квантами поля между соответствующими частицами.

Созданием общей или единой теории физических полей на протяжении XIX и XX веков занимались многие выдающиеся ученые. Наиболее совершенной с физической точки зрения является общая теория относительности А. Эйнштейна. Исходными побуждениями к разработке этой теории были различия в формальном описании полей тяготения и электромагнитного. В 1929 г. А. Эйнштейн писал: «Новая единая теория поля устраняет этот недостаток, представляя оба типа полей как проявление одного всеобъемлющего типа пространственной структуры в пространственно-временном континууме» ([11], стр. 262).

При разработке единой теории поля выявилось еще одно противоречие — противоречие в системе исходных или первичных понятий. С одной стороны, поле осуществляет взаимодействие на расстоянии между материальными частицами, а с другой, — оно обладает свойством непрерывности. Поэтому, спустя 20 лет А. Эйнштейн писал по этому поводу: «Это состояние физики, в котором отсутствует единая ее основа, является как бы переходным, при всей его неудовлетворительности оно далеко еще не преодолено...» ([11], стр. 141).

Отмечая незавершенность общей теории поля, А. Эйнштейн вместе с тем указывает пути преодоления противоречий использованием аксиоматического подхода к изложению основ теории: «Законченная система теоретической физики состоит из понятий, основных принципов, относящихся к этим понятиям, и следствий, выведенных из них путем логической дедукции» ([11], стр. 62).

Преимущество аксиоматического метода построения научных теорий заключается в том, что он облегчает организацию и систематизацию научного знания, позволяет быстрее выявить внутреннюю, логическую связь между отдельными разделами теории, четко вычленивает исходные положения и положения, получаемые из аксиом, приучает к точности и строгости суждений.

Аксиоматика теорий в области естественных наук отличается от систем аксиом математических теорий в том смысле, что естественно-научная система аксиом строится по отношению к реальному миру и должна характеризовать конкретные объекты, имеющие не абстрактную, а вполне реальную природу. Хотя естественнонаучные аксиоматики заимствуют математические идеи и методы, они не могут быть до конца формализованы. Системе аксиом естественнонаучной теории соответствуют конкретные реальные объекты в то время, как любой математической системе аксиом соответствуют мысленные образы безотносительно к природе их реальных прототипов. Таким образом, естественнонаучная система аксиом должна содержать не только формальные, но и семантические предположения, связывающие формальные предпосылки с реальными объектами.

Другое существенное отличие аксиоматического построения содержательных или интуитивных теорий от чисто математических заключается в тех средствах, с помощью которых вводятся следствия данной теории. Для доказательства теорем математической теории достаточно первичных понятий, аксиом и правил формальной логики. Все выводное знание математической теории получают средствами самой этой теории. Совсем иное дело с доказательством теорем интуитивной теории. В этом случае необходимо использовать средства не только формальной логики, но и других математических и физических теорий, ибо формализация интуитивной теории, как правило, не достигает высокой степени совершенства.

Аксиоматизация содержательной или интуитивной теории возможна тогда, когда теория уже создана и достаточно ясно сформулирована. Аксиоматизация, в сущности, заключается в переформулировании теории аксиоматическим образом. Ф. Энгельс указывал, что при историческом подходе к познанию аксиомы являются не исходными началами познания, а его заключительными результатами. Успешное применение известных правил аксиоматизации [2,8] предполагает хорошее знакомство с содержательными формулировками теории и результатами ее применения на практике.

Следует особо подчеркнуть, что не существует какой-либо окончательной системы аксиом. Всегда в принципе возможны различные аксиоматики [3]. Это значит, что хотя любая конкретная система аксиом ограничена, в то же время не существует какого-либо априорного ограничения последовательности прогрессивно улучшающихся систем аксиом, не говоря уже о том, что несовершенство есть необходимое условие прогресса.

Общий подход к построению аксиоматики для содержательной (интуитивной или неформальной) теории, цели и задачи которой сформулированы на языке данной науки, предполагает в качестве первого шага выявление первичных терминов, соотношений между ними и описание свойств первичных терминов с помощью высказываний, которые рассматриваются как аксиомы данной теории. Понятие истинности в явном виде на этом этапе отсутствует, поэтому первичным терминам не

даются определения, а аксиомы являются исходным списком высказываний, принимаемых без доказательств. Множества первичных терминов и аксиом должны быть полными, а элементы этих множеств — независимыми, т. е. они должны быть достаточными для построения эффективной теории и не должны выводиться из других терминов и аксиом. Выбор первичных терминов и аксиом произволен.

На последующих этапах из первичных терминов и аксиом с помощью логического вывода получают высказывания о производных понятиях и даются описания свойств производных понятий, рассматриваемые как теоремы данной теории. Степень успешности аксиоматизации интуитивной теории определяется числом теорем, истинность которых подтверждается опытом.

В отличие от общей теории поля теория геофизических полей имеет дело со специфическими объектами — геологическими телами, отличающимися фиксированным положением относительно системы отсчета, жестко связанной с планетой Земля. К геофизическим полям относятся гравитационное, геомагнитное, геоэлектрическое и другие поля либо естественного происхождения, возникающие при взаимодействии геологических тел, либо искусственные, возникающие при воздействии на геологическое тело со стороны наблюдателя [1, 6, 7, 9].

Под геофизическим полем будем понимать форму существования материи (и энергии) в земной коре и околоземном пространстве, проявляющаяся в виде взаимодействия геологических тел или материальных частиц, обладающих конкретной физической природой. Аксиоматизация теории геофизических полей состоит в установлении и разъяснении свойств основных понятий этой теории и главных характеристик теорий гравитации, геомагнетизма, геоэлектрики и других, имеющих приложение к изучению состава и строения земной коры и Земли в целом.

Ниже вводятся первичные понятия теории геофизических полей, их формальные и физические свойства, играющие роль основных принципов теории геофизических полей. При этом использованы работы [1, 2, 6, 7, 9].

А. Первичные понятия теории геофизических полей

1. S^3 — евклидово пространство.
2. T — время.
3. K — система отсчета.
4. B — геологическое тело.
5. θ — частица (материальная точка).
6. P — репрезентативное тело.
7. X — положение частицы (материальной точки).
8. E — геофизическое поле.
9. U — потенциал поля.
10. F — сила взаимодействия частиц.
11. H — напряженность поля.
12. σ — свойство геологического тела, определяющее физическое проявление геофизического поля.

Б. Формальные свойства первичных понятий

1. S^3 — трехмерное дифференцируемое многообразие, причем $AS\bar{E}S^3$.
- 2а. T — интервал действительной числовой оси.
- 2б. $t \in T$ — точка на числовой оси.

За. K — непустое счетное множество $k \in K$.

3б. Для $\forall k \in K$ в S^3 существует некоторая система ортогональных векторов $\vec{i} = \langle \vec{i}_1, \vec{i}_2, \vec{i}_3 \rangle$ такая, что $\vec{i} = k$ т. е. i моделирует или отображает k

4. B — непустое счетное множество $b \in B$

5. θ — непустое множество $\theta \in b$.

6а. P — непустое счетное множество $p \in P$.

6б. $\forall p \in P$ — трехмерное дифференцируемое многообразие.

7. $\{x\}$ — непустое множество действительных векторных функций от $\{P, K, S^3, T\}$.

8. E — непустое множество $e \in E$, семантически не пересекающееся с множеством $b \in B$.

9а. $\{U_e\}$ — непустое множество скалярных полей.

9б. Для $\forall e \in E$ имеется $\{U_e \in \{U_e\}\}$ такое, что U_e есть действительная функция от $\{K, S^3, T\}$.

10. $\{\vec{F}\}$ — непустое множество действительных векторных функций, таких, что $\forall \vec{F} \in \{\vec{F}\}$ — есть функция от $\{K, S^3, T\}$.

11. $\{\vec{H}\}$ — непустое множество действительных векторных функций таких, что $\forall \vec{H} \in \{\vec{H}\}$ — есть функция от $\{K, S^3, T\}$.

12а. $\{\sigma\}$ — непустое семейство функций.

12б. $\forall \sigma \in \{\sigma\}$ — есть функция, интегрируемая в любой конечной области S^3 и отображающая $\{B, S^3, T\}$ в множество неотрицательных действительных чисел.

В. Физические свойства первичных понятий (принципы теории)

1. Система отсчета и геологическое тело.

1. Принцип формального задания геологического тела. Для каждого геологического тела из множества геологических тел существует репрезентативное тело из множества репрезентативных тел такое, что репрезентативное тело представляет (отражает, моделирует)

геологическое тело точечным образом [2]: $\forall (\theta \in b) \exists (\Psi \in P) Q(\Psi \in P = \theta \in b)$.

2. Принцип задания положения частицы геологического тела.

Для каждой частицы θ геологического тела B , представляемой точкой ψ репрезентативного тела p , в любой системе отсчета k для момента времени t существует вектор $x \{\Psi, k, s, t\}$ такой, что этот вектор представляет положение частицы θ относительно системы отсчета k в момент времени t [2]:

$$\forall (\Psi \in P = \theta \in b) \forall k \exists (\vec{x}) Q(\vec{x}(\theta) = f(\Psi, k, s, t)).$$

3. Принцип жесткости (инвариантности) системы отсчета и геологического тела.

Расстояние R_{ij} между любыми двумя точками Ψ_1, Ψ_j репре-

зентативного тела P , представляющими частицы θ геологического тела b , в любой системе отсчета k является постоянным [2]:

$$\forall (\Psi \in P = \theta \in b) \forall k \forall i, j \forall (\Psi_{1k}, \Psi_{jk}) \exists (P_{ij}(\Psi_{1k}, \Psi_{jk})) Q(R_{ij} = \text{const}).$$

4. Принцип формального задания геологической границы.

Для любых двух геологических тел одного уровня организации вещества существует поверхность раздела, называемая геологической границей, такая, что все точки данной поверхности одновременно принадлежат каждому из геологических тел:

$$\forall (b_1, b_2) \exists C Q((C \Leftrightarrow f(x_1, x_2, x_3) = 0) \wedge \forall \theta_c \in (b_1 \wedge b_2)).$$

II. Геофизическое поле

5. Принцип причинности (происхождения) геофизических полей.

С каждой точкой репрезентативного тела P , представляющей частицу θ геологического тела b , связан источник по крайней мере одного геофизического поля из множества геофизических полей:

$$\forall (\Psi \in P = \theta \in b) \exists (q(\psi, x, t)) \exists e Q(q \Rightarrow e).$$

6. Принцип формального задания геофизического поля.

Любое геофизическое поле l является однозначной функцией положения x точки ψ репрезентативного тела P , представляющего геологическое тело b , относительно системы отсчета k в момент времени t [1, 6, 7]:

$$\forall e Q(e = f(\psi, k, x, t)).$$

7. Принцип взаимодействия частиц (квантов) геофизического поля.

Сила \vec{F} взаимодействия двух точечных источников q_1, q_j поля прямо пропорциональна произведению величин q , определяющих свойства геологического тела по отношению к взаимодействию, и обратно пропорциональна квадрату расстояния R_{ij} между точечными источниками [1, 6, 7, 9]:

$$\forall i, j \forall q_i q_j \forall e \exists \vec{F} Q(|\vec{F}(q_i, q_j)| = \gamma \frac{q_i q_j}{R_{ij}^2}).$$

8. Принцип обнаружения геофизического поля.

Напряженность \vec{H} поля в какой-либо точке пространства есть вектор, равный по величине и совпадающий по направлению с силой \vec{F} взаимодействия между частицами (квантами) поля и единичной пробной частицей q_0 , помещенной в эту точку, не участвующей в создании поля и не искажающей его [1, 6, 7, 9]:

$$\forall e \exists \vec{H} Q(\vec{H} = \vec{F}/q_0).$$

9. Принцип наложения, суперпозиции или аддитивности полей.

Сила взаимодействия (напряженность) двух точечных источников поля не зависит от того, подвергаются ли они воздействию других источников.

Сила взаимодействия (напряженность) геофизического поля системы n точечных источников равна векторной сумме сил взаимодействия (напряженностей) полей, создаваемых каждым из этих источников в отдельности [1, 6, 7, 9]:

$$\forall e \in E \exists \vec{F} \in \vec{F} \exists \vec{H} \in \vec{H} Q ((\vec{F} = \sum_{i=1}^n \vec{F}_i) \wedge (\vec{H} = \sum_{i=1}^n \vec{H}_i)).$$

10. Принцип взаимосвязи напряженности и потенциала геофизического поля.

Для любого геофизического поля существует вектор напряженности, представляющий собой градиент потенциала поля в системе отсчета κ в момент времени t [1, 6, 7, 9]:

$$\forall e \in E \exists \vec{H} \in \vec{H} Q (\vec{H} = -\text{grad } U_e(x, t)).$$

11. Принцип реальности (природы) геофизических полей.

Для любого репрезентативного тела p , представляющего геологическое тело v , существует величина $\sigma(p, x, t)$ такая, что в координатах x, t она представляет свойство ω поля e , а именно: плотность ρ массы в гравитационном поле, магнитную восприимчивость μ в геомагнитном поле, относительную диэлектрическую проницаемость ϵ в электрическом поле, относительную магнитную проницаемость κ в магнитном поле и т. д. [1, 6, 7, 9]:

$$\forall (p = b) \in B: \exists \sigma \in \sigma Q (\sigma = f(p, x, t) \wedge \sigma = \omega_1(e)).$$

Как следует из изложенного, вся система принципов по физическим свойствам первичных понятий разделена на две группы. В первую группу собраны принципы, касающиеся геологического тела и системы отсчета, чтобы выделить вещественную, геологическую основу теории геофизических полей, принципы формализации которых включены во вторую группу.

Первая группа содержит четыре принципа и формализует свойства геологического тела как природной системы.

Принцип формального задания геологического тела (принцип 1) уточняет понятие о репрезентативном теле, которое представляет геологическое тело точечным образом. Эта процедура необходима для соотнесения каждой частицы геологического тела с формальной математической точкой репрезентативного тела и с помощью следующего принципа 2 о положении частиц геологического тела определения положения тела через его частицы в выбранной системе координат (системе отсчета).

Принцип жесткости (принцип 3) утверждает определенную стабильность геологического тела как природного объекта и его место в системе отсчета. В любой системе координат расстояние между двумя точками геологического тела будет постоянным, поэтому принцип жесткости может быть назван принципом инвариантности геологического тела и системы отсчета.

Последний принцип 4 этой группы вводит и разъясняет понятие о геологической границе, имеющей первостепенное значение при обособ-

лении геологического тела как природной системы. Кроме того, понятие о геологической границе необходимо при исследовании граничных свойств геофизических полей (при задании граничных условий).

Вторая группа содержит семь принципов (с 5 по 11-й). Принцип 5 фиксирует тот факт, что геофизическое поле порождается геологическим телом, при этом каждая частица геологического тела является источником геофизического поля. Принцип 6 отражает тот факт, что геофизическое поле есть функция координат пространственно-временного континуума или функция четырехмерного пространства — времени, при этом геофизическое поле имеет бесконечное число степеней свободы, а каждая точка пространства, в котором существует поле, содержит квант этого поля.

Последующие два принципа 7 и 8 являются формализациями эмпирических законов: законов взаимодействия двух частиц (квантов) геофизического поля (законы Ньютона и Кулона) и закона взаимодействия поля с пробной частицей. Закон эквивалентности напряженности поля и силы взаимодействия пробной частицы с полем (принцип 8) отражает возможность экспериментального изучения поля путем внесения в него пробной частицы и измерения сил, действующих на эту частицу в различных точках поля.

Расширением последних двух законов на любое число частиц управляет принцип суперпозиции и наложения полей (принцип 9).

Принцип взаимосвязи напряженности и потенциала поля (принцип 10) поясняет факт взаимосвязи векторной характеристики поля с его энергетической характеристикой, т. е. связь сил поля с работой, совершаемой полем. Эта взаимосвязь проявляется в том, что в точках, свободных от источников, напряженность и потенциал конечны, непрерывны и на бесконечности равны нулю, а в точках с источниками обращаются в бесконечность. Значение этого принципа еще и в том, что на нем основан один из законов сохранения — закон сохранения энергии: в статическом поле работа сил по замкнутому контуру равна нулю.

Наконец, последний принцип 11 связывает формальные свойства геофизических полей с их конкретной природой: тяготением, геомагнетизмом, геоэлектрикой и т. д.

Геофизическое поле характеризуется интенсивностью (величиной параметра поля) и структурой (изменением параметра поля в пространстве и во времени). Принципы 7, 8, 9 и 10 характеризуют количественные аспекты поля, т. е. его интенсивность, а принципы 6 и 10 — отражают структурные черты геофизических полей. Двойная роль принципа 10 связана с тем, что напряженность, являясь векторной величиной, характеризует как интенсивность поля, так и направление, по которому скорость его изменения достигает максимума. Принципы 5 и 11 относятся к природе геофизических полей и играют роль философских установок, отражающих факт реальности геофизических полей.

Основное требование, предъявляемое к системе аксиом, или основных принципов есть требование ее непротиворечивости или совместности входящих в эту систему принципов. Наряду с этим существуют также требования независимости и полноты, которые однако не являются столь же обязательными [4, 5].

Система аксиом или принципов является непротиворечивой (совместной), если определяемая ею теория не содержит противоречия, т. е.

невозможно доказать в этой теории какое-нибудь предложение A и его отрицание \bar{A} . В противном случае можно доказать все, что угодно. Если система принципов допускает какую-нибудь модель, т. е. содержательную интерпретацию, то она непротиворечива. Например, непротиворечивость системы аксиом геометрии Лобачевского сводится к непротиворечивости геометрии Евклида, а непротиворечивость последней сводится к непротиворечивости арифметики [5].

Вопрос о непротиворечивости систем принципов интуитивных или содержательных теорий решается положительно в том смысле, что наличие содержательной интерпретации, модели или интуитивной теории уже предопределяет непротиворечивость этой системы. Другими словами, данная система принципов непротиворечива, поскольку непротиворечива теория, на понятиях которой она построена. В этом смысле решается вопрос и о непротиворечивости системы принципов теории геофизических полей.

Система аксиом или принципов является независимой, если никакую из аксиом невозможно вывести как теорему из остальных аксиом. Требование независимости аксиом какой-либо системы не считается обязательным. А. Черч подчеркивает, что есть случаи, когда, допуская зависимость аксиом, добиваются важных преимуществ, требование же независимости принимается более для изящества логической системы [10].

Система аксиом или принципов является полной, если любые две ее модели или содержательные интерпретации изоморфны. Например, теории гравитации, геомагнетизма, геоэлектрики и другие являются изоморфными моделями теории геофизических полей. Требование полноты также не является обязательным для всех аксиоматических теорий. Практически полезными являются многие неполные системы аксиом. Более того, К. Геделем, А. Черчем, С. Клини, А. Тарским, А. Мостовским, П. Новиковым и другими была доказана невозможность полной формализации научного знания.

Переход от системы аксиом или принципов к производным понятиям и свойствам неформальных теорий осуществляется с привлечением логико-математического аппарата других, более формализованных теорий.

Формальной основой и логическим аппаратом получения выводного знания в теории геофизических полей являются уравнения математической физики, векторный анализ и математическая теория поля [1, 6, 7, 9]. Особенно большое значение имеет математическая теория поля, первоначально возникшая как аппарат решения физических задач, которая исследует соотношения между параметрами и структурой поля и причинами, порождающими его.

Аксиоматическая теория является первым уточнением интуитивной или неформальной теории. Следующее уточнение сводится к построению дедуктивной теории, основное отличие которой от аксиоматической состоит в том, что в ней явно перечисляются логические средства вывода следствий из системы аксиом. В этом смысле теория геофизических полей может рассматриваться как дедуктивная теория, имея в виду сочетание предложенных основных принципов с математической теорией поля. Вопросы формального сочетания этих логико-математических систем представляют предмет специальных исследований.

Литература

1. Альпин Л. М. Теория поля. М., Недра, 1966.
2. Бунге М. Философия физики. М., Прогресс, 1975.
3. Гильберт Д., Аккерман В. Основы теоретической логики. М., ИЛ, 1947.
4. Егоров И. П. О математических структурах. М., Знание, 1976.
5. Лаптев Б. Л. Геометрия Лобачевского, ее история и знание. М., Знание, 1976.
6. Овчинников И. К. Теория поля. М., Недра, 1971.
7. Смирнов А. А. Введение в теорию электромагнитного поля. М., Недра, 1975.
8. Столл Р. Множества. Логика. Аксиоматические теории. М., Просвещение, 1968.
9. Тамм И. Е. Основы теории электричества. М., Наука, 1966.
10. Черч А. Введение в математическую логику, т. I, М., ИЛ, 1960.
11. Эйнштейн А. Физика и реальность. М., Наука, 1965.

Л. А. Буряковский

КЕОФИЗИКИ САҢА НЭЗЭРИЈЭСИНИН АКСИОМЛАШДЫРЫЛМАСЫ НАГГЫНДА

Кеофизики саҗа нэзэријэсинин эсас анлајышларыны ифадэ едэн, елэчэ дэ гравитация, кеомагнетизм, кеоэлектрик вэ с. нэзэријэлэрин эсас характеристик хассэлэринин ајдынлашдыран аксиом системи тэклиф едилир ки, бундан кеолокнја елми вэ тэчрүбэсиндэ кениш истифадэ едилир.

L. A. Buryakovsky

TO THE AXIOMATIZATION OF THE THEORY OF GEOPHYSICAL FIELDS

The author offers a system of axioms determining basic concepts of the theory of geophysical fields and explaining their properties and also properties of main characteristics of the theories of gravitation, geomagnetism, geoelectricity and others which are the models of common theory of geophysical fields and are used in geological science and practice.

УДК 622.276.4 : 532.135

Д. Ш. ВЕЗИРОВ, А. С. СТРЕКОВ

РЕЛАКСАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЙ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЯХ И ТЕМПЕРАТУРАХ

В последнее время в нефтедобывающей промышленности получили широкое применение вязкоупругие системы, в частности, растворы полимеров. Они используются как с целью увеличения нефтеотдачи пласта, так и для ограничения водопритоков в скважинах. Это вызвало появление большого числа работ о влиянии различных факторов: молекулярного веса, концентрации полимера в растворе, скорости фильтрации, проницаемости пласта и т. д. на вязкоупругие свойства полимерных растворов.

Как показали исследования, в одних и тех же полимерных растворах в зависимости от вида деформации, объемной или сдвиговой, могут идти процессы с различными временами релаксации, причем время релаксации напряжений при объемной деформации на несколько порядков больше, чем при сдвиговой [3]. Из результатов опытов, проведенных с растворами полиакриламида (ПАА) и представленных в работе [3], видно, что время релаксации напряжений при объемной деформации зависит от величины приложенного давления, концентрации полимера в растворе и газонасыщенности раствора.

Необходимо отметить, что отсутствие исследований при высоких температурах, особенно в сочетании с высокими давлениями, затрудняет оценку влияния релаксационных явлений на эффективность полимерного воздействия на пласт.

Целью настоящей работы является экспериментальное изучение влияния высоких температур и давлений на релаксационные свойства полимерных растворов в условиях объемной деформации.

В качестве рабочих растворов полимеров использовались водные растворы ПАА молекулярного веса $1,5 \cdot 10^6$, концентрацией 0,05 и 0,25%. Опыты проводились при температурах 303, 323, 343, 363 К и давлениях 0,6; 1; 2,5; 4 МПа в сосудах высокого давления объемом $1,08 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$. Для поддержания температуры опыта и замера изменения давления сосуда высокого давления были оборудованы кожухом, соединенным с термостатом ТС-16А, и образцовыми манометрами.

Перед исследованием сосуда высокого давления были опрессованы и выполнены опыты с ньютоновской жидкостью (водой), которые показали, что давление в сосудах держится постоянным в течение длительного времени. Эксперименты проводились по методике, предложенной в [3]. Во всех опытах во избежание возникновения явления пульсации напряжений давление поднималось постепенно.

На основании картины наблюдаемого процесса при проведении исследований для оценки времени релаксации напряжений была выбрана реологическая модель, предложенная Пойтингом и Томсоном [4], пред-

ставляющая собой параллельное жесткое соединение тела Гука и тела Максвелла. Система, описываемая данной моделью, будет сочетать в себе свойства мгновенной и задержанной упругости. Исходя из выбранной модели и следуя работе [3], уравнение релаксации напряжений запишем в следующем виде:

$$P = P_{\infty} + (P_0 - P_{\infty}) \exp(-t/t_p),$$

где P_0 — давление в начальный момент времени, МПа; P_{∞} — давление в конце опыта, МПа; P — текущее давление в процессе опыта, МПа; t — текущее время в процессе опыта, с; t_p — время релаксации напряжений, с.

Все опытные данные были обработаны в координатах $\ln \frac{P_0 - P_{\infty}}{P - P_{\infty}}$,

t методом наименьших квадратов, где по углу наклона прямой можно вычислить время релаксации напряжений полимерного раствора. На рис. 1. представлена указанная зависимость для 0,25%-ного невакуумированного раствора ПАА при начальном давлении 0,6 МПа и температурах 303, 323, 343, 363 К. Как видно, все опытные точки достаточно удовлетворительно ложатся на прямые линии, имеющие различный наклон в зависимости от температуры опыта.

Эксперименты были проведены как с невакуумированными 0,05 и 0,25%-ными растворами, так и с вакуумированным 0,25%-ным раствором ПАА. Результаты исследований показаны на рис. 2, 3, 4.

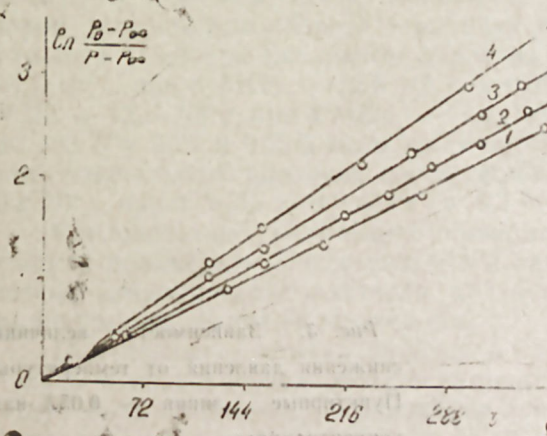


Рис. 1. Зависимость $\ln \frac{P_0 - P_{\infty}}{P - P_{\infty}}$ от времени выдержки раствора ПАА — 0,25%-ной концентрации при 0,6 МПа: 1 — 303 К; 2 — 323 К; 3 — 343 К; 4 — 363 К.

Как видно из представленных результатов, время релаксации при объемной деформации и в данном случае зависит от начального приложенного давления и концентрации полимера в растворе (рис. 2, 4). Однако при совместном действии давления, концентрации и температуры с увеличением температуры существенно изменяется и время релаксации напряжений и влияние каждого фактора в отдельности на время релаксации напряжений растворов ПАА. Из рис. 2 видно, что при 303 К время релаксации наибольшее и зависит от приложенного давления и концентрации полимера в растворе, причем разница во влиянии этих факторов на время релаксации также наибольшая. С увеличением тем-

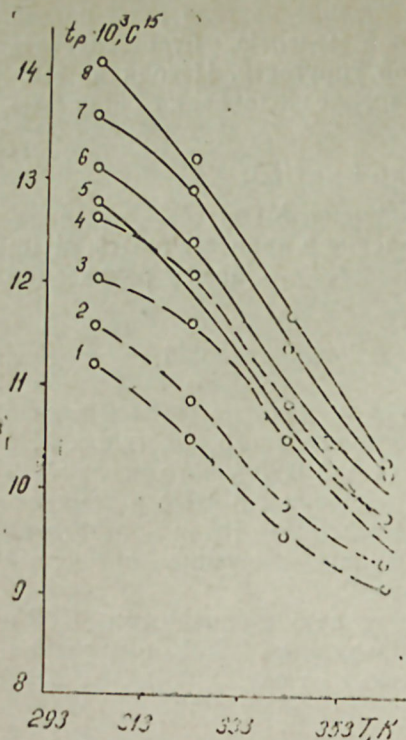


Рис. 2. Зависимость времени релаксации растворов ПАА от температуры. Пунктирные линии — 0,05%-ная концентрация: 1 — 4 МПа; 2 — 2,5 МПа; 3 — 1 МПа; 4 — 0,6 МПа. Сплошные линии — 0,25%-ная концентрация: 5 — 4 МПа; 6 — 2,5 МПа; 7 — 1 МПа; 8 — 0,6 МПа.

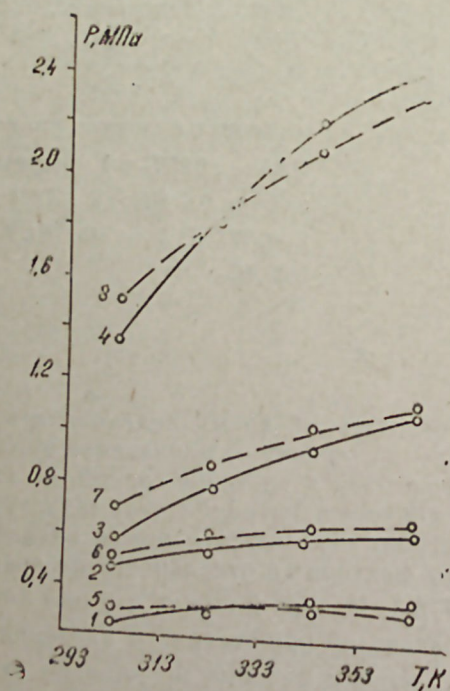


Рис. 3. Зависимость величины снижения давления от температуры. Пунктирные линии — 0,05%-ная концентрация: 5 — 0,6 МПа; 6 — 1 МПа; 7 — 2,5 МПа; 8 — 4 МПа. Сплошные линии — 0,25%-ная концентрация: 1 — 0,6 МПа; 2 — 1 МПа; 3 — 2,5 МПа; 4 — 4 МПа.

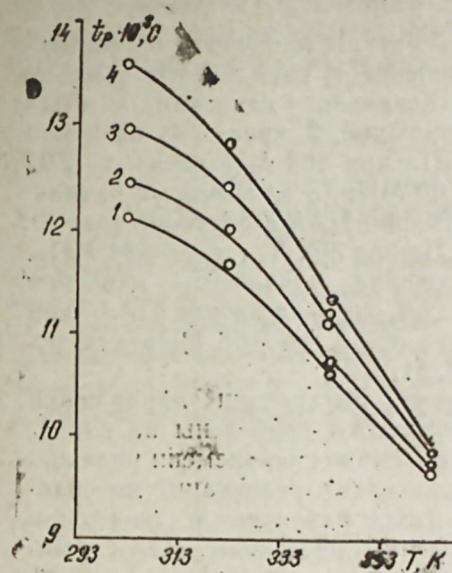


Рис. 4. Зависимость времени релаксации от температуры для вакуумированного 0,25%-ного раствора ПАА. 1 — 4 МПа; 2 — 2,5 МПа; 3 — 1 МПа; 4 — 0,6 МПа.

пературы от 303 до 363 К происходит как уменьшение времени релаксации в зависимости от температуры для каждой из концентраций и начальных давлений, так и уменьшение разницы во влиянии этих факторов. Например, в области невысоких температур 303 К у 0,25%-ного раствора ПАА при начальном давлении 0,6 МПа время релаксации $14,1 \cdot 10^3$ с, при 4 МПа — $12,8 \cdot 10^3$ с, у 0,05%-ного раствора ПАА при 0,6 МПа — $12,6 \cdot 10^3$ с, при 4 МПа — $11,4 \cdot 10^3$ с. С увеличением температуры до 363 К у 0,25 и 0,05%-ного растворов время релаксации в зависимости от начального давления соответственно при 0,6 МПа — $10,6 \cdot 10^3$ с и $9,8 \cdot 10^3$ с, при 4 МПа — $9,6 \cdot 10^3$ с и $9,1 \cdot 10^3$ с.

Следовательно, повышение температуры приводит к изменению свойств полимерных растворов, что и находит свое выражение в уменьшении влияния таких факторов, как начальное давление и концентрация полимера на время релаксации.

Полученные в опытах изменения времени релаксации, а следовательно и вязкоупругих свойств растворов под действием температуры могут быть объяснены на основании современных представлений о молекулярном строении полимеров [1, 2]. Как известно, в полимерных растворах образуются упорядоченные надмолекулярные структуры и релаксационные явления объясняются взаимной передислокацией компонентов этой структуры, стремящейся занять более выгодное в энергетическом отношении положение под действием приложенных усилий. В покое в полимерных растворах эти структуры образуются и разрушаются под действием теплового движения молекул так, что при постоянной температуре устанавливается динамическое равновесие. При повышении температуры вследствие ускорения теплового движения молекул и их образований убыстряется процесс разрушения и образования структур, они становятся менее стабильными. Поэтому при приложении давления происходит ускорение передислокации, что приводит как к уменьшению влияния приложенного давления и концентрации на вре-

мя релаксации, так и к уменьшению самого времени релаксации и вязкоупругих свойств полимерных растворов.

Это ясно видно из рис. 3. Рост температуры приводит к увеличению величины снижения начального давления и уменьшению влияния концентрации на эту величину. Так, для начального давления 4 МПа и 0,25%-ной концентрации ПАА в растворе (рис. 3, кривая 4) величина снижения начального давления с 1,26 МПа при 303 К доходит до 2,32 МПа при 363 К, т. е. увеличивается на 1,06 МПа, а для того же начального давления, но при 0,05%-ной концентрации ПАА в растворе (рис. 3, кривая 8) с 1,4 МПа при 303 К до 2,24 МПа при 363 К, т. е. на 0,84 МПа. Влияние концентрации на величину снижения начального давления уменьшается с 0,14 МПа для 0,25% и 0,05%-ного растворов ПАА при начальном давлении 4 МПа и температуре 303 К, до 0,08 МПа для тех же растворов при 363 К (рис. 3, кривые 4, 8).

Данные влияния температуры на время релаксации напряжений для вакуумированного 0,25%-ного раствора ПАА приведены на рис. 4. Вакуумирование раствора ПАА привело и к снижению времени релаксации и к усилению влияния температуры на время релаксации по сравнению с невакуумированным раствором. Такое различие в поведении вакуумированного и невакуумированного растворов ПАА может быть объяснено, на наш взгляд, несколькими причинами. С одной стороны, у невакуумированного раствора воздух, растворенный в нем, как в случае снижения давления в результате релаксации, так и в случае нагрева раствора, выделяется, и это приводит к образованию дисперсной системы, вследствие чего изменяются и свойства раствора и его поведение. С другой стороны, происходит расширение выделившегося воздуха при его нагреве, что ведет к уменьшению тепла падения давления, а следовательно, к увеличению величины времени релаксации у невакуумированного раствора.

Таким образом, изложенный материал показывает, что повышение температуры приводит как к снижению времени релаксации и вязкоупругих свойств, так и к уменьшению влияния начального давления и концентрации на вязкоупругие свойства полимерных растворов независимо от газонасыщенности. Поэтому при проектировании полимерного воздействия на нефтяные пласты для получения полной картины о поведении полимерных растворов необходимо учитывать влияние температуры на их вязкоупругие свойства.

Литература

1. Виноградов Г. В., Малкин А. Я. Реология полимеров. М., Химия, 1977, 440 с.
2. Каргин В. А., Слонимский Г. Л. Краткие очерки по физикохимии полимеров. М., Химия, 1967, 231 с.
3. Мирзаджанзаде А. Х., Мамедзаде Р. М., Расизаде Я. М., Швецов И. А., Шерстнев Н. М. Исследование кинетических эффектов вязкоупругих систем. Известия ВУЗ, Нефть и газ. 1976, № 2, 53—58 с.
4. Рейнер М. Реология. Наука, 1965, 224 с.

Ч. Ш. Вэзиров, А. С. Стреков

ЈУКСАК ТЭЗЈИГ ВЭ ТЕМПЕРАТУРДА ПОЛИМЕР МЭҢЛУЛЛАРЫНЫ КЭРКИНЛИЈИНИ РЕЛАКСАСИЈАСЫ

Мәгаләдә мұхтәлиф концентрасијалы ПАА мәнлулларының релаксасија хассәләринә тәзјиг вә температурун тәсиринин экспериментал нәтичәләри кәстәрилмишдир. Апа-

рылмыш тәдигатын нәтичәсиндә температурун артмасы релаксасија мүддәтинин өзлү-эластик хассәсини ашағы салмагла бәрәбәр, башлангыч тәзјигини вә концентрасијанын полимер мәнлулуунун релаксасија хассәсинә тәсиринин онларын газла дојмасындан асылы олмајараг азалдылмасы тәјин олунмушдур.

D. Sh. Vesirov, A. S. Strekov

RELAXATION OF THE POLYMER SOLUTIONS STRAINS AT HIGH PRESSURES AND TEMPERATURES

The article gives the results of experimental investigations of the influence of the temperature and pressure on the relaxation properties of the PAA solutions of different concentration. As a result of the carried out investigations the authors have determined that the increase of temperature leads both to the decrease of relaxation time and visco-elastic properties and the decrease of the influence of initial pressure and concentration on the relaxation properties of polymer solutions independently of their gas saturation.

УДК 622.276.071.532:5

Г. П. ГУСЕЙНОВ, А. И. ГУСЕЙНОВ

СТАЦИОНАРНЫЙ ПРИТОК ЖИДКОСТИ К ДУГОВОЙ БАТАРЕЕ НЕСОВЕРШЕННЫХ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

Изучение влияния наклона скважин относительно кровли и подошвы пласта на их производительность является одним из актуальных вопросов теории и практики разработки пластов. Исследованию указанного вопроса при стационарной фильтрации посвящен ряд работ [1, 3, 6 и др.]. В работах [1, 6, 7] предполагалось, что приток к наклонной скважине происходит послойно параллельно к напластованию. Влияние наклона на приток жидкости при этом, естественно, происходит за счет удлинения фильтра совершенной по степени вскрытия скважины.

В указанных работах сравниваются производительность скважин при их неравных прочих условиях. Так как в этих работах задача решена для случая совершенной скважины, то с изменением наклона скважины меняется и длина вскрытой части пласта скважиной. В [1] решены более общие задачи для случаев работы несовершенных наклонных скважин, которые не доведены до численных расчетов и не удалось изучить влияние различных факторов на перепад давления. В работе [3] получены наиболее удобные формулы для расчета показателей скважины и по ним было установлено влияние различных факторов на величину безразмерного дебита и забойного давления скважины. В настоящей работе результаты [3] обобщаются для случая, когда в горизонтальном однородном пласте мощностью h имеются ν несовершенных скважин одной и той же длины $2l$, одинаково наклонные к горизонтальной плоскости (под углом β). Предполагается, что несовершенные наклонные скважины, работающие с постоянными дебитами Q в пласте с непроницаемой кровлей и подошвой, равномерно расположены вдоль боковой поверхности элемента кругового усеченного конуса, начиная с одного конца его направляющей. Другой конец направляющей считаем свободным (это делается для получения частных случаев из общего), а ось конуса oz — перпендикулярной к кровле и подошве пласта.

Пусть R_0 — радиус верхнего основания элемента усеченного конуса; r_* — радиус контура питания, на котором задано среднее значение давления $P = P_* = \text{const}$; $\frac{2\pi}{\nu\rho}$ — центральный угол между соседними скважинами и $\rho \geq 1$ — любое число. Обозначения даны на рисунке. Требуется определить распределение давления в пласте, в частности забойное давление, или же дебит скважины. Следует отметить, что подобная задача для нестационарного движения в бесконечном пласте рассмотрена в [4].

Согласно работе [1], решение изложенной задачи можно представить в виде:

42

$$\frac{2\pi kh\Delta P}{\mu Q} = 1 + \ln \frac{r_*}{\sqrt{r_c^2 + l^2 \cos^2 \beta}} - \frac{r_c}{l \cos \beta} \text{arctg} \frac{l \cos \beta}{r_c} + \sum_{n=1}^{\nu-1} \int_0^{2l} K_0 \left(\frac{n\pi}{h} A_0 \right) \times \\ \times \cos \frac{n\pi z}{h} \cos \frac{n\pi a ds}{h l} + \frac{1}{2} \sum_{l=1}^{\nu-1} \int_0^{2l} \ln \frac{r_*}{A_1} \frac{ds}{l} + \sum_{l=1}^{\nu-1} \sum_{n=1}^{\nu-1} \int_0^{2l} K_0 \left(\frac{n\pi}{h} A_1 \right) \times \\ \times \cos \frac{n\pi z}{h} \cos \frac{n\pi a ds}{h l}, \quad (1)$$

где $\Delta P = P_* - P$; $a = a_0 + (l - s) \sin \beta$; $A_0 = A_l / l = 0$;

$$A_1^2 = r^2 + (R_0 + s \cos \beta)^2 - 2r(R_0 + s \cos \beta) \cos(\alpha - i\alpha_n); \alpha_n = \frac{2\pi}{\nu\rho}$$

r_c — средний радиус нормального сечения скважины, проведенного через ее центр; a_0 — расстояние центра скважины от подошвы пласта; K — проницаемость пористой среды; μ — вязкость пластовой жидкости; $K_0(x)$ — функция Бесселя нулевого порядка второго рода; r, φ и z — цилиндрические координаты произвольной точки M пласта.

Полагая в (1) $r \sin \varphi = r_c$, $r \cos \varphi = R_0 + l \cos \beta$, $\varphi = \text{arctg} \frac{r_c}{R_0 + l \cos \beta}$

и $z = a_0$ для перепада давления в безразмерных координатах будем иметь:

$$\Delta \bar{P}_c = \nu \ln \bar{r}_* - \ln 4 + \frac{1}{4\bar{l}} [F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) + F_0(\beta, \bar{l}) + f(\bar{l}, \bar{a}_0) + f_0(\bar{l})] - \\ - \frac{1}{4\bar{l}} [F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) + F_0(\beta, \bar{l})] - \sum_{l=1}^{\nu-1} \int_0^1 \ln \bar{A}_l du + 2 \sum_{l=1}^{\nu-1} \sum_{n=1}^{\nu-1} \int_0^1 K_0(n\pi \bar{A}_l) \times \\ \times \cos(n\pi \bar{a}_0) \cos n\pi [\bar{a}_0 + (1 - 2u) \bar{l} \sin \beta] du, \quad (2)$$

где

$$\Delta \bar{P}_c \frac{2\pi kh\Delta P_c}{\mu Q}, \quad \bar{r}_* = \frac{r_*}{h}, \quad \bar{l} = \frac{l}{h}, \quad \bar{a}_0 = \frac{a_0}{h}, \quad \bar{R}_0 = \frac{R_0}{h}, \quad \alpha_n = \frac{2\pi}{\nu\rho},$$

$$\bar{A}_l^2 = g_v^2(\beta, \bar{l}, \rho) + [2ul \cos \beta + G_v(\beta, \bar{l}, \rho)]^2,$$

$$g_v(\beta, \bar{l}, \rho) = -r_c \cos(i\alpha_n) + (R_0 + l \cos \beta) \sin(i\alpha_n),$$

$$G_v(\beta, \bar{l}, \rho) = \bar{R}_0 - (\bar{R}_0 + \bar{l} \cos \beta) \cos(i\alpha_n) - \bar{r}_c \sin(i\alpha_n),$$

$$F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) = \ln \frac{(\sqrt{r_c^2 + \bar{l}^2 + 4\bar{a}_0^2 - 4\bar{a}_0 \bar{l} \sin \beta} + \bar{l} - 2\bar{a}_0 \sin \beta)(\sqrt{r_c^2 + \bar{l}^2 + 4\bar{a}_0^2} + \\ + 4\bar{a}_0 \bar{l} \sin \beta + \bar{l} + 2\bar{a}_0 \sin \beta)}{r_c^2 + 4\bar{a}_0^2 \cos^2 \beta} + \sum_{n=1}^{\nu-1} \left[\ln \frac{2(n - \bar{a}_0) \sin \beta + \bar{l} + \sqrt{r_c^2 + \bar{l}^2 + 4(n - \bar{a}_0)^2} + \right. \\ \left. + 4(n - \bar{a}_0) \bar{l} \sin \beta}{2(n - \bar{a}_0) \sin \beta - \bar{l} + \sqrt{r_c^2 + \bar{l}^2 + 4(n - \bar{a}_0)^2} - \right. \\ \left. + 4(n - \bar{a}_0) \bar{l} \sin \beta} \right] + \ln \frac{2(n + \bar{a}_0) \sin \beta + \bar{l} + \sqrt{r_c^2 + \bar{l}^2 + 4(n + \bar{a}_0)^2} + 4(n + \bar{a}_0) \bar{l} \sin \beta}{2(n + \bar{a}_0) \sin \beta - \bar{l} + \sqrt{r_c^2 + \bar{l}^2 + 4(n + \bar{a}_0)^2} - 4(n + \bar{a}_0) \bar{l} \sin \beta} \Big];$$

43

$$F(\beta, l, a_0) = \sum_{n=3}^{\infty} \left\{ \ln \left[1 + \frac{[\bar{r}_c^2 + \bar{l}^2(1 - \sin^2\beta)] / (1 + \sin\beta)}{[2(n + \bar{a}_0) - l] \sqrt{\bar{r}_c^2 + \bar{l}^2 + 4(n + \bar{a}_0)^2 - 4(n + \bar{a}_0)\bar{l}\sin\beta + 2(n + \bar{a}_0) - \bar{l}\sin\beta}} \right] - \ln \left[1 + \frac{[\bar{r}_c^2 + \bar{l}^2(1 - \sin^2\beta)] / (1 + \sin\beta)}{[2(n + \bar{a}_0) + l] \sqrt{\bar{r}_c^2 + \bar{l}^2 + 4(n + \bar{a}_0)^2 + \bar{l}\sin\beta + 2(n + \bar{a}_0) + \bar{l}\sin\beta}} \right] \right\} +$$

$$+ \ln \left[1 + \frac{[\bar{r}_c^2 + \bar{l}^2(1 - \sin^2\beta)] / (1 + \sin\beta)}{[2(n - \bar{a}_0) - l] \sqrt{\bar{r}_c^2 + \bar{l}^2 + 4(n - \bar{a}_0)^2 - 4(n - \bar{a}_0)\bar{l}\sin\beta + 2(n - \bar{a}_0) - \bar{l}\sin\beta}} \right] - \ln \left[1 + \frac{[\bar{r}_c^2 + \bar{l}^2(1 - \sin^2\beta)] / (1 + \sin\beta)}{[2(n - \bar{a}_0) + l] \sqrt{\bar{r}_c^2 + \bar{l}^2 + 4(n - \bar{a}_0)^2 + 4(n - \bar{a}_0)\bar{l}\sin\beta + 2(n - \bar{a}_0) + \bar{l}\sin\beta}} \right];$$

$$f(\bar{l}, \bar{a}_0) = \ln \frac{\Gamma(3 + \bar{a}_0 - 0,5\bar{l})\Gamma(3 - \bar{a}_0 - 0,5\bar{l})}{\Gamma(3 + \bar{a}_0 + 0,5\bar{l})\Gamma(3 - \bar{a}_0 + 0,5\bar{l})}; f_0(\bar{l}) = f(\bar{l}, \bar{a}_0)_{\bar{a}_0=0};$$

$$F_0(\beta, \bar{l}) = F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0)_{\bar{a}_0=0}; F_0(\beta, \bar{l}) = F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0)_{\bar{a}_0=0}$$

Предпоследний член выражения (2) после интегрирования приобретает вид:

$$-\sum_{i=1}^{v-1} \int_0^1 \ln \bar{A}_i du = (v-1) - \Phi(\beta, \bar{l}, v, \rho), \quad (3)$$

где

$$\Phi(\beta, \bar{l}, v, \rho) = \sum_{i=1}^{v-1} \left\{ \ln \sqrt{g_v^2(\beta, \bar{l}, \rho) + [2\bar{l}\cos\beta + G_v(\beta, \bar{l}, \rho)]^2} + \frac{G_v(\beta, \bar{l}, \rho)}{4\bar{l}\cos\beta} \times \right.$$

$$\times \ln \left[1 + \frac{4\bar{l}^2\cos^2\beta + 4\bar{l}\cos\beta G_v(\beta, \bar{l}, \rho)}{g_v^2(\beta, \bar{l}, \rho) + G_v^2(\beta, \bar{l}, \rho)} \right] + \frac{g_v(\beta, \bar{l}, \rho)}{2\bar{l}\cos\beta} \times$$

$$\left. \times \operatorname{arctg} \frac{2\bar{l}\cos\beta \cdot g_v(\beta, \bar{l}, \rho)}{g_v^2(\beta, \bar{l}, \rho) + 2\bar{l}\cos\beta G_v(\beta, \bar{l}, \rho) + G_v^2(\beta, \bar{l}, \rho)} \right\}.$$

С учетом (3) выражение (2) приводится к виду:

$$\Delta \bar{P}_c = (v-1) + v \ln \bar{r}_c - \ln 4 + \frac{1}{4\bar{l}} [F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) + F_0(\beta, \bar{l}) + f(\bar{l}, \bar{a}_0) + f_0(\bar{l})] -$$

$$- \frac{1}{4\bar{l}} [F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) + F_0(\beta, \bar{l})] - \Phi(\beta, \bar{l}, v, \rho) + 2 \sum_{i=1}^{v-1} \sum_{n=1}^{\infty} \int_0^1 K_0(n\pi \bar{A}_i) \cos(n\pi \bar{a}_0) \times$$

$$\times \cos n\pi [\bar{a}_0 + (1-2u)l \sin\beta] du. \quad (4)$$

При $\beta = 90^\circ$ формула (4) принимает вид:

$$\Delta \bar{P}_c = v \ln \bar{r}_c - \ln 4e + \frac{1}{4\bar{l}} [\psi(\bar{l}, \bar{a}_0) + \Psi_0(\bar{l}) + f(\bar{l}, \bar{a}_0) + f_0(\bar{l})] - \sum_{i=1}^{v-1} \ln \bar{A}_i +$$

$$+ \frac{1}{\pi \bar{l}} \sum_{i=1}^{v-1} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \sin(n\pi \bar{l}) \cos^2(n\pi \bar{a}_0) K_0(n\pi \bar{A}_i) \quad (5)$$

где

$$\Psi(\bar{l}, \bar{a}_0) = F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0)|_{\beta=90^\circ}, \quad \Psi_0(\bar{l}) = F_0(\beta, \bar{l})|_{\beta=90^\circ},$$

$$\bar{A}_i^{-1} = \sqrt{[\bar{r}_c - \bar{R}_0 \sin(i\alpha)]^2 + \bar{R}_0^2 [1 - \cos(i\alpha)]^2}$$

Принимая $v=1$ в (4), имеем

$$\Delta \bar{P}_c = \ln \frac{\bar{r}_c}{4} + \frac{1}{4\bar{l}} [F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) + F_0(\beta, \bar{l}) - f(\bar{l}, \bar{a}_0) + f_0(\bar{l})] -$$

$$- \frac{1}{4\bar{l}} [F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) + F_0(\beta, \bar{l})]. \quad (6)$$

Чтобы получить формулы для вычисления безразмерного забойного давления или же безразмерного дебита многозабойной скважины, в соотношении (4) нужно принять $R_0=0$.

Для вычисления последнего выражения в формуле (6) составлена фортран-программа для ЭВМ «ЕС-1022» и она реализована при следующих данных: $\rho=1$; $a_0=0,5$; $\beta=0^\circ; 30^\circ; 60^\circ; 90^\circ$; $l=0,005; 0,050; 0,500; 1,000$. Значения выражения $-\frac{1}{4\bar{l}} [F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) + F_0(\beta, \bar{l})]$ приводятся в табл. 1.

Таблица 1

\bar{l} / β	0	30°	60°	90°
0,005	0	0	0	0
0,050	0	0	0	0
0,500	0,0025	0,0019	0,0006	0
1,000	0,0101	0,0077		

Из табл. 1 видно, что по сравнению с предыдущими членами, значения выражения $-\frac{1}{4\bar{l}} [F(\beta, \bar{l}, \bar{a}_0) + F_0(\beta, \bar{l})]$ являются достаточно малыми и поэтому ими можно пренебречь.

Следует отметить, что A_1 в (4) есть проекция расстояния между нулевой и любой другой скважиной на плоскость подошвы пласта, поэтому при $R_0=2,5; 5$ и 10 минимальные значения A_1 (если $\rho=1$) соответственно будут $2,5; 5$ и 10 . Следовательно (ввиду малости значения функции $K_0(x)$ при указанных \bar{A}_1) можно пренебречь последним членом формулы (4).

По формуле (4) составлена фортран-программа и она реализована на ЭВМ «ЕС-1022». Расчеты произведены при следующих значениях

параметров: $\rho=1$; $\nu=1$; 4; 8, $\bar{R}_0=2,5$; 5; 10, $\bar{r}_*=25$; 100, $\bar{a}_0=0,5$, $\beta=0^\circ$; 30° ; 60° ; 90° , $\bar{l}=0,005$; 0,050; 0,500; 1,000.

Из табл. 2—4 следует, что во всех рассмотренных случаях существенное влияние на безразмерный перепад давления оказывает изменение длины вскрываемой части пласта скважиной. Из табл. 3 и 4 видно,

Таблица 2

Значения безразмерного перепада давления для $\nu=1$

\bar{l}	$\beta=0^\circ$		$\beta=30^\circ$		$\beta=60^\circ$		$\beta=90^\circ$	
	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$
0,005	92,15	93,54	92,15	93,54	92,15	93,54	92,15	93,54
0,050	34,00	35,38	34,00	35,38	34,00	35,38	34,00	35,38
0,500	9,27	10,66	9,30	10,69	9,38	10,76	9,43	10,82
1,000	6,86	8,24	6,93	8,32				

Таблица 3

Значения безразмерного перепада давления для $\nu=4$

$R_0=2,5$								
\bar{l}	$\beta=0^\circ$		$\beta=30^\circ$		$\beta=60^\circ$		$\beta=90^\circ$	
	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$
0,005	100,67	106,21	100,67	106,21	100,67	106,22	100,67	106,22
0,050	42,46	48,00	42,47	48,01	42,49	48,04	42,52	48,07
0,500	17,24	22,79	17,34	22,89	17,61	23,16	17,95	23,50
1,000	14,37	19,92	14,56	20,11				

$R_0=5$								
0,005	98,59	104,14	98,59	104,14	98,59	104,14	98,59	104,14
0,050	40,41	45,95	40,42	45,96	40,43	45,97	40,44	45,99
0,500	15,42	20,97	15,49	21,04	15,67	21,22	15,87	21,42
1,000	12,75	18,30	12,89	18,44				

$R_0=10$								
0,005	96,51	102,06	96,51	102,06	96,51	102,06	96,52	102,06
0,050	38,34	43,89	38,35	43,89	38,35	43,90	38,36	43,91
0,500	13,48	19,03	13,53	19,08	13,66	19,21	13,79	19,34
1,000	10,93	16,48	11,04	16,59				

что при работе в пласте батареи четырех или же восьми скважин с увеличением угла наклона β от 0° (горизонтальная скважина) до 90° (вертикальная скважина) безразмерный перепад давления возрастает (забойное давление убывает) незначительно. Например, при $\bar{l}=0,5$, для $\nu=4$ в случае $R_0=2,5$ наибольшее значение безразмерного перепада давления составляет 4,1%, в случае $R_0=5$ —2,9%, в случае же $R_0=10$ —2,3%, а для $\nu=8$, наибольшие значения перепада дав-

Таблица 4

Значения безразмерного перепада давления для $\nu=8$

$\bar{R}_0=2,5$								
\bar{l}	$\beta=0^\circ$		$\beta=30^\circ$		$\beta=60^\circ$		$\beta=90^\circ$	
	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$	$\bar{r}_*=25$	$\bar{r}_*=100$
0,005	109,96	115,50	109,96	115,51	109,97	115,51	109,97	115,52
0,050	51,68	57,22	51,70	57,24	51,75	57,29	51,82	57,36
0,500	25,80	31,35	25,99	31,54	26,53	32,07	27,25	32,79
1,000	22,30	27,84	22,65	28,19				

$\bar{R}_0=5$								
0,005	105,11	110,66	105,11	110,66	105,12	110,66	105,12	110,67
0,050	46,90	52,44	46,91	52,45	46,93	52,48	46,97	52,51
0,500	21,57	27,11	21,69	27,23	22,00	27,55	22,40	27,94
1,000	18,54	24,09	18,77	24,32				

$\bar{R}_0=10$								
0,005	100,27	105,81	100,27	105,81	100,27	105,81	100,27	105,81
0,050	42,08	47,62	42,08	47,63	42,10	47,64	42,11	47,66
0,500	17,04	22,59	17,12	22,66	17,32	22,86	17,55	23,09
1,000	14,30	19,85	14,60	20,15				

ления соответственно будут: 5,6; 3,9; 3%. Из табл. 2 видно, что в случае работы одной скважины в пласте изменение угла наклона β от 0° до 90° почти не влияет на перепад давления.

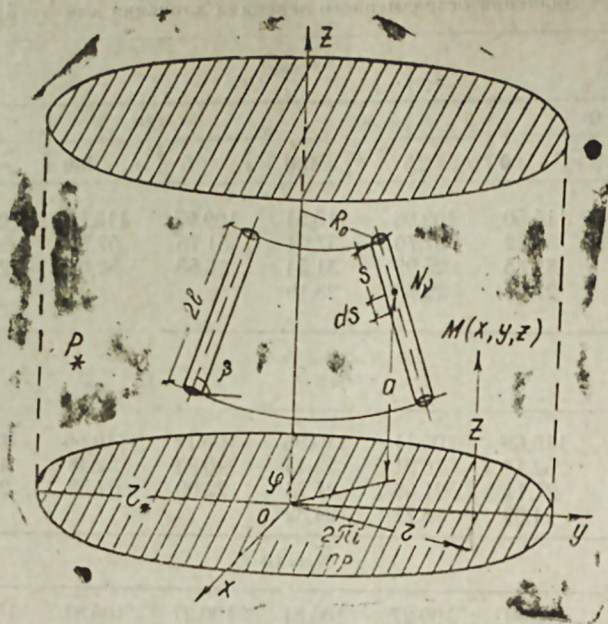
В случае работы батареи четырех или же восьми скважин с увеличением радиуса контура \bar{r}_* величина перепада давления уменьшается (забойное давление увеличивается). Например, для $\nu=4$ при изменении \bar{r}_* от 25 до 100 перепад давления в случае $R_0=2,5$ уменьшается от 4,1 до 3,1%, в случае $\bar{R}_0=5$ —от 2,9 до 2,3%, в случае же $R_0=10$ —от 2,3 до 1,6%, а для $\nu=8$ уменьшения перепада давления соответственно будут: от 5,6 до 4,6%; от 3,9 до 3,1%; от 3 до 2,2%.

На основании сравнения перепадов давления для случаев работы батареи и одной скважины можно отметить следующее. В случае

$R_0=2,5$ отношение $\frac{\Delta \bar{P}_{1c} - \bar{\Delta P}_{1c}}{\Delta \bar{P}_{1c}} \cdot 100\%$ ($\bar{\Delta P}_{1c}$ — безразмерный пере-

пад давления при работе в батарее ν скважин, а $\bar{\Delta P}_{1c}$ — безразмерный перепад давления при работе одной скважины в пласте) принимает наибольшее значение и с увеличением \bar{l} оно возрастает. Так, например, при $\bar{R}_0=2,5$, для $\nu=4$, в случае $\bar{r}_*=25$ с увеличением \bar{l} от 0,005 до 1 значение его растет от 9 до 110%, в случае же $\bar{r}_*=100$ —от 14 до 142%, т. е. более чем в 10 раз, а для $\nu=8$ указанные значения соответственно будут: от 19 до 227%; от 23 до 240%.

С увеличением \bar{r}_* при прочих равных условиях, величина этого отношения растет. Наибольшее значение его наблюдается в случае $R_0=2,5$, $\bar{l}=1$ и с изменением \bar{r}_* от 25 до 100 при $\nu=4$ меняется от 110 до 142%, а при $\nu=8$ —от 227 до 240%.



Схематическое изображение пластовой системы.

Из сравнения перепадов давлений при работе батарей четырех и восьми скважин следует, что с увеличением числа скважин в два раза в батарее перепад давления по величине увеличивается до 8,1, т. е. более в 1,5 раза.

Литература

1. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М., Недра, 1964, стр. 69—72.
2. Градштейн И. С., Рыжик И. М. Таблицы интегралов сумм, рядов и произведений. М., Физматгиз, 1951, стр. 351, 443.
3. Гусейнов Г. П., Гусейнов А. И., Гусейнов А. С. Исследование влияния наклона и степени вскрытия скважины на приток жидкости. Труды АзНИПИнефть, вып. XIII, 1977, стр. 133—138.
4. Гусейнов Г. П., Гусейнов А. И. Интерференция дуговой батареи несовершенных наклонных скважин при упругом режиме. Изв. АН Азерб. ССР, сер. физ.-техн. и математ. наук, 1981, № 1.
5. Карслоу Х. Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. М., Наука, 1964, стр. 270.
6. Табаков В. П. О притоке к наклонной скважине в слоистом пласте и ее эффективности. НТС по добыче нефти, вып. II. М., ВНИИ, 1961, стр. 44—49.
7. Николаевский В. Н. Влияние наклона скважин на ее дебит. Изв. АН СССР, отд. техн. наук, 1958, № 1.
8. Cinco L., Miller F. G. and Ramey H. J. Jr. Unsteady-State Pressure Distribution Created By a Directionally Drilled Well. Jour. of Petr. Tech. November, 1975, p. 1392—1400.

Г. П. Гусейнов, А. И. Гусейнов

МАЈЕНИН НАТАМАМ МАИЛИ ГУЈУЛАРЫН ГӨВСВАРЫ БАТАРЕЈАСЫНА ГЭРАРЛАШМЫШ АХЫНЫ

Мәгаләдә кәсік конус элементинин сәтлин үзрә мунтәзәм јерләшмиш натамам манли гујулара мајенин гәрәрлашмыш ахын һәрәкәтинә бахылып. Јајын дөшәмә вә таваны

кечирмәз гујуларын мәнсулдарлығы вә гидаланма контуру үзрә тәзјиг сабит гәбул едилр. Јајда манли натамам гујулардан ибарәт дائرәви батареја ишләјән һал үчүн һесабат апарылмыш, мејл бучағы, ачылма дәрәчәси, гујулар сајы, батареја вә гидаланма контуру радиусунун өлчүсүз тәзјиг дүшкүсүнә тәсири өјрәнилмишдир.

G. P. Guseinov, A. I. Guseinov

STATIONARY FLUID INFLUX TO ARC BATTERY OF IMPERFECT DEVIATED WELLS

This work considers stationary movement of a fluid to imperfect deviated wells situated evenly along the lateral surface of a truncated cone element. The reservoir caps and bottoms are assumed to be impermeable and well production and pressure along feed contour are constant.

For a case of using a circle battery of imperfect deviated wells in a reservoir, the authors have made calculations and studied the influence of deviation angle, degree of drilling in, number of wells, battery radius and feed contour on dimensionless pressure drop.

В. В. БЕЛОВ, М. В. СИЯТСКИЙ

**НАХОЖДЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ
 МАССИВНОГО ТРЕЩИНОВАТОГО ПЛАСТА МЕТОДОМ
 ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ**

Многочисленные геологические и промысловые исследования [8, 10] свидетельствуют о наличии анизотропии трещиноватых коллекторов нефти и газа относительно проницаемости, которая, как известно, влияет на технико-экономические показатели эксплуатации скважин, эффективность вытеснения и охват пластов заводнением, а в конечном счете на нефтеотдачу залежей.

Распространенным случаем анизотропии массивных трещиноватых пластов является различие проницаемости горных пород вдоль и поперек напластования, что в горизонтальных или слабо наклонных коллекторах проявляется как различие горизонтальной k_r и вертикальной k_z проницаемости.

В данной статье рассматривается гидродинамическая модель скважины, частично вскрывшей массивный трещиновато-кавернозный анизотропный пласт, и предлагается методика определения вертикальной проницаемости коллектора по кривой восстановления давления (КВД).

Как известно [1, 14], в случае остановки скважины, частично вскрывшей пласт большой мощности, на протяжении части периода исследования происходит неустановившаяся искривленная пространственная фильтрация жидкости. При этом на рост забойного давления влияет как горизонтальная, так и вертикальная проницаемость, что дает возможность путем анализа соответствующего участка КВД, отражающего искривленное течение, определить вертикальную проницаемость исследуемого коллектора.

Рассмотрим неустановившееся искривленное течение однородной жидкости, обусловленное мгновенной остановкой несовершенной по степени вскрытия скважины, длительное время эксплуатировавшей массивный трещиновато-кавернозный пласт с постоянным дебитом. Поскольку область искривленного течения удалена от скважины на десятки метров, фильтрация подчиняется обобщенному закону Дарси для анизотропных сред [8]. Воспользуемся декартовой прямоугольной координатной системой x, y, z . Пусть главные оси тензора k трещинной проницаемости совпадают с x, y, z . После изотропирующей деформации анизотропной среды рассматриваемый процесс описывается обычным уравнением неразрывности потока в изотропном коллекторе

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y_1^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z_1^2} = \frac{\mu \beta^*}{k_1} \frac{dP}{dt}, \quad (1)$$

где x_1, y_1, z_1 — деформированные координаты, в случае осесимметричного потока $k_x = k_y = k_r$, тогда

$$x_1 = \sqrt[6]{\frac{k_z}{k_r}} \cdot x; \quad y_1 = \sqrt[6]{\frac{k_z}{k_r}} \cdot y; \quad z_1 = \sqrt[3]{\frac{k_r}{k_z}} \cdot z; \quad (2)$$

k_1 — коэффициент проницаемости деформированной изотропной среды для данного случая

$$k_1 = \sqrt[3]{k_r^2 k_z}; \quad (3)$$

β^* — коэффициент упругоэластичности пласта; μ — динамическая вязкость жидкости.

Известные решения [6] уравнения (1) по ряду причин, главная из которых — громоздкость их математических представлений, не нашли широкого применения в нефтепромысловой практике при оценках вертикальной проницаемости пластов. Для этого более пригодно простое, пусть приближенное, но достаточно точное решение.

Поэтому применим для описания неустановившегося искривленного течения теорию обобщенного одномерного потока [1, 2, 7], заменяя при этом реальную несовершенную скважину ее гидродинамической моделью. Принимая гиперболически-эллипсоидальную схему потока, воспользуемся системой вырожденных эллипсоидальных «вытянутых» координат q_1, q_2, q_3 [1]. Используя известные соотношения координат двух координатных систем [12], уравнение (1) можно представить в виде:

$$\frac{\partial}{\partial q_1} \left(\frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_1} \cdot \frac{\partial F}{\partial q_1} \right) = Z_1 \cdot L_2 \cdot L_3 \cdot \frac{\mu \beta^*}{k_1} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (4)$$

где L_1, L_2, L_3 — коэффициенты Ламе [12].

Эффективным приемом преобразования дифференциального уравнения (4) является введение новой переменной r , которая для принятых условий имеет вид [1]:

$$r = \int_0^{q_1} L_1 \cdot dq_1. \quad (5)$$

Введем следующие обозначения:

$$\frac{\partial}{L_1 \partial q_1} \ln L_2 L_3 = \frac{j}{r}; \quad (6)$$

$$x_1 = \frac{k_1}{\mu \beta^*}; \quad \Delta P(r, t) = P(r, t) - P(r), \quad (7)$$

где j — показатель степени искривленности потока; x_1 — коэффициент пьезопроводности пласта; $P(r), P(r, t)$ — распределение давления в пласте до и после остановки скважины.

С учетом (6), (7) из (4) получаем уравнение пьезопроводности в пространстве $j + 1$ измерений [9]:

$$\frac{\partial^2 \Delta P(r, t)}{\partial r^2} + \frac{i}{r} \cdot \frac{\partial \Delta P(r, t)}{\partial r} = \frac{1}{x_1} \cdot \frac{\partial \Delta P(r, t)}{\partial t}. \quad (8)$$

Краевые условия задачи

$$\Delta P(r, t = 0) = 0; \quad \Delta P(r \rightarrow \infty, t) = 0 \quad (9)$$

$$\frac{\partial}{\partial r} \Delta P(r, t) = - \frac{\mu Q_0}{2\pi l^2 \psi(q_c) k_1}, \quad (10)$$

где Q_0 — дебит скважины до остановки в пластовых условиях; $2\pi l^2\psi(q_c)$ — площадь полуэллипсоида вращения с фокусным расстоянием $2l$, принятого в качестве модели скважины [1, 2].

Приближенное решение уравнения (8) с условиями (9), (10) известно [9] и имеет вид:

$$\Delta P(r_c, t) = \frac{\mu Q_0 r_c}{4\pi k_1 l^2 \psi(q_c) \Gamma(1+\nu)} \cdot r \left(\nu, \frac{r_c^2}{4x_1 t} \right), \quad (11)$$

где $\nu = \frac{j-1}{2}$ — показатель формы неустановившегося потока жидкости к скважине [2].

Полученная формула (11) описывает процесс роста давления на забое несовершенной скважины, дренирующей массивный анизотропный трещиновато-кавернозный коллектор.

Для оценки точности решения (11) выполнены расчеты КВД в гипотетических скважинах, вскрытых в интервале h_1 , анизотропные пласты мощностью H_1 (рис. 1), для сравнения здесь же приведены результаты расчета по М. Хантушу [13] и Р. Рагхавану, К. Кларку [14]. Установлено (рис. 1), что решение (11) удовлетворительно описывает

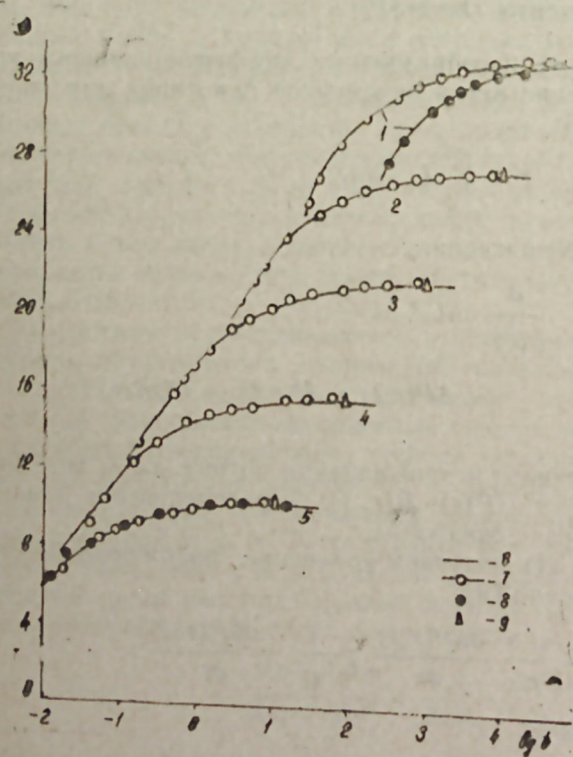


Рис. 1. Расчетные кривые восстановления давления в несовершенных скважинах, дренирующих массивные анизотропные пласты, при относительном вскрытии.

$\bar{h} = 0,04$; $\frac{\mu Q_0}{4\pi k_1 H_1} = 0,1$ МПа; $R_{c1} = 0,1$ м;
 $\alpha_r = 0,05$ м²/с; $\frac{H_1}{2R_{c1}} = d = 500$; $1-\chi = 0,01$; $2-\chi = 0,11$; $3-\chi = 1$; $4-\chi = 11$, 11 ; $5-\chi = 100$; 6 — по методике (10); 7 — по методике (3); 8 — по предлагаемой формуле (11); 9 — время t_2^*

процесс восстановления давления в течение всего периода неустановившегося искривленного течения, который, согласно [13], происходит спустя

$$\frac{h^2}{20\chi\alpha_r} = t_1^* \leq t \leq t_2^* = \frac{H^2}{2\chi\alpha_r}, \quad (12)$$

где χ — коэффициент анизотропии;

$$\chi = \frac{k_z}{k_r}, \quad (13)$$

после остановки скважины. Расхождения результатов расчета по формуле (11) с методикой [13] не превышают 5—7% в широком диапазоне относительных вскрытий пласта \bar{h} и анизотропии χ . Отметим, что решение [14], основанное на схеме сферически-радиального потока, весьма приближенно характеризует процесс. С ростом \bar{h} и уменьшением χ расхождения увеличиваются.

Для практического использования формулы (11) воспользуемся в интегральном представлении неполной гамма-функции теоремой о среднем значении [5]:

$$\Gamma \left(\nu, \frac{r_c^2}{4x_1 t} \right) = \int_{\frac{r_c^2}{4x_1 t}}^{\infty} \exp(-x) \cdot x^{\nu-1} \cdot dx = \left[\frac{4x_1 T}{r_c^2} \right]^{-\nu} \int_{\frac{r_c^2}{4x_1 t}}^{\infty} \exp(-x) \cdot x^{-1} \cdot dx = \left[\frac{4x_1 T}{r_c^2} \right]^{-\nu} \cdot Ei \left(-\frac{r_c^2}{4x_1 t} \right), \quad (14)$$

где $T = T(t)$ — некоторое среднее время процесса $0 < T < t$.

Функция $\left[\frac{4x_1 T}{r_c^2} \right]^{-\nu}$ табулирована ранее [2]. Используя представ-

ление интегральной показательной функции при малых значениях аргумента и учитывая (14), находим, что в случае массивного трещиновато-кавернозного пласта восстановление давления на забое несовершенной скважины с неоднородной призабойной зоной описывается уравнением прямой линии в координатных осях $\bar{\Delta P}_c(t) - \lg t$;

$$\bar{\Delta P}_c(t) = i \lg t + B, \quad (15)$$

где

$$\bar{\Delta P}_c(t) = \left\{ \frac{\exp[\alpha \Delta P_c(t)] - 1}{\alpha} \exp[-\alpha \Delta P_c(t) - bQ^2] \right\} \left[\frac{4x_1 T}{r_c^2} \right]^{-\nu} \quad (16)$$

в случае нелинейной теории упругого режима;

$$\Delta P_c(t) = [\Delta P_c(t) - bQ^2] \cdot \left[\frac{4x_1 T}{r_c^2} \right]^{-\nu} \quad (17)$$

в случае линейной теории упругого режима;

$$i = \frac{\mu \cdot b_{11} \cdot Q \lg \frac{2h}{R_c}}{1,185 \cdot \rho \cdot h \cdot k_1 \Gamma(\nu)}, \quad (18)$$

$$B = i \left(\lg \frac{2,25x_1}{r_c^2} + 2S \right); \quad (19)$$

vQ^2 — интегральная величина инерционных потерь; α — параметр деформации пласта; v_{II} — объемный коэффициент нефти; ρ — плотность дегазированной нефти; R_c — деформированный радиус скважины; Q — дебит скважины до остановки в поверхностных условиях; S — показатель «скин-эффекта».

Последовательность определения вертикальной проницаемости массивного анизотропного пласта в целом аналогична определению проницаемости массивного изотропного пласта [4]. При этом, зная значение горизонтальной проницаемости k_r , которую можно определить согласно [3], необходимо задаться коэффициентом анизотропии пласта χ и определить деформированные параметры пласта и скважины

$$h = h_1 \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{\chi}}; \quad H = H_1 \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{\chi}}; \quad R_c = R_{c1} \cdot \sqrt[6]{\frac{1}{\chi}}, \quad (20)$$

где h_1, H_1, R_{c1} — реальные параметры.

В ходе вычислений необходимо использовать величины проницаемости и пьезопроводности деформированного изотропного пласта, которые вычисляются по формулам (7) и

$$k_1 = \sqrt[3]{\chi} \cdot k_r. \quad (21)$$

Получив значение функции восстановления забойного давления $\Delta P_c(t)$, строят КВД в осях $\Delta P_c(t) - \lg t$, по наклону конечного

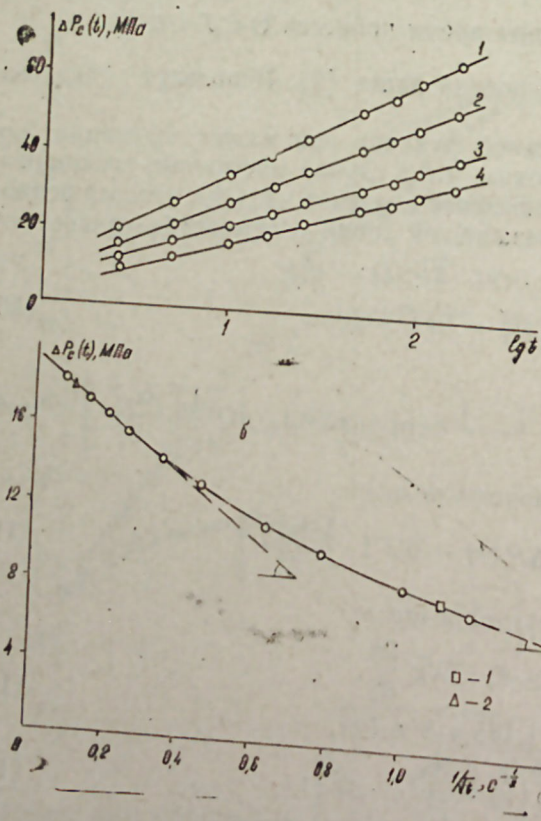


Рис. 2. Обработка КВД гипотетической скважины $\bar{h} = 0,3$; $\frac{\mu Q_0}{4\pi k_r H_1} = 1 \text{ МПа}$; $R_{c1} = 0,1 \text{ м}$; $\alpha_r = 0,05 \text{ м}^2/\text{с}$; $\chi = 11,11$; а) — по предлагаемой методике, в случае следующих задаваемых значений χ : 1— $\chi = 100$; 2— $\chi = 11,11$; 3— $\chi = 1$; 4— $\chi = 0,1$; б) — по методике (14), 1—точка t_1^* начала искривленного течения; 2—точка t_2^* окончания искривленного течения.

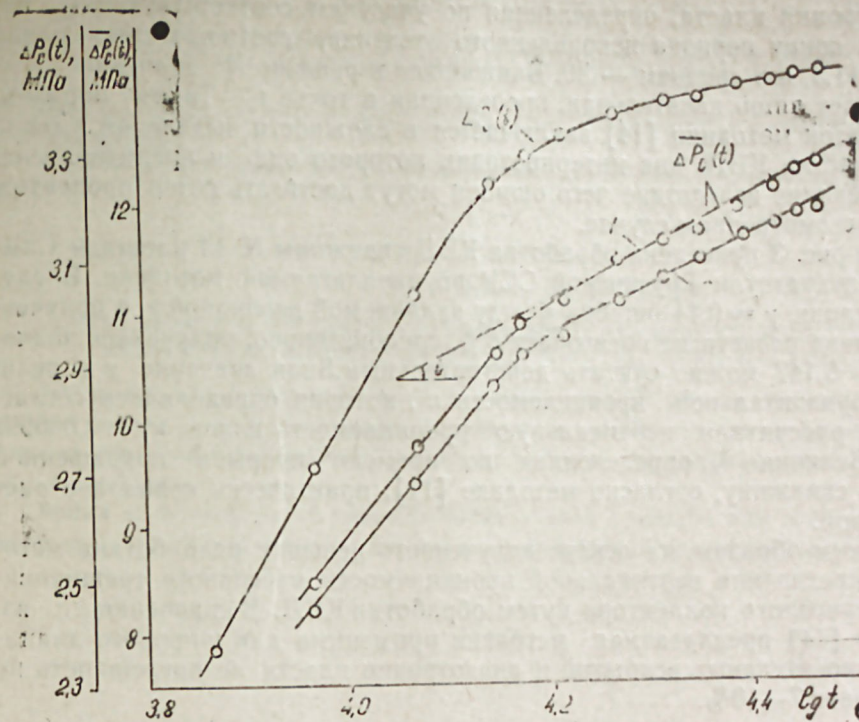


Рис. 3. Обработка КВД по скважине № 14 площади Самгори—Патардзеули, замеренной 5.06.1979 г., при следующих принимаемых значениях χ : 1 — $\chi = 0,1$; 2 — $\chi = 0,14$.

прямолинейного участка i из формулы (18) определяется проницаемость деформированного изотропного пласта k_1 , затем анизотропия

$$\chi = \left(\frac{k_1}{k_r} \right)^3 \quad (22)$$

и из формулы (13) находится вертикальная проницаемость пласта k_2 .

Для оценки точности приближенной зависимости (15) были произведены обработки гипотетических КВД, рассчитанных по формулам М. Хантуша [13]. Пример перестроенных кривых в осях $\Delta \bar{P}_c(t) - \lg t$ приведен на рис. 2а.

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что зависимость (15) с достаточной точностью описывает процесс роста забойного давления на протяжении всего периода искривленного течения, погрешность определения вертикальной проницаемости k_2 пласта не превышает 10%.

Для сравнения на рис. 2б приведена обработка той же самой КВД по методике [14]. Согласно [14] часть участка КВД, отражающего неустановившееся искривленное течение, в координатных осях $\Delta P_c(t) - 1/\sqrt{t}$ должна иметь прямолинейный характер: по наклону этого участка определяется χ , а затем k_2 . Из рис. 2б очевидно, что в действительности участок неустановившегося искривленного течения, находящийся в диапазоне (12), имеет явный криволинейный характер.

Анизотропия пласта, определенная по участкам соответствующим началу и концу периода искривленного течения, соответственно равна 49,0 и 11,3, а в среднем — 30. Ближайшее к реальному значению $\chi = 11,11$ дает лишь касательная, проведенная в точке t_2 . Таким образом, недостаток методики [14] заключается в сложности выделения именно того участка КВД, для интерпретации которого она и предназначена, возникающие вследствие чего ошибки могут достигать сотен процентов, как в рассмотренном случае.

На рис. 3 приведена обработка КВД скважины № 14 площади Самгори-Патардзеули Грузинской ССР по предлагаемой методике. В случае задания $\chi = 0,14$ ошибка между задаваемой величиной χ и полученной в ходе расчета не превышает 5%, следовательно, полученное значение $\chi = 0,147$ можно считать действительным. Зная значение χ и величину горизонтальной проницаемости k_r , которая определялась согласно [3], рассчитали вертикальную проницаемость пласта $k_z = 0,000992$ мкм². Величина k_z , определенная по времени прорыва подошвенной воды в скважину, согласно методике [11], практически совпала с рассчитанной.

Таким образом, на основе полученного решения разработана методика определения вертикальной проницаемости массивного трещиновато-кавернозного коллектора путем обработки КВД. В сравнении с известной [14] предлагаемая методика применима для широкого диапазона относительных вскрытий и анизотропии пласта, ее погрешность не превышает 7—10%.

Литература

1. Белов В. В. Неустановившаяся фильтрация жидкости в массивном трещиноватом пласте к несовершенной скважине. Грозный, СевКавНИПИ нефть. Деп. во ВНИИОЭНГе, 1977, № 436.
2. Белов В. В. Учет несовершенства скважин в массивных трещиноватых пластах при обработке кривых восстановления давления. Грозный, СевКавНИПИнефть. Деп. во ВНИИОЭНГе, 1977, № 437.
3. Белов В. В., Сиятский М. В. Экспресс-метод определения горизонтальной проницаемости массивного коллектора. Грозный, СевКавНИПИнефть. Деп. во ВНИИОЭНГе, 1982, № 926нг-Д82.
4. Инструкция по гидродинамическим исследованиям глубоких скважин и трещиноватых коллекторов объединения «Грознефть». Белов В. В., Дубинина Т. П., Зинковский Д. Ш. и др. Грозный, СевКавНИПИнефть, 1981.
5. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М., Наука, 1970.
6. Лыков А. В. Теория теплопроводности. М.: Высшая школа, 1967.
7. Пыхачев Г. Б. Обобщенный одномерный поток любой жидкости в пласте. «Нефть и газ», 1970, № 1.
8. Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966.
9. Седов Л. И. Методы подобия и размерности в механике. М.: Наука, 1977.
10. Смехов Е. М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. М.: Гостоптехиздат, 1961, вып. 172.
11. Телков А. П., Габдулин Р. Г. Особенности эксплуатации нефтяных залежей с подошвенной водой. НТО ВНИИОЭНГа, серия «Добыча», М.: 1972.
12. Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. М.: Наука, 1966.
13. Hantuch M. S. Hydraulics of Wells. «Advances in Hydrosiences». Academic Press Inc., New York, 1964, v. 1.
14. Raghavan R., Clark K. K. Vertical Permeability from Limited Entry Flow Tests in Thick Formations. «Soc. of Petr. Eng. J.», 1975, v. 15, No. 1, February.

В. В. Белов, М. В. Сиятский

ГУЈУДИБИ ТЭЗЈИГИН БЭРПА ҮСУЛУ ИЛЭ ИРИ ЧАТЛЫ ЛАЈДА ШАГУЛИ КЕЧИРИЧИЛИЈИН ТАПЫЛМАСЫ

Мәгаләдә иричатлы лајы ачмыш натамам гујуда тәзјигин бәрпасы мәсәләсинин һәлли верилмишдир.

Алынмыш һәллә әсасән шагули кечиричилијин тәјјини үчүн үсул тәклиф едилмишдир.

V. V. Belov, M. V. Siatsky

DETERMINATION OF VERTICAL PERMEABILITY OF MASSIVE FRACTURED RESERVOIR BY METHOD OF BOTTOM-HOLE PRESSURE BUILD-UP

The solving of the problem of pressure build-up in the well, partially drilling-up massive fractured reservoir is given in this article. An approximate description process to the well by the theory of generalized one-dimensional flow with the method of isotropical space deformation is taken as a principle.

Method of determination of vertical permeability, which is used for wide range of relative drill-in of the reserve and of reserve anisotropism, is developed (error does not exceed 7—10%).

П. В. БЕЗУХОВ, М. Д. РОЗЕНБЕРГ

ТРЕХФАЗНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ЖИДКОСТИ В НЕФТЯНОМ ПЛАСТЕ

На процессы фильтрации углеводородных смесей в пластах глубоководных месторождений сильно влияют такие факторы, как различие физических свойств флюидов, массообмен между фазами, деформации и изменения фильтрационно-емкостных свойств пород, неоднородность коллекторов. Эти факторы могут быть учтены в рамках гидродинамической модели фильтрации многофазных, многокомпонентных систем [6].

Рассмотрим изотермическую, равновесную фильтрацию многокомпонентной системы, состоящей из трех фаз: жидкой углеводородной (нефти или газового конденсата), газовой углеводородной (газа) и водной (воды). Пренебрегаем растворимостью воды в углеводородных фазах, влиянием молекулярной диффузии и капиллярных сил. Уравнения многофазной многокомпонентной фильтрации [6] для этого случая можно представить в виде:

$$\nabla W_l + \bar{Q}_l = \frac{\partial}{\partial t} (Z_l U_n); \quad (1)$$

$$\nabla W_w + \bar{Q}_w = \frac{\partial}{\partial t} U_w; \quad (2)$$

$$W_l = A\kappa \left(X_l \frac{f_l \rho_l}{\mu_l M_l} (\nabla p + \gamma_l \nabla D) + Y_l \frac{f_v \rho_v}{\mu_v M_v} (\nabla p + \gamma_v \nabla D) \right) \quad (3)$$

(l = 1, 2, ..., N);

$$W_w = A\kappa \frac{f_w P_w}{\mu_w} (\nabla p + \gamma_w \nabla D); \quad (4)$$

$$U_n = Am \left(\frac{\rho_l S_l}{M_l} + \frac{\rho_v S_v}{M_v} \right); \quad (5)$$

$$U_w = Am \rho_w S_w; \quad (6)$$

$$\sum_{l=1}^N Z_l = 1; \quad (7)$$

$$s_l + s_v + s_w = 1 \quad (8)$$

Здесь индексы «L», «V», «W» относятся соответственно к жидкой углеводородной, газовой углеводородной и водной фазам; N — число углеводородных компонентов; p — давление; s_α — насыщенность фазой α (α = L, V, W), κ(x, y, p) — абсолютная проницаемость пористой среды; m(x, y, p) — пористость породы пласта; A(x, y, p) — мощ-

ность пласта; t — время; f_α(s_L, s_w) — относительные фазовые проницаемости; ρ_α, μ_α, γ_α, M_α — соответственно плотности, вязкости, удельные и молекулярные веса, D(x, y) — превышение точки (x, y) над некоторой горизонтальной плоскостью; x, y — координаты; V — мольная доля газа в смеси углеводородов; Z_l, X_l, Y_l — мольные доли l-го компонента в смеси углеводородов, жидкой и газовой углеводородных фазах соответственно; Q_α — плотность источников и стоков, моделирующих скважины (α = 1, ..., N, w), вид функции Q_α определяется способом аппроксимации скважин; 0 ≤ x ≤ L_x, 0 ≤ y ≤ L_y — область фильтрации.

Для составов углеводородных фаз выполняются условия

$$\sum_{l=1}^N X_l = 1,$$

$$\sum_{l=1}^N Y_l = 1.$$

Используя эти условия, просуммируем уравнения (1) по всем компонентам и получим уравнения:

$$\nabla (W_L + W_V) + \bar{Q}_y = \frac{\partial}{\partial t} U_n; \quad (9)$$

$$W_\alpha = Ak \frac{f_\alpha \rho_\alpha}{\mu_\alpha M_\alpha} (\nabla p + \gamma_\alpha \nabla D), \quad (\alpha = L, V); \quad (10)$$

где Q_y — плотность источников и стоков многокомпонентной смеси.

Далее вместо системы уравнений (1) — (8) будем рассматривать эквивалентную ей систему (1) — (10).

В начальный момент времени задаются распределения давления, состава смеси углеводородов и водонасыщенности. На границах пласта задаются условия их непроницаемости. Скважины моделируются с помощью добавочных фильтрационных сопротивлений; на забоях задаются давления или массовые дебиты (расходы) смеси углеводородов, а у нагнетательных скважин, кроме того, — состав углеводородной смеси и водонасыщенность.

Система (1) — (10) с соответствующими краевыми и начальными условиями решается численным методом. Для этого введем неравномерную пространственно-временную сетку в области

$$0 \leq x \leq L_x, \quad 0 \leq y \leq L_y, \quad 0 \leq t \leq t_{\text{кон}};$$

$$t^{n+1} = t^n + \Delta t^{n+1}, \quad t^0 = 0, \quad t^{T+1} = t_{\text{кон}},$$

$$x_0 = 0, \quad x_{N_x} = L_x, \quad y_0 = 0, \quad t_{N_y} = L_y,$$

$$(n = 0, 1, \dots, T; \quad i = 0, 1, \dots, N_x; \quad j = 0, 1, \dots, N_y).$$

Аналогично [8] между целыми узлами x_i, y_j введем полуцелые узлы

$$x_{i \pm 1/2}, \quad y_{j \pm 1/2};$$

$$x_{i-1/2} = x_{i-1} + 1/2 \Delta x_{i-1/2};$$

$$y_{j-1/2} = y_{j-1} + 1/2 \Delta y_{j-1/2};$$

$$\begin{aligned} \Delta x_{i-1/2} &= x_i - x_{i-1}, \quad (i=1, \dots, N_x); \\ \Delta y_{j-1/2} &= y_j - y_{j-1}, \quad (j=1, \dots, N_y); \\ \Delta x_i &= 1/2(x_{i+1} - x_{i-1}), \quad (i=0, 1, \dots, N_x); \\ \Delta y_j &= 1/2(y_{j+1} - y_j), \quad (j=0, 1, \dots, N_y); \\ (x_{-1} &= 0, \quad x_{N_x+1} = x_{N_x}, \quad y_{-1} = 0, \quad y_{N_y+1} = y_{N_y}). \end{aligned}$$

Систему уравнений (1) — (10) аппроксимируем консервативными разностными уравнениями с первым порядком точности:

$$\begin{aligned} (W_{L,i-1/2,j}^{n+1} + W_{L,i+1/2,j}^{n+1} + W_{L,i,j-1/2}^{n+1} + W_{L,i,j+1/2}^{n+1} + Q_{L,i,j}^{n+1}) \Delta t^{n+1} = \\ = \Delta x_i \Delta y_j (Z_{L,i,j}^{n+1} U_{u,i,j}^{n+1} - Z_{L,i,j}^n U_{u,i,j}^n), \quad (l=1, \dots, N); \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} (W_{L,i-1/2,j}^{n+1} + W_{V,i-1/2,j}^{n+1} + W_{L,i,j-1/2}^{n+1} + W_{V,i,j-1/2}^{n+1} + W_{L,i,j+1/2}^{n+1} + W_{V,i,j+1/2}^{n+1} + \\ + W_{L,i,j+1/2}^{n+1} + W_{V,i,j+1/2}^{n+1} + Q_{V,i,j}^{n+1}) \Delta t^{n+1} = \Delta x_i \Delta y_j (U_{u,i,j}^{n+1} - U_{u,i,j}^n); \end{aligned} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} (W_{w,i-1/2,j}^{n+1} + W_{w,i+1/2,j}^{n+1} + W_{w,i,j-1/2}^{n+1} + W_{w,i,j+1/2}^{n+1} + Q_{w,i,j}^{n+1}) \Delta t^{n+1} = \\ = \Delta x_i \Delta y_j (U_{w,i,j}^{n+1} - U_{w,i,j}^n); \end{aligned} \quad (13)$$

$$W_{L,i-1/2,j}^{n+1} = W_{L,i-1/2,j}^{n+1} + W_{V,i-1/2,j}^{n+1}; \quad (14)$$

$$W_{\alpha,i-1/2,j}^{n+1} = T_{\alpha,i-1/2,j}^n \Phi_{\alpha,i-1/2,j}^{n+1}, \quad (l=1, \dots, N; \alpha = L, V);$$

$$T_{\alpha,i-1/2,j}^n = a_{i-1/2,j}^n b_{\alpha,i-1/2,j}^n \quad (l=1, \dots, N; \alpha = L, V);$$

$$T_{\alpha,i-1/2,j}^n = a_{i-1/2,j}^n b_{\alpha,i-1/2,j}^n, \quad (\alpha = L, V, W);$$

$$\Phi_{\alpha,i-1/2,j}^{n+1} = p_{i-1,j}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1} + \gamma_{\alpha,i-1/2,j}^n (D_{l-1,j} - D_{l,j}), \quad (\alpha = L, V, W);$$

$$b_{L,i-1/2,j}^n = \left(\frac{f_L \rho_L}{\mu_L M_L} \right)_{\sigma,j}^n \Delta y_j / \Delta x_{i-1/2};$$

$$b_{L,i-1/2,j}^n = \left(X_i \frac{f_L \rho_L}{\mu_L M_L} \right)_{\delta,j}^n \Delta y_j / \Delta x_{i-1/2}, \quad (l=1, \dots, N);$$

$$\delta = \begin{cases} i-1, & \text{если } \Phi_{L,i-1/2,j}^{n+1} \geq 0 \\ i, & \text{если } \Phi_{L,i-1/2,j}^{n+1} < 0 \end{cases}$$

$$b_{V,i-1/2,j}^n = \left(\frac{f_V \rho_V}{\mu_V M_V} \right)_{\sigma,j}^n \Delta y_j / \Delta x_{i-1/2};$$

$$b_{V,i-1/2,j}^n = \left(Y_i \frac{f_V \rho_V}{\mu_V M_V} \right)_{\sigma,j}^n \Delta y_j / \Delta x_{i-1/2}, \quad (l=1, \dots, N);$$

$$\sigma = \begin{cases} i-1, & \text{если } \Phi_{V,i-1/2,j}^{n+1} \geq 0 \\ i, & \text{если } \Phi_{V,i-1/2,j}^{n+1} < 0 \end{cases};$$

$$b_w^n = \left(\frac{f_w \rho_w}{\mu_w} \right)_{\xi,j}^n \Delta y_j / \Delta x_{i-1/2};$$

$$\xi = \begin{cases} i-1, & \text{если } \Phi_{w,i-1/2,j}^{n+1} \geq 0 \\ i, & \text{если } \Phi_{w,i-1/2,j}^{n+1} < 0 \end{cases}$$

$$a_{i-1/2,j}^n = 2a_{i,j}^n a_{i-1,j}^n (a_{i,j}^n + a_{i-1,j}^n)^{-1};$$

$$a_{i,j}^n = (Ak)_{i,j}^n;$$

$$\gamma_{\alpha,i-1/2,j}^n = 1/2 (\gamma_{\alpha,i,j}^n + \gamma_{\alpha,i-1,j}^n); \quad (15)$$

$$\sum_{l=1}^N Z_{l,i,j}^{n+1} = 1; \quad (16)$$

$$S_{L,i,j}^{n+1} + S_{V,i,j}^{n+1} + S_{w,i,j}^{n+1} = 1 \quad (17)$$

Функции $f_\alpha, \rho_\alpha, \mu_\alpha, M_\alpha, X_\alpha, Y_\alpha$ сносятся в ближайший узел вверх по потоку для обеспечения устойчивости разностной схемы.

По аналогии с [5] и [8] дебиты эксплуатационных и нагнетательных скважин аппроксимируем следующим образом:

$$Q_{\alpha,i,j}^n = \sum_q^{N_q} Q_{\alpha,q}^n \delta_{i,j,q}, \quad (\alpha = 1, \dots, N, y, w)$$

$$\delta_{i,j,q} = \begin{cases} 1, & \text{при } x_i = x_q \text{ и } y_j = y_q \\ 0, & \text{в остальных узлах} \end{cases}$$

где q — номер скважины; N_q — число скважин; x_q, y_q — координаты узла, в котором имеется скважина с номером q ; $Q_{l,q}^n, Q_{y,q}^n, Q_{w,q}^n$ — дебиты или расходы l -го компонента, углеводородов и воды соответственно, причем для компонентов и смеси углеводородов $Q_{\alpha,q}^n$ выражается в мольных единицах, а для воды — в массовых.

Для моделирования скважин воспользуемся методом добавочных фильтрационных сопротивлений [3]. Будем считать, что у скважины существует цилиндрическая окрестность радиуса $r_{k,q}$, где течение близко к квазистационарному. Сеточные параметры $p_{i,j}^n, Z_{l,i,j}^n, \dots, Z_{N,i,j}^n, s_{w,i,j}^n$ относятся к радиусу $r_{k,q}$. Пренебрегая в этой окрестности влиянием гравитации и концевыми эффектами, получим:

$$Q_{y,q}^{n+1} = \frac{2\pi}{\ln \frac{r_{k,q}}{r_{c,q}}} \int_{P_{c,q}^{n+1}}^{P_{k,q}^{n+1}} Ak \left(\frac{f_L \rho_L}{\mu_L M_L} + \frac{f_V \rho_V}{\mu_V M_V} \right) dp; \quad (18)$$

$$Q_{l,q}^{n+1} = \frac{2\pi}{\ln \frac{r_{k,q}}{r_{c,q}}} \int_{P_{c,q}^{n+1}}^{P_{k,q}^{n+1}} Ak \left(X_l \frac{f_L \rho_L}{\mu_L M_L} + Y_l \frac{f_V \rho_V}{\mu_V M_V} \right) dp, \quad (l=1, 2, \dots, N);$$

$$Q_{w,q}^{n+1} = \frac{2\pi}{\ln \frac{r_{k,q}}{r_{c,q}}} \int_{P_{c,q}^{n+1}}^{P_{k,q}^{n+1}} \frac{A k f_w \rho_w}{\mu_w} dp, \quad (19)$$

где $r_{c,q}$ — радиус q -ой скважины; $P_{c,q}^{n+1}$ — давление на контуре $r_{c,q}$; $P_{k,q}^{n+1}$ — на $r_{k,q}$, т. е. сеточное давление в ячейке, содержащей q -ую скважину. В пределах цилиндрической области радиуса $r_{k,q}$ распределение состава смеси углеводородов и водонасыщенности принято однородным, причем для нагнетательных скважин значения этих параметров берутся на контуре скважины, а для эксплуатационных — на контуре $r_{k,q}$.

Система разностных уравнений (11) — (17) неявна и нелинейна относительно $P_{i,j}^{n+1}$. Воспользуемся следующими очевидными соотношениями

$$U_n(p, Z_1, \dots, Z_N, s_w) = (1-s_w) \bar{U}_n(p, Z_1, \dots, Z_N),$$

$$U_n(p, Z_1, \dots, Z_N) = Am \left(\frac{(1-V) M_L}{\rho_L} + \frac{V M_v}{\rho_v} \right)^{-1},$$

$$U_w(p, s_w) = s_w \bar{U}_w(p),$$

$$\bar{U}_w = Am \rho_w.$$

и линеаризуем по Ньютону дебиты и часть членов, входящих во временные производные уравнений (11) — (13):

$$Q_{\alpha,q}^{n+1} = Q_{\alpha,q}^v + \frac{\partial Q_{\alpha,q}(p_{i,j}^v)}{\partial p} (p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v); \quad (20)$$

$$U_{n,i,j}^{n+1} = U_{n,i,j}^v + \frac{\partial U_n(p_{i,j}^v, Z_{1,i,j}^v, \dots, Z_{N,i,j}^v, s_{w,i,j}^v)}{\partial p} (p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v) + \frac{\partial U_n(p_{i,j}^v, Z_{1,i,j}^v, \dots, Z_{N,i,j}^v, s_{w,i,j}^v)}{\partial s_w} (s_{w,i,j}^{v+1} - s_{w,i,j}^v) = U_{n,i,j}^v + (1-s_{w,i,j}^v) \frac{\partial \bar{U}_n(p_{i,j}^v, Z_{1,i,j}^v, \dots, Z_{N,i,j}^v)}{\partial p} (p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v) - \bar{U}_{n,i,j}(p_{i,j}^v, Z_{1,i,j}^v, \dots, Z_{N,i,j}^v) (s_{w,i,j}^{v+1} - s_{w,i,j}^v); \quad (21)$$

$$U_{w,i,j}^{n+1} = U_{w,i,j}^v + \frac{\partial U_w(p_{i,j}^v, s_{w,i,j}^v)}{\partial p} (p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v) + \frac{\partial U_w(p_{i,j}^v, s_{w,i,j}^v)}{\partial s_w} (s_{w,i,j}^{v+1} - s_{w,i,j}^v) = U_{w,i,j}^v + s_{w,i,j}^v \frac{\partial \bar{U}_w(p_{i,j}^v)}{\partial p} (p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v) + \bar{U}_w(p_{i,j}^v) (s_{w,i,j}^{v+1} - s_{w,i,j}^v),$$

Здесь v — номер итерации. Остальные коэффициенты вычисляются как функции независимых переменных, значения которых $p_{i,j}^v, Z_{1,i,j}^v, \dots, Z_{N,i,j}^v, s_{w,i,j}^v$ получены на предыдущей итерации.

Подставим выражения (20) — (21) в систему (11) — (17) и получим систему линейных алгебраических уравнений относительно неиз-

вестных $p_{i,j}^{v+1}, s_{w,i,j}^{v+1}$. Из этой системы исключим $s_{w,i,j}^{v+1}$, для чего сложим уравнения для смеси углеводородов (12) с уравнениями для водной фазы (13), умноженными на $\lambda_{i,j}^v$,

$$\lambda_{i,j}^v = \bar{U}_n(p_{i,j}^v, Z_{1,i,j}^v, \dots, Z_{N,i,j}^v) / \bar{U}_w(p_{i,j}^v).$$

Преобразованная таким образом система линейных алгебраических уравнений содержит лишь неизвестные давления:

$$\begin{aligned} & (W_{L,i-1/2,j}^{v+1} + W_{v,i-1/2,j}^{v+1} + \lambda_{i,j}^v W_{w,i-1/2,j}^{v+1} + W_{L,i+1/2,j}^{v+1} + W_{v,i+1/2,j}^{v+1} + \lambda_{i,j}^v W_{w,i+1/2,j}^{v+1} + W_{L,i,j-1/2}^{v+1} + W_{v,i,j-1/2}^{v+1} + \lambda_{i,j}^v W_{w,i,j-1/2}^{v+1} + W_{L,i,j+1/2}^{v+1} + W_{v,i,j+1/2}^{v+1} + \lambda_{i,j}^v W_{w,i,j+1/2}^{v+1} + (Q_y + \lambda Q_w)_{i,j}^v + \left(\frac{\partial Q_y}{\partial p} + \lambda \frac{\partial Q_w}{\partial p} \right)_{i,j}^v (p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v)) \Delta t^{n+1} = \\ & = \Delta x_i \Delta y_j (U_{n,i,j}^v + (1-s_{w,i,j}^v) \left(\frac{\partial \bar{U}_n}{\partial p} \right)_{i,j}^v (p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v) + \lambda_{i,j}^v s_{w,i,j}^v \left(\frac{\partial \bar{U}_w}{\partial p} \right)_{i,j}^v (p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v) - U_{n,i,j}^v - \lambda_{i,j}^v U_{w,i,j}^v). \end{aligned} \quad (22)$$

Система уравнений для давления решается методом последовательной верхней релаксации [2]. Далее по явным формулам (11) (13) определяются $Z_{1,i,j}^{v+1}, \dots, Z_{N,i,j}^{v+1}, s_{w,i,j}^{v+1}$. Итерации по нелинейности прекращаются по достижении необходимой точности:

$$\max |p_{i,j}^{v+1} - p_{i,j}^v| < \varepsilon_p, \quad \max |s_{w,i,j}^{v+1} - s_{w,i,j}^v| < \varepsilon_w,$$

$$\max_{1 \leq l \leq N} |Z_{l,i,j}^{v+1} - Z_{l,i,j}^v| < \varepsilon_l, \quad (l = 1, \dots, N).$$

Значения искоемых функций на последней итерации принимаются за решения $p_{i,j}^{n+1}, Z_{1,i,j}^{n+1}, \dots, Z_{N,i,j}^{n+1}, s_{w,i,j}^{n+1}$, затем аналогичные вычисления повторяются на следующем временном слое и т. д.

Поскольку уравнения (11) — (17) явные относительно составов и насыщенностей, разностная схема является условно устойчивой. В каждом конкретном расчете временной шаг определяется после серии оценочных вычислений-прогнозов программы с различными значениями временных шагов.

Для реализации приведенного выше численного метода необходимо иметь алгоритмы, позволяющие по заданному давлению, температуре и составу смеси углеводородов определять относительные количества, составы, плотности и вязкости равновесных фаз. Методы расчета этих характеристик приводятся в [4].

Предложенная разностная схема была реализована в виде программы расчета двумерной трехфазной фильтрации многокомпонентной жидкости с учетом массообмена между углеводородными фазами.

По разработанной программе были рассчитаны технологические показатели истощения элемента залежи летучей нефти (рис. 1). Приведем исходные данные, используемые в расчетах.

1. Начальное пластовое давление $p_0 = 45$ МПа выше давления насыщения ($p_{нас} \approx 30$ МПа).

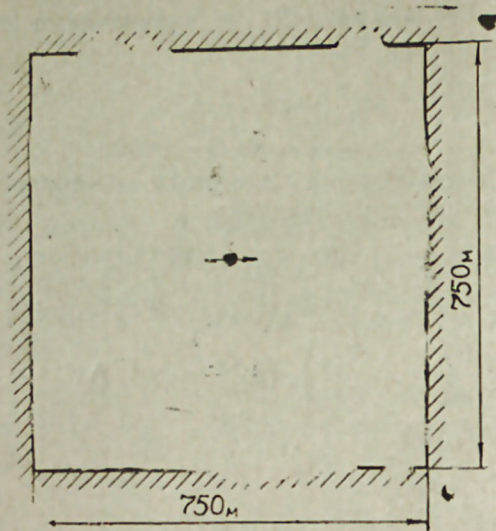


Рис. 1. Расчетный элемент залежи легкой нефти.

2. Пластовая температура $T_{пл} = 100^\circ\text{C}$,
3. Пористость $m(x, y, p) = 0,1 \exp(2 \cdot 10^{-2} (p - p_0))$,
4. Мощность пласта $A(x, y, p) = 10 \exp(m(x, y, p) \cdot 2 \cdot 10^{-3} (p - p_0))$ м
5. Проницаемость $k(x, y, p) = 0,05 \exp(10^{-2} (p - p_0))$ мкм².
6. Геометрические размеры расчетного элемента: ширина $L_y = 750$ м, длина $L_x = 750$ м.
7. Превышение над горизонтальной плоскостью $D(x, y) = 0$.
8. Физические свойства пластовых флюидов: Состав нефти в мольных долях: метан 0,633, этан 0,075, пропан 0,047, н. бутан 0,041, Н. пентан 0,03, Н. гексан 0,014, остаток (C_7+) 0,16. В начальном состоянии плотность нефти 0,55 г/см³, вязкость 0,18 мПа с, растворимость газа 456 м³/т. Коэффициент сжимаемости воды $\beta_w = 4 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа.
9. Относительные фазовые проницаемости системы нефть-вода-газ приняты в соответствии с работой [7]:

$$f_L(s_L, s_w) = \begin{cases} \left(\frac{s_L - 0,15}{0,85} \right)^{2,8} (1 + (2,4 + 16,5 s_v) s_w), & \text{если } s_L \geq 0,15 \\ 0, & \text{если } s_L \leq 0,15 \end{cases}$$

$$f_v(s_L, s_w) = \begin{cases} \left(\frac{s_v - 0,1}{0,9} \right)^{2,5} (1 + 3(1 - s_v)), & \text{если } s_v \geq 0,1 \\ 0, & \text{если } s_v \leq 0,1 \end{cases}$$

$$f_w(s_L, s_w) = \begin{cases} \left(\frac{s_w - 0,2}{0,8} \right)^{3,5}, & \text{если } s_w \geq 0,2 \\ 0, & \text{если } s_w \leq 0,2 \end{cases}$$

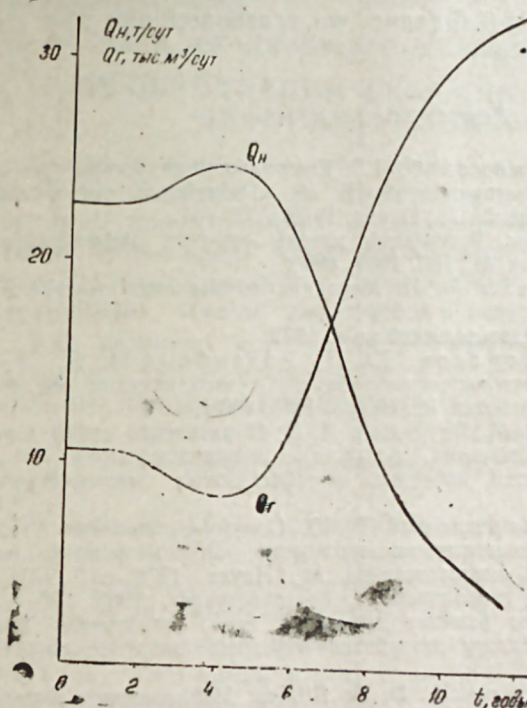


Рис. 2. Динамика добычи нефти и газа.

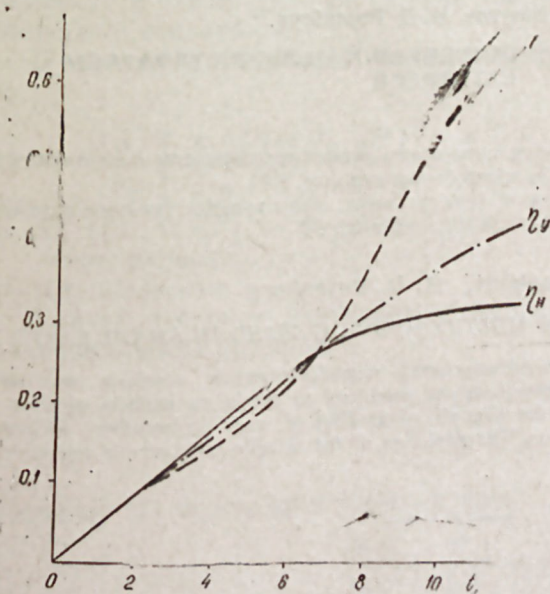


Рис. 3. Зависимость углеводородо- $\gamma_{г}$ газо- $\gamma_{н}$ и нефтеотдачи $\gamma_{в}$ от времени истощения.

10. Насыщенность связанной водой $S_{wc}=0,15$.

11. Радиус скважины $r_{c1}=0,01$ м.

Истощение осуществлялось при заданном массовом дебите углеводородов $Q_v=32$ т/сут. При снижении пластового давления ниже 10 МПа разработка прекращалась.

Результаты расчетов показаны на рис. 2, 3. Время счета одного варианта — 1,5 часа на БЭСМ-6. Баланс по углеводородам при этом выдерживался с точностью до 1%.

Литература

1. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамические методы расчетов нефтегазоконденсатных месторождений. В сб. «Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений». М., Наука, 1978, с. 53—61.
2. Вазов В., Форсайт Дж. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных. М., ИЛ, 1963, 488 с.
3. Вахитов Г. Г., Сургучев М. Л. Методика определения технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (ВНИИ-2). М., Всесоюз. нефтегазовый научно-исследовательский ин-т, 1977.
4. Гиматулинов Ш. К., Борисов Ю. П., Розенберг М. Д. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. М., Недра, 1983, 463 с.
5. Курбанов А. К., Кац Р. М., Кундин А. С. О расчетной схеме трехфазной фильтрации с модифицированными фазовыми проницаемостями. В кн.: Повышение эффективности разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. М., 1980, с. 3—15.
6. Розенберг М. Д., Шовкринский Г. Ю. Основные проблемы рациональной разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Сб. «Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений». М., Наука, 1978, с. 12—20.
7. Чарный И. А. Подземная гидродинамика. Гостехиздат, 1963, 396 с.
8. Шалимов Б. В. Численное решение двумерных задач трехфазной фильтрации. В кн.: Исследования в области разработки нефтяных месторождений и физики пласта. М., 1976, с. 172—184.
9. Kazemi H., Vestal C. R., Shank G. D. An Efficient Multicomponent Numerical Simulator. SPE, vol. 18, N 5, October, 1978, p. 355—368.

П. В. Безухов, М. Д. Розенберг

НЕФТ ЛАЈЫНДА ЧОХКОМПОНЕНТЛИ МАЈЕЛЭРИН ҮЧФАЗАЛЫ СҮЗҮЛМӘСИ

Мәгаләдә сонду фәргләр үсүлүнүн көмәји илә икпөлчүлү үчфазалы чохкомпонентли татышығын сүзүлмәси мәсәләсини һәллинә бахылмышдыр.
Тәклиф олунмуш програма әсасән јүнкүл нефт јатагларынын түкәнмәси заманы техноложји көстәричиләрин һесаблинамасы верилмишидир.

P. V. Besukhov, M. D. Rosenberg

THREE-PHASE FILTRATION OF MULTICOMPONENT FLUID IN AN OIL LAYER

A two-dimensional, three-phase, multicomponent, numerical reservoir simulator was developed. Flow equations in finite-difference form are combined to obtain an implicit equation for the pressure, an explicit equation for the over-all composition of each hydrocarbon component and an explicit water saturation equation. The depletion of the volatile oil reservoir was considered as an example.

УДК. 622.276.031:532.51

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Г. И. ДЖАЛАЛОВ, Ф. М. МУСТАФАЕВ

ОБ ОБВОДНЕНИИ СКВАЖИН В АНИЗОТРОПНЫХ ДЕФОРМИРУЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Согласно исследованиям, проведенным Е. М. Смеховым, Е. С. Роммом, Р. Г. Исаевым и др., трещиноватые нефтяные пласты расчленены регулярно ориентированными взаимно-перпендикулярными системами трещин. Такая среда является анизотропной и ее проницаемость зависит от густоты трещин в каждой системе, их раскрытости, ориентации и давления.

Как известно, исследования фильтрации жидкости и процесса обводнения скважин имеют очень важное значение для разработки нефтяных месторождений. Для гранулярных анизотропных сред такие работы были выполнены в [2, 3, 5, 9]. Изучение простейших фильтрационных потоков в трещиноватых деформируемых коллекторах проводилось в [7].

В данной работе исследуются процессы перемещения водонефтяного контакта и обводнения прямолинейных батарей скважин в однородно-анизотропных деформируемых пластах. Допустим, что ограниченный анизотропный деформируемый трещиноватый пласт разрабатывается несколькими прямолинейными рядами неравнодебитных батарей скважин (рис. 1). В каждом ряду скважины пробурены через равные интервалы и фильтрация жидкости подчиняется линейному закону Дарси. Требуется исследовать особенность процесса стягивания контура нефтеносности в зависимости от степени анизотропии деформируемого трещиноватого коллектора.

В данном случае общее уравнение стационарной фильтрации имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{K_x(P) \rho(P)}{\mu(P)} \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{K_y(P) \rho(P)}{\mu(P)} \frac{\partial P}{\partial y} \right] = 0 \quad (1)$$

где $K_x(P)$, $K_y(P)$ — функция проницаемости в направлении оси X и Y соответственно, $\rho(P)$, $\mu(P)$ — соответственно плотность и вязкость жидкости.

Считая, что закон изменения проницаемости по каждой координате одинаков и вводя функцию

$$\varphi(P) = \int_P^{P_k} \frac{f(P) \bar{\rho}(P)}{\bar{\mu}(P)} dP,$$

уравнение (1) можно представить в виде:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \eta^2} = 0, \quad (2)$$

где

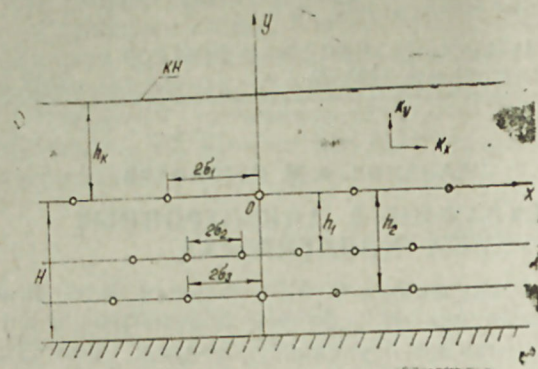


Рис. 1. Схема пласта.

$$\xi = \sqrt[4]{\frac{K_y^0}{K_x^0}} x; \quad \eta = \sqrt[4]{\frac{K_x^0}{K_y^0}} y;$$

$$\bar{\rho}(P) = \frac{\rho(P)}{\rho_0}; \quad \bar{\mu}(P) = \frac{\mu(P)}{\mu_0};$$

$f(P)$ — безразмерная функция изменения проницаемости от давления $K_x^0, K_y^0, \rho_0, \mu_0$ — начальные значения соответствующих параметров.

Уравнение (2) с учетом логарифмической особенности в заданных точках области будем решать при следующих граничных условиях:

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial y} \right|_{y=-H} = 0; \quad \left. \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right|_{x=\pm \sigma_j} = 0;$$

$$\varphi|_{y=h_k} = \varphi_k. \quad (3)$$

Характеристическую функцию течения рассматриваемой задачи аналогично [4] можно представить в следующем виде:

$$F(\zeta) = A + i\zeta B + \frac{Q_1 \mu_0}{2\pi b \rho_0 \sqrt{K_x^0 K_y^0}} \left\{ \ln \sin \frac{\pi \zeta}{2\bar{\sigma}_1} + \sum_{j=2}^n \frac{Q_j}{Q_1} \ln \sin \frac{\pi(\zeta - \zeta_j)}{2\bar{\sigma}_j} \right\}, \quad (4)$$

где

$$\zeta = \xi + i\eta; \quad \zeta_j = \xi_j + i\eta_j$$

$$\bar{\sigma}_j = \sqrt[4]{\frac{K_y^0}{K_x^0}} \sigma_j; \quad \bar{h}_k = \sqrt[4]{\frac{K_x^0}{K_y^0}} h_k;$$

$$B = - \frac{\mu_0}{2\pi b \rho_0 \sqrt{K_x^0 K_y^0}} \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{2\bar{\sigma}_j}$$

$$A = \varphi_k + \frac{\mu_0}{2\pi b \rho_0 \sqrt{K_x^0 K_y^0}} \sum_{j=1}^n Q_j \left(\ln 2 - \frac{\pi \bar{h}_k}{\bar{\sigma}_j} \right)$$

n — число батарей.

Принимая, что расстояние до первоначального контура нефтеносности и между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах, т. е. $\bar{h}_k \eta_j > 2\bar{\sigma}_j$, что обычно имеет место на практике, уравнение движения частицы жидкости по любой линии тока можно представить в следующем виде [4,5]:

$$\tau = \frac{2}{K_0^* (V^2 - 1)} \left[(V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\bar{\sigma}_1} + \ln \frac{\sin \frac{2\left(\frac{\pi}{2} - C\right)}{1+V}}{\cos C} \right], \quad (5)$$

где

$$\tau = \frac{Q_1 \pi}{4\sigma_1 b m \rho_0} t; \quad K_0^* = \sqrt{\frac{K_x^0}{K_y^0}};$$

$$V = 1 + 2 \sum_{j=2}^n \frac{\bar{\sigma}_1 Q_j}{\sigma_j Q_1}; \quad C = \arctg \{K_0^* \operatorname{tg} \theta\}.$$

По главной и нейтральной линиям тока уравнения движения частицы жидкости соответственно примут вид

$$\tau_{ra} = \frac{2}{K_0^* (V^2 - 1)} \left[(V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\bar{\sigma}_1} - \ln \frac{1+V}{2} \right] \quad (6)$$

$$\tau_n = \frac{2}{K_0^* (V^2 - 1)} \left[(V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\bar{\sigma}_1} - \ln \frac{1 + \frac{1}{V}}{2} \right]. \quad (7)$$

Как видно, формулы (5) — (7) совпадают с аналогичными формулами для недеформируемой анизотропной среды, так как в деформируемых трещиноватых коллекторах при заданных дебитах процесс обводнения скважин практически не зависит от физических свойств коллектора [6]. Поэтому исследуем поставленную задачу при заданных забойных давлениях.

Массовый дебит скважин первой от контура нефтеносности батарей можно выразить формулой [8]:

$$Q_1 = \frac{2\pi b \rho_0 \sqrt{K_x^0 K_y^0}}{\mu_0 \bar{N}} (\varphi_k - \varphi_c), \quad (8)$$

где

$$\bar{N} = \frac{\pi}{2\bar{\sigma}_1} (2\bar{h}_k - \eta V) - \ln \operatorname{sh} \frac{\pi \eta_c}{2\bar{\sigma}_1} - \ln 2 - \sum_{j=2}^n \frac{Q_j}{Q_1} \left[\ln 2 \operatorname{ch} \frac{\pi \eta_j}{2\bar{\sigma}_j} + \frac{\pi(\eta_j - 2\bar{h}_k)}{2\bar{\sigma}_j} \right],$$

Теперь, учитывая (8) в формулах (5) — (7), получим искомые уравнения движения частицы жидкости в однородно-анизотропных коллекторах соответственно по любой и характерным линиям тока:

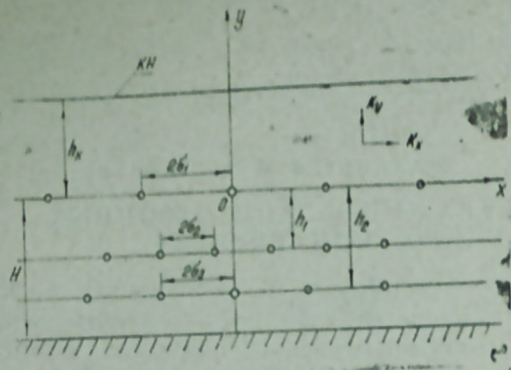


Рис. 1. Схема пласта.

$$\xi = \sqrt[4]{\frac{K_y^0}{K_x^0}} x; \quad \eta = \sqrt[4]{\frac{K_x^0}{K_y^0}} y;$$

$$\bar{\rho}(P) = \frac{\rho(P)}{\rho_0}; \quad \bar{\mu}(P) = \frac{\mu(P)}{\mu_0};$$

$f(P)$ — безразмерная функция изменения проницаемости от давления $K_x^0, K_y^0, \rho_0, \mu_0$ — начальные значения соответствующих параметров.

Уравнение (2) с учетом логарифмической особенности в заданных точках области будем решать при следующих граничных условиях:

$$\left. \frac{\partial \varphi}{\partial y} \right|_{y=-H} = 0; \quad \left. \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right|_{x=\pm \sigma_j} = 0; \\ \varphi|_{y=h_k} = \varphi_k. \quad (3)$$

Характеристическую функцию течения рассматриваемой задачи аналогично [4] можно представить в следующем виде:

$$F(\zeta) = A + i\zeta B + \frac{Q_1 \mu_0}{2\pi b \rho_0 \sqrt{K_x^0 K_y^0}} \left\{ \ln \sin \frac{\pi \zeta}{2\sigma_1} + \sum_{j=2}^n \frac{Q_j}{Q_1} \ln \sin \frac{\pi(\zeta - \zeta_j)}{2\sigma_j} \right\}, \quad (4)$$

где

$$\zeta = \xi + i\eta; \quad \zeta_j = \xi_j + i\eta_j \\ \sigma_j = \sqrt[4]{\frac{K_y^0}{K_x^0}} \sigma_j; \quad \bar{h}_k = \sqrt[4]{\frac{K_x^0}{K_y^0}} h_k;$$

$$B = -\frac{\mu_0}{2\pi b \rho_0 \sqrt{K_x^0 K_y^0}} \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{2\sigma_j}$$

$$A = \varphi_k + \frac{\mu_0}{2\pi b \rho_0 \sqrt{K_x^0 K_y^0}} \sum_{j=1}^n Q_j \left(\ln 2 - \frac{\pi \bar{h}_k}{\sigma_j} \right)$$

n — число батарей.

Принимая, что расстояние до первоначального контура нефтеносности и между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах, т. е. $\bar{h}_k \eta_j > 2\sigma_j$, что обычно имеет место на практике, уравнение движения частицы жидкости по любой линии тока можно представить в следующем виде [4,5]:

$$\tau = \frac{2}{K_0^* (V^2 - 1)} \left[(V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\sigma_1} + \ln \frac{\sin \frac{2\left(\frac{\pi}{2} - C\right)}{1+V}}{\cos C} \right], \quad (5)$$

где

$$\tau = \frac{Q_1 \pi}{4\sigma_1 b m \rho_0} t; \quad K_0^* = \sqrt{\frac{K_x^0}{K_y^0}};$$

$$V = 1 + 2 \sum_{j=2}^n \frac{\sigma_j}{\sigma_1} \frac{Q_j}{Q_1}; \quad C = \text{arctg} [K_0^* \text{tg} \theta].$$

По главной и нейтральной линиям тока уравнения движения частицы жидкости соответственно примут вид

$$\tau_{\text{гл}} = \frac{2}{K_0^* (V^2 - 1)} \left[(V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\sigma_1} - \ln \frac{1+V}{2} \right] \quad (6)$$

$$\tau_n = \frac{2}{K_0^* (V^2 - 1)} \left[(V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\sigma_1} - \ln \frac{1 + \frac{1}{V}}{2} \right]. \quad (7)$$

Как видно, формулы (5) — (7) совпадают с аналогичными формулами для недеформируемой анизотропной среды, так как в деформируемых трещиноватых коллекторах при заданных дебитах процесс обводнения скважин практически не зависит от физических свойств коллектора [6]. Поэтому исследуем поставленную задачу при заданных забойных давлениях.

Массовый дебит скважин первой от контура нефтеносности батарей можно выразить формулой [8]:

$$Q_1 = \frac{2\pi b \rho_0 \sqrt{K_x^0 K_y^0}}{\mu_0 \bar{N}} (\varphi_k - \varphi_c), \quad (8)$$

где

$$\bar{N} = \frac{\pi}{2\sigma_1} (2\bar{h}_k - \eta V) - \ln \text{sh} \frac{\pi \eta_c}{2\sigma_1} - \ln 2 - \\ - \sum_{j=2}^n \frac{Q_j}{Q_1} \left[\ln 2 \text{ch} \frac{\pi \eta_j}{2\sigma_j} + \frac{\pi(\eta_j - 2\bar{h}_k)}{2\sigma_j} \right],$$

Теперь, учитывая (8) в формулах (5) — (7), получим искомые уравнения движения частицы жидкости в однородно-анизотропных коллекторах соответственно по любой и характерным линиям тока:

$$\tau = \frac{2K_0 P_k}{K_x^0} \frac{\bar{N}}{\varphi_k - \varphi_c} \frac{1}{(V^2 - 1)} \left\{ (V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\sigma_1} + \sin^2 \left(\frac{\pi}{2} - C \right) \ln \frac{1 + V}{\cos C} \right\} \quad (9)$$

$$\tau_{га} = \frac{2K_0 P_k}{K_x^0 (\varphi_k - \varphi_c)} \frac{\bar{N}}{V^2 - 1} \left[(V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\sigma_1} - \ln \frac{1 + V}{2} \right] \quad (10)$$

$$\tau_{н} = \frac{2K_0 P_k}{K_x^0 (\varphi_k - \varphi_c)} \frac{\bar{N}}{V^2 - 1} \left[(V - 1) \frac{\pi \bar{h}_k}{2\sigma_1} - \ln \frac{1 + 1/V}{2} \right] \quad (11)$$

Здесь

$$\tau = \frac{\pi^2 P_k K_0}{2 m \mu_0 \sigma^2} t.$$

Отметим, что при $K_x^0 = K_y^0$ получаются формулы для деформируемых изотропных пород [6].

Принимая в выражении $\varphi(P)$ экспоненциальные зависимости физических параметров среды и жидкости от давления, т. е. $\frac{f(P)\bar{\rho}(P)}{\mu(P)} = e^{\alpha(P - P_c)}$, по формулам (9), (10) при $h_k = 10^3$ м, $Y_2 = 5 \cdot 10^2$ м, $\Delta P_c = 10$ МПа, $Y_3 = 6 \cdot 10^2$ м, $\alpha = 0,024$ 1/мПа и различных значений $\sigma, \theta, \frac{K_x^0}{K_y^0}$ проведены расчеты, которые представлены в виде табл.

и рис. При расчетах предлагалось, что дебиты скважин каждой батареи равны между собой.

Анализ табл. и рис. 2, 3 показывает, что при разработке ограниченного анизотропно-деформируемого пласта с батареями скважин закономерность обводнения скважин первого ряда остается такой же как в

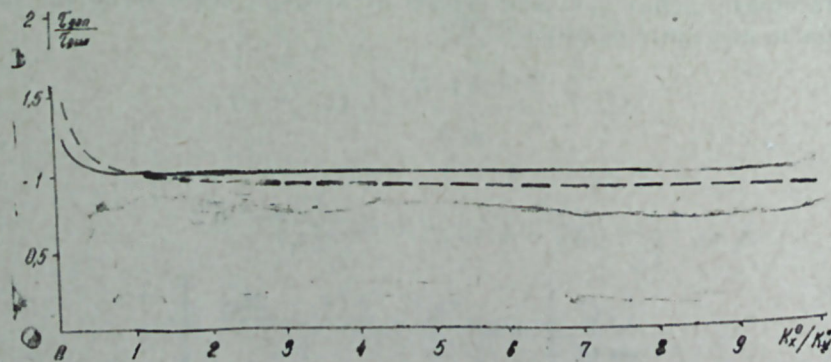


Рис. 2. Зависимость безразмерного времени движения жидкости от степени анизотропии ограниченного пласта. Сплошная линия соответствует работе 3 батарей, пунктирная — одной.

Время стягивания ВНК в ограниченном пласте при работе соответственно одной и трех батарей скважин

V	$\frac{K_x^0}{K_y^0}$	θ							
		$0 = 90^\circ$	$0 = 0, 0$	$0 = 30^\circ$	$0 = 10^\circ$	$0 = 0^\circ$	$0 = -30^\circ$	$0 = -60^\circ$	
1	10	2922,7	2923,0	2925,2	2934,9	2952,4	2986,4	3095,7	3434,4
	2	3149,3	3152,9	3169,3	3197,9	3221,8	3254,2	3355,3	3710,9
	1	3328,0	3338,2	3371,3	3410,7	3437,4	3470,7	3569,7	3983,6
	0,5	3585,9	3613,2	3673,3	3724,8	3754,9	3790,3	3890,1	4263,6
	0,1	4667,9	4884,3	5057,8	5146,7	5190,4	5237,3	5357,5	5783,3
5	10	1787,2	1787,3	1787,6	1788,8	1790,9	1794,3	1801,5	1811,1
	2	1840,0	1840,5	1842,5	1845,9	1848,5	1851,8	1860,4	1878,6
	1	1883,5	1884,7	1888,6	1893,0	1895,8	1899,1	1907,9	1930,0
	0,5	1948,1	1951,3	1957,9	1963,3	1966,3	1969,7	1978,5	2003,9
	0,1	2237,2	2258,4	2274,2	2281,9	2285,6	2289,5	2299,1	2330,1

деформируемом изотропном пласте. Причем при $K_x^0 > K_y^0$ прорыв воды к скважинам происходит раньше чем в изотропном пласте, а при $K_x^0 < K_y^0$ наоборот. Увеличение количества батарей скважин приводит к уменьшению влияния анизотропности на процесс обводнения скважин первого ряда.

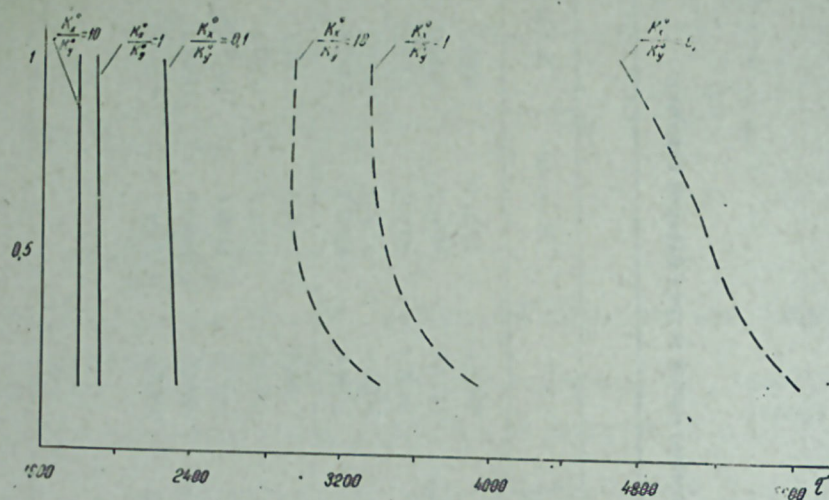


Рис. 3. Зависимость между дебитом нефти (в долях общего дебита жидкости) и безразмерным временем при различных значениях K_x^0 / K_y^0 ограниченного пласта. Сплошные линии соответствуют работе 3 батарей скважин, пунктирные—одной.

Литература

1. Вопросы методики изучения трещиноватых пород в связи с их коллекторскими свойствами / Е. М. Смехов, Л. П. Гмид, М. Г. Романова, Е. С. Ромм. В кн: Трещиноватые породы и их коллекторские свойства. Тр. ВНИГРИ, вып. 121, Гостоптехиздат, 1958.
2. Джалалов Г. И. Об обводнении скважин круговых батарей в однородно-анизотропном пласте. Тр. ИПГНГМ АН Азерб. ССР, 1969.
3. Джалалов Г. И., Эфендиев Р. М., Гасанов А. Х. Влияние анизотропии пласта на процесс обводнения скважин и коэффициент охвата при площадном заводнении. Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1975, № 6.
4. Джалилов К. Н. Вопросы перемещения контура нефтеносности и обводнения скважин. Баку: Элм, 1974.
5. Джалилов К. Н., Джалалов Г. И. О стягивании контура нефтеносности в однородно-анизотропном пласте. Изв. АН Азерб. ССР, серия геол.-географ. наук, 1968, № 3.
6. Джалилов К. Н., Джалалов Г. И., Мустафаев Ф. М. Об обводнении скважин залежей трещиноватыми коллекторами. Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1980, № 1.
7. Исаев Р. Г. О фильтрации в глубокозалегающих анизотропных трещиноватых пластах с общим характером нелинейной наследственности. Прикладная механика (АН Укр. ССР). Киев, 1977, т. XIII, вып. II.
8. Регулирование процесса обводнения скважин в деформируемых многопластовых месторождениях / М. А. Гаджиев, Г. И. Джалалов, Ф. М. Мустафаев, Р. М. Эфендиев. — Баку, 1982, — 15 с. — Рукоп. деп. в ВИНТИ 6 мая 1982, № 228Б — 82, РЖ «Горное дело», 7Г324.
9. Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966.
10. Шаймуратов Р. В. Гидродинамика нефтяного трещиноватого пласта. М., Недра, 1980.

Г. Н. Чэлилов, Г. И. Чэлалов, Ф. М. Мустафајев

ДЕФОРМАСИЈА ОЛУНАН АНИЗОТРОП ЈАТАГЛАРДА ГУЈУЛАРЫН СУЛАШМАСЫ ЊАГГЫНДА

Мэгалэдэ деформасија олуна анизотроп јатагларда анизотропија охлары истигаметиндэ лажкечиричилијин тэзјигдэн асылылығы нэзэрэ алынмагла су-нефт контурунун һэрәкәти вә дүзхәтли гујулар батарејасынын сулашмасы процесеси тэдгиг едилир.

Кечиричилијин тэзјигдэн истәнилән ганунла асылылығында, су-нефт сәрһәддинин истәнилән чәрәјан хәтләри бојунча һэрәкәт ганунлары үчүн садэ дүстурлар тәклиф едилир. Алынмыш дүстурлара әсасән һесабат апарылмыш, анизотропија әмсалынын вә лажын еластиклијинин кестәрилән процесә тәсири өјрәнилмишдир.

K. N. Djalilov, G. I. Djalalov, F. M. Mustafaev

TO THE PROBLEM OF WELL WATER ENCROACHMENT IN ANISOTROPIC DEFORMED RESERVOIRS

The article considers the process of water-oil contact transformation and rectilinear well batteries water encroachment in homogeneous-anisotropic deformed reservoirs. The calculations are made according to the formulae received and the influence of a degree of a reservoir anisotropy and deformation upon given processes is shown.

УДК 622.279.031

З. Я. АББАСОВ

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
 В ОБВОДНЕННЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
 СКВАЖИНАХ ПО СТАТИЧЕСКОМУ ДАВЛЕНИЮ НА УСТЬЕ**

Как показывает промысловая практика, в продукции газовых и газоконденсатных скважин иногда присутствует и пластовая вода. В зависимости от характера обводнения, количество поступающей в скважину пластовой воды изменяется в диапазоне от 1 до нескольких десятков м³. Сказанное создает дополнительные трудности при определении расчетного значения пластового давления в газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье.

Следует отметить, что существующие методики расчета обходят вопрос об учете воды в расчетных формулах. Объяснить это можно только тем, что появление воды в скважине резко увеличивает погрешности расчета даже в неглубоких скважинах. Однако практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений требует решения задачи расчета пластового давления в общем виде и с высокой точностью, так как рано или поздно скважины обводняются. Решить эту задачу можно только с учетом двухфазного состояния углеводородов и воды и применением итерационных расчетов, позволяющих учитывать фазовое состояние флюидов в зависимости от давления и температуры.

В данной работе уточняется методика расчета пластового давления в газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье [1], разработанная нами с учетом фазового состояния углеводородов, воды и водяного пара по стволу скважины. Для решения этой задачи мольный состав газоконденсатной смеси пересчитываем на общий состав продукции скважины. Поэтому дебиты воды, конденсата и газа из м³/сут. переводим в кмоль/сут.:

$$\mu_v = \frac{\rho_v Q_v}{M_v} = 55,432 Q_v \quad (1)$$

Здесь: $\rho_v = 1000$ кг/м³ — плотность воды;
 $M_v = 18,04$ кг/кмоль — молекулярная масса воды;
 Q_v — дебит воды.

$$\mu_k = \frac{\rho_k Q_k}{M_k}, \quad (2)$$

$$\mu_r = \frac{P_0}{z_0 T_0 R} Q_r = \frac{Q_r}{24,06}, \quad (3)$$

где: Q_k, ρ_k, M_k — дебит, плотность и молекулярная масса стабильного конденсата;

$P_0 = 1,033 \cdot 98066,5$ н/м² — нормальное атмосферное давление;

$T_0 = 293,16$ К — нормальная температура;

$z_0 = 1$ — коэффициент сжимаемости газа при нормальных условиях;

$R = 8314,3$ Дж/кмоль·К — универсальная газовая постоянная.

Мольную долю воды в общей продукции скважины с учетом (1) — (3) можно представить в виде:

$$S_v = \frac{\mu_v}{\mu_v + \mu_k + \mu_r} = \frac{55,432 Q_v}{55,432 Q_v + \frac{\rho_k}{M_k} Q_k + \frac{Q_r}{24,06}} \quad (4)$$

Мольную долю остальных компонентов определяем общей формулой:

$$S_i = C_i (1 - S_v). \quad (4a)$$

Величины S_i должны подставляться в расчетные формулы вместо величин C_i при определении объемной концентрации жидкой фазы (U''), эквивалентных значений плотности жидкой фазы (ρ''), молекулярной массы жидкой (M'') и газовой (M') фазы и константы равновесия (K), приведенных в работе [1].

Для выполнения практических расчетов по формулам (4), (4a) и [1] требуется эмпирический материал по константам равновесия воды и коэффициенту сжимаемости водяного пара, которые в отраслевой литературе в готовом виде отсутствуют. Нами вычислены и приведены в табл. 1 значения коэффициентов сжимаемости водяного пара (z_v) с использованием эмпирических данных по параметрам насыщения водяного пара [2] в интервале температур от 273,16 К до 422,15 К, что охватывает, в основном, все скважинные условия. Значения z_v вычислены по формуле:

$$z_v = \frac{P_v v}{R_v T}, \quad (5)$$

где: P_v, T — давление и температура насыщения воды и водяного пара;

$R_v = 461,5$ Дж/кмоль·К — газовая постоянная водяного пара;

v — удельный объем насыщенного водяного пара.

Для вычисления z_v по формуле (5) нами приняты условия насыщения водяного пара, так, как критическая температура воды намного превышает скважинную температуру. Это означает, что вода в скважине всегда будет иметь границу со своим паром, даже если общее давление обводненной газовой и газоконденсатной смеси будет превышать критическое давление воды, вследствие того, что водяной пар в системе, согласно закону Дальтона, будет находиться под своим парциальным давлением P_v , соответствующим скважинной температуре T . Эти же условия принимаем для определения константы равновесия воды (K_v).

В газовой фазе водяной пар занимает объем V , общий с объемом всей газовой фазы, и находится в нем под общей температурой системы. Следовательно состояние водяного пара можно описать уравнением:

$$P_v = \nu_v z_v \frac{RT}{V}, \quad (6)$$

а состояние газовой фазы в целом уравнением:

$$P = \nu z \frac{RT}{V} \quad (7)$$

где ν_v — количество киломолей водяного пара,
 ν — количество киломолей газовой фазы в целом,
 P — давление в газовой фазе

Из (6) и (7) следует:

$$\frac{\nu_v}{\nu} = \frac{P_v z}{P z_v} \quad (8)$$

Таблица 1

T, K	$P_v, \text{н/м}^2$	Z_v	T, K	$P_v, \text{н/м}^2$	Z_v
273,15	610,8	0,9995	359,15	60110	0,9889
275,15	705,4	0,9993	361,15	64950	0,9882
277,15	812,9	0,9997	363,15	70110	0,9876
279,15	934,7	0,9992	365,15	75600	0,9869
281,15	1072,1	0,9997	367,15	81450	0,9864
283,15	1227,7	0,9998	369,15	87670	0,9854
285,15	1401,6	0,9994	371,15	94290	0,9848
287,15	1597,4	0,9992	373,15	101320	0,9843
289,15	1817,0	0,9993	375,15	108760	0,9837
291,15	2062,0	0,9988	377,15	116660	0,9825
293,15	2337,0	0,9991	379,15	125040	0,9821
295,15	2643,0	0,9992	381,15	133900	0,9813
297,15	2982,0	0,9987	383,15	143260	0,9803
299,15	3360,0	0,9988	385,15	153160	0,9797
301,15	3779,0	0,9987	387,15	163610	0,9788
303,15	4241,0	0,9987	389,15	174640	0,9772
305,15	4753,0	0,9980	391,15	186280	0,9768
307,15	5318,0	0,9979	393,15	198540	0,9757
309,15	5940,0	0,9979	395,15	211440	0,9747
311,15	6624,0	0,9977	397,15	225020	0,9735
313,15	7375,0	0,9976	399,15	239320	0,9725
315,15	8198,0	0,9971	401,15	254340	0,9717
317,15	9101,0	0,9973	403,15	270110	0,9673
319,15	10088,0	0,9972	405,15	286680	0,9691
321,15	11163,0	0,9964	407,15	304100	0,9679
323,15	12335,0	0,9958	409,15	322200	0,9664
325,15	13612,0	0,9960	411,15	341400	0,9665
327,15	15001,0	0,9955	413,15	361400	0,9641
329,15	16510,0	0,9953	415,15	382300	0,9625
331,15	18146,0	0,9950	417,15	404200	0,9613
333,15	19917,0	0,9946	419,15	427100	0,9597
335,15	21840,0	0,9944	421,15	451000	0,9583
337,15	23910,0	0,9939	423,15	476000	0,9569
339,15	26150,0	0,9935	425,15	502000	0,9551
341,15	28560,0	0,9931	427,15	529300	0,9537
343,15	31170,0	0,9929	429,15	557600	0,9518
345,15	33960,0	0,9924	431,15	587200	0,9502
347,15	36960,0	0,9917	433,15	618000	0,9484
349,15	40190,0	0,9914	435,15	650200	0,9470
351,15	43650,0	0,9909	437,15	683600	0,9453
353,15	47360,0	0,9903	439,15	718300	0,9434
355,15	51330,0	0,9899	441,15	754500	0,9417
357,15	55580,0	0,9893	443,15	792000	0,9395

Продолжение табл. 1

373,15	101320	0,9843	409,15	322200	0,9664
375,15	108760	0,9837	411,15	341400	0,9665
377,15	116660	0,9825	413,15	361400	0,9641
379,15	125040	0,9821	415,15	382300	0,9625
381,15	133900	0,9813	417,15	404200	0,9613
383,15	143260	0,9803	419,15	427100	0,9597
385,15	153160	0,9797	421,15	451000	0,9583
387,15	163610	0,9788	423,15	476000	0,9569
389,15	174640	0,9772	425,15	502000	0,9551
391,15	186280	0,9768	427,15	529300	0,9537
393,15	198540	0,9757	429,15	557600	0,9518
395,15	211440	0,9747	431,15	587200	0,9502
397,15	225020	0,9735	433,15	618000	0,9484
399,15	239320	0,9725	435,15	650200	0,9470
401,15	254340	0,9717	437,15	683600	0,9453
403,15	270110	0,9673	439,15	718300	0,9434
405,15	286680	0,9691	441,15	754500	0,9417
407,15	304100	0,9679	443,15	792000	0,9395

По общему определению состава имеем:

$$\frac{\nu_v}{\nu} = \frac{S'_v}{\sum S'_i + S'_v} \quad (9)$$

где $\sum S'_i$ — сумма мольных долей неводяных компонентов газовой фазы.

Решая совместно (8) и (9), получаем:

$$S'_v = \frac{P_v z \sum S'_i}{P z_v - P_v z} \quad (10)$$

Мольная доля воды в жидкой фазе равна:

$$S''_v = S_v - S'_v \quad (11)$$

На основании (10) и (11) определяем константу равновесия воды:

$$K_v = \frac{S'_v}{S''_v} = \frac{\sum S'_i}{S_v \left(\frac{P z_v}{P_v z} - 1 \right) - \sum S'_i} \quad (12)$$

где $S'_i = \frac{C_i K_i}{1 + K_i}$, методика определения которого представлена в [2].

По уравнению (12) были проведены расчеты, которые показали, что, с достаточной для практики точностью можно принять $K_v \approx 0$ для всех скважинных условий. Это значит, что водяным паром можно пренебрегать, а всю воду причислять к жидкой фазе и расчеты вести по методике [1]. Ряд практических расчетов по скважинам месторождения Бахар подтверждает этот вывод (табл. 2).

Таблица 2

Показатели	Скв. № 18	Скв. № 65	Скв. № 57
Горизонт	VI	VII	VII
Дата исследования	23.07.1981	9.09.1981	22.06.1981
Давление на устье, МПа	21,9	22,3	20,4

Продолжение табл. 2

Устьевая температура, К	312	311	313
Дебит: газа, тыс. м ³ /сут.	550	315	495
конденсата, т/сут.	80	57	30
воды, м ³ /сут.	14	102	25
Глубинные замеры:			
глубина, м	2900	4000	3270
давление, МПа	30,0	32,3	28,4
температура, К	359	363	353
Глубина забоя, м	3840	4213	4130
Пластовая температура, К	369	363	363
Расчетное давление, МПа:			
на глубине спуска манометра:			
без учета воды	29,6	29,7	27,9
с учетом воды	29,8	32,9	28,1
на глубине забоя:			
без учета воды	32,1	30,9	29,9
с учетом воды	33,0	33,4	30,1

Как видно из табл. 2, влияние воды существенно отражается на величине пластового давления и пренебрегать им в расчетах нельзя.

Литература

1. Методические указания по определению забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье (состав. З. Я. Аббасов). Баку, Элм, 1981, с. 99.
2. М. П. Вукалович. Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара. М., Энергия, 1965, с. 399.

З. Я. Аббасов

СУЛАШМЫШ ГАЗ ВӘ ГАЗ-КОНДЕНСАТ ГУЈУЛАРЫНДА СТАТИК ГУЈУАҒЗЫ ТӘЗЈІГӘ КӨРӘ ЛАЈ ТӘЗЈІГІНИН ТАПЫЛМАСЫ

Мәгаләдә карбоһидроқенләрин, сујун вә су бухарынын фазалы вәзијјәтиндән асылы олараг гујуағзы тәзјигә көрә газ вә газ-конденсат гујуларында лај тәзјигінін тапылмасы үчүн һесаблама үсулу верилір. Көстәрилір ки, флуїдләрин вәзијјәтинин там нәзәрә алынмасы чидди хәталара кәтириб чыхарда биләр.

Z. Ya. Abbasov

ESTIMATE OF FORMATION PRESSURE IN DROWNED GAS AND GAS-CONDENSATE WELLS ACCORDING TO STATIC PRESSURE AT WELL HEAD

The article studies the methods of formation pressure estimates at well head with the account of hydrocarbon phase condition, water and water steam. The authors have shown that incomplete account of fluids condition according to well stem may lead to significant errors.

УДК 553.982:51.011.57

Л. И. АЛЛАХВЕРДИЕВА, Н. М. ДЖАФАРОВА, А. М. АХМЕДОВ

К ВОПРОСУ КЛАССИФИКАЦИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО СТЕПЕНИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

Разведка и разработка нефтяных залежей Апшеронской нефтегазоносной области продолжается более 100 лет. За столь длительный период разведки и разработки накоплен огромный геолого-геофизический материал, который позволяет утверждать, что каждая залежь является индивидуальным и неповторимым объектом. Поэтому историю разведки и разработки трудно классифицировать. Однако среди всей геологической неповторимости и индивидуальности залежей возможно выделить некоторые группы или классы залежей, схожие по некоторым параметрам, характерным для данного региона или области. Подобное группирование вберет в себя весь опыт разведки залежей с целью в каждом новом случае находить рациональные и оптимальные пути решения различных вопросов.

В настоящее время в нефтегазовой геологии существуют различные классификации месторождений, залежей, коллекторов [2, 4, 5, 9, 11]. С помощью этих классификаций решаются различные теоретические задачи нефтегазовой геологии и намечаются пути выбора общего направления поисков и разведки залежей нефти и газа. Эти классификации практически не могут быть полезными при решении основных и принципиальных задач нефтегазопромышленной геологии и разработки нефтяных месторождений, например, при определении степени геологической неоднородности залежи, при прогнозировании величины конечной нефтеотдачи и т. д.

Широко используемая работа [6], где произведена классификация залежей по степени геологической неоднородности с целью прогнозирования величины конечной нефтеотдачи и получена модель однородного и неоднородного пласта, выполнена для платформенных областей.

Следует отметить, что нефтяные месторождения Азербайджана приурочены к юго-восточному погружению Большого Кавказа и западному борту Южно-Каспийской впадины, представляющих собой геосинклинную область с чрезвычайно сложным геологическим строением. Месторождения осложнены большим количеством разрывов, широко развитым явлением грязевого вулканизма, тесно связанного с зоной активных тектонических движений, осложняющих формы строения складок и контролируемых ими залежей нефти, резко отличных от условий образований залежей, имеющих место на платформах [2].

Изучение обширного геолого-промыслового материала по нефтяным месторождениям Апшеронской области приводит к выводу о необходимости создания самостоятельной классификации залежей по степени геологической неоднородности для геосинклинальных областей.

Целью настоящей работы является получение классификационной схемы залежей по степени геологической неоднородности и на ее основе прогнозирование величины конечной нефтеотдачи (извлекаемых за-

пасов) по вновь вводимым в разработку залежам. При этом группирование залежей нефти осуществлялось по комплексу геолого-физических параметров, которые прямо или косвенно учитываются при проведении разведки и разработки нефтяных залежей. Помимо основной задачи решается также вопрос количественной характеристики модели однородного и неоднородного пласта для условий Апшеронской нефтегазоносной области.

Группирование залежей по степени геологической неоднородности пластов осуществлялось с помощью кластер-анализа. Задача была поставлена, как задача разграничения исходной совокупности объектов на заранее не заданное число классов. Выполнялось оптимальное попарное группирование коэффициентов сходимости в пределах любой матрицы. В качестве коэффициента сходимости использовалось стандартизованное n -мерное евклидово расстояние — d_{ij} , которое вычисляется по формуле:

$$d_{ij} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (x_{ik} - x_{jk})^2}{n}}$$

где x_{ik} — значение k -й переменной на i -м объекте и x_{jk} — значение k -й переменной на j -м объекте.

При увеличении значения коэффициента расстояний увеличивается расхождение между сравниваемыми залежами и наоборот. При значении d_{ij} равно нулю наблюдается полное сходство исследуемых объектов.

Выбор групп производился с помощью дендрограмм. Дендрограмма представляет собой график, который строится по методу средневзвешенного попарного группирования и характеризует сходство между исследуемыми залежами. Дендрограмма имеет иерархическую структуру, в которой каждый иерархический уровень отражает степень внутренней однородности групп. Сходные группы в дендрограмме расположены как соседние.

Для группирования привлечена информация по 85 длительно разрабатываемым залежам основных месторождений Апшеронской нефтегазоносной области. Все исследуемые залежи находятся в поздней стадии эксплуатации, а некоторые из них практически выработаны: обводненность продукции превышает 90%, среднесуточный дебит нефти скважин колеблется в пределах от 1 до 7 тонн, а текущие годовые отборы нефти из залежи составляют 0,1—0,3% от начальных балансовых запасов. Разработка залежей осуществлялась при уплотненной сетке скважин (2—5 га/скв.). Залежи разрабатывались при различных естественных режимах, наиболее характерными из которых являются режим растворенного газа, смешанный и водонапорный.

Выбранные для исследования залежи представлены наиболее распространенными характеристиками макро- и микронеоднородности, такими как общая и эффективная мощности, расчлененность, песчаность, пористость, проницаемость, глинистость и карбонатность.

Исследования, проведенные на предмет установления объективной формы представления параметров геологической неоднородности, влияющих на процесс разработки и конечную нефтеотдачу для залежей Апшеронской нефтегазоносной области, показали, что общую мощность,

песчаность, пористость, проницаемость, глинистость и карбонатность залежей целесообразнее представлять в виде среднего значения, нефтенасыщенную мощность — в виде коэффициента вариации, а расчлененность — в виде коэффициента Ключарева-Мирчинка [8].

С целью обеспечения оптимального решения задачи группирования залежей исследование проводилось в трех вариантах на одних и тех же объектах, но с различным набором характеристик геологической неоднородности. В первом варианте объекты исследования охарактеризованы параметрами макронеоднородности, во втором — микронеоднородности и в третьем — макро- и микронеоднородности совместно. Каждый вариант обрабатывался на ЭВМ «БЭСМ-6» по программе [3].

Рассмотрим подробнее дендрограммы, полученные для группирования залежей, которые в каждом случае представлены различными сочетаниями параметров геологической неоднородности. На дендрограмме (рис. 1.), построенной по параметрам макронеоднородности, выделяются четыре группы. Наиболее высоким иерархическим уровнем объединения отмечается II группа, менее высоким — группы I и III. Из-за аномальности значений параметров и малочисленности залежей относительно остальных трех групп IV группа не рассматривается.

Поскольку каждая выделенная группа имеет свои геолого-физические особенности, в табл. приведены их количественные характеристики, а на рис. 2 показаны кумулятивные кривые распределения параметров макронеоднородности. Как видно, залежи II группы относительно I и III характеризуются малыми значениями общей мощности, низкой вариацией нефтенасыщенной мощности, высоким значением песчаности и являются практически не расчлененными. I и III группы по интервалам вариаций общей и нефтенасыщенной мощности практически перекрываются, у обеих групп отмечается примерно равная песчаность. Различаются группы, в основном, по расчлененности залежей.

В целом, сравнивая все три группы, можно отметить, что количественная характеристика параметров макронеоднородности II группы резко отличается от I и III. Режимы залежей и интегральные кривые распределения величин конечной нефтеотдачи выделенных групп (рис. 3) подтверждают результаты кластер-анализа. Залежи II группы работали на водонапорном и смешанном режимах, средняя величина конечной нефтеотдачи достигает 0,55, в то время как залежи I и III групп, в основном, представлены режимом растворенного газа и смешанным; средняя величина конечной нефтеотдачи групп соответственно 0,34 и 0,37.

Таким образом, анализ показал, что схожие залежи сгруппированы достаточно четко. При этом по величинам параметров макронеоднородности и по величинам конечной нефтеотдачи можно утверждать, что по степени геологической неоднородности в группу II вошли однородные залежи, а в группы I и III — относительно неоднородные.

Во втором варианте выполнено группирование залежей по параметрам микронеоднородности, таким как пористость, проницаемость, глинистость и карбонатность.

Также как и в первом варианте, на дендрограмме (рис. 1а) выделяются четыре группы. Более высоким иерархическим уровнем объединения отмечается группа III, менее высоким — группы I и II. Группа IV не рассматривается по той же причине, что и в предыдущем варианте.

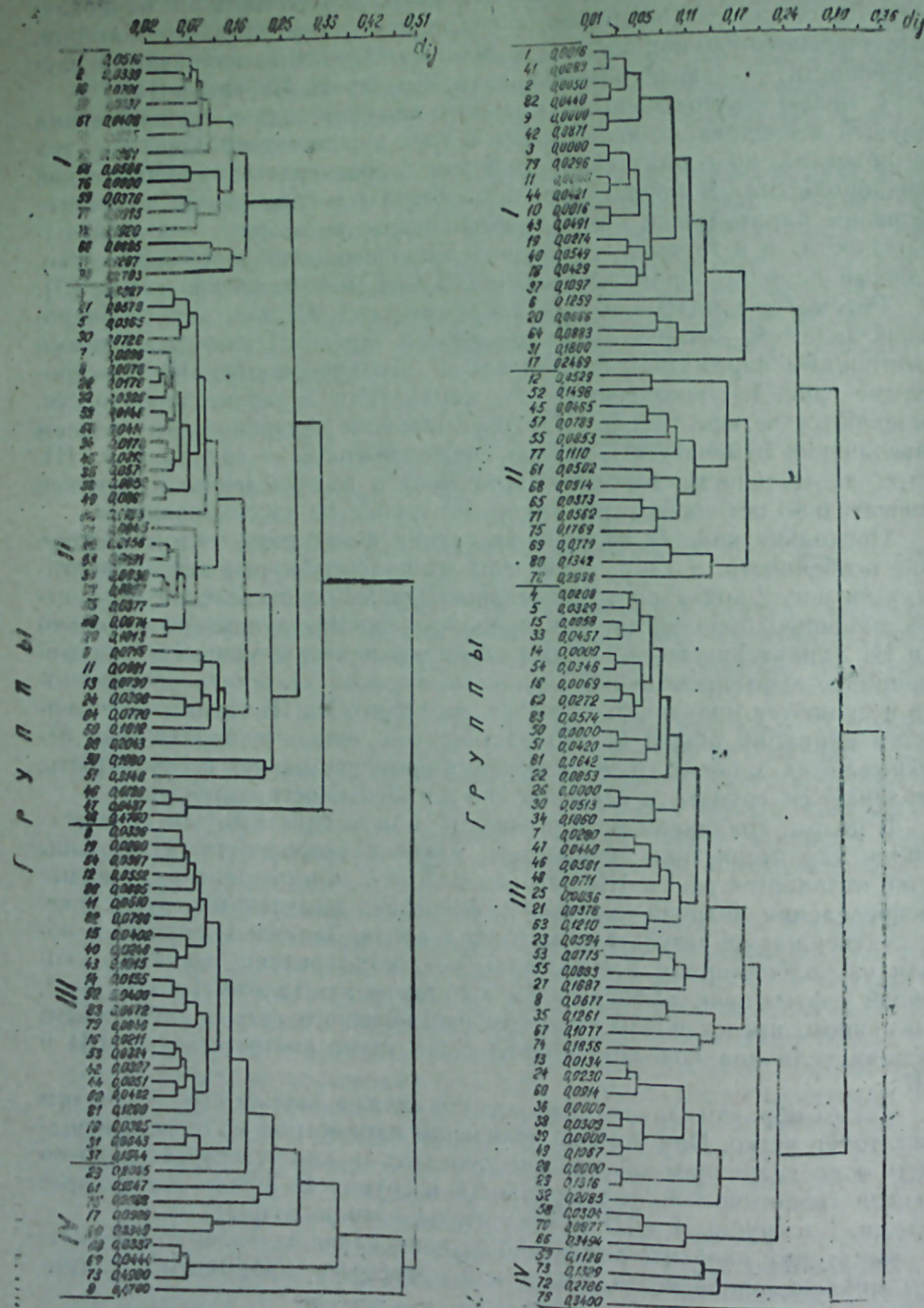


Рис. 1.

Рис. 1. Дендрограмма результатов группирования нефтяных залежей по параметрам макронеоднородности: 1, 2, 3, ..., 83 — номера залежей.

Рис. 1а. Дендрограмма результатов группирования нефтяных залежей по параметрам микрооднородности.

Рис. 1а.

Количественные характеристики выделенных групп при различных вариантах

Параметры геологической неоднородности	I гр.	II гр.	III гр.	
	1	2	3	4
Группирование по макронеоднородности				
Общая мощность, м	66,0—125,0	9,0—63,0	28,0—180,0	
Нефтенасыщенная мощность, м	90,7	29,6	63,3	
Нефтенасыщенная мощность, %	9,0—53,0	13,0—56,0	23,0—72,0	
Коэффициент неоднородности Ключарева-Мирчинка	33,6	25,9	48,7	
Коэффициент песчаности, %	0,13—0,44	0,15—0,54	0,24—0,99	
Коэффициент конечной нефтеотдачи	0,28	0,23	0,62	
	12,0—45,0	33,0—77,0	5,0—40,0	
	28,6	55,5	26,2	
	0,20—0,55	0,27—0,77	0,13—0,46	
	0,34	0,55	0,37	
Группирование по микрооднородности				
Пористость, %	20,0—25,0	17,0—25,0	15,0—28,0	
Проницаемость, фемто м ²	22,7	20,4	23,0	
Глинистость, %	10—426	50—776	10—776	
Карбонатность, %	57	178	269	
	22,0—39,9	25,0—54,2	9,0—33,0	
	31,9	36,2	21,0	
	10,0—20,0	9,0—20,0	5,5—21,0	
	14,6	14,0	11,0	
	0,13—0,50	0,20—0,50	0,22—0,76	
	0,35	0,34	0,51	
Группирование по макро- и микрооднородности				
Общая мощность, м	18,0—71,0	28,0—91,0	66,0—193,0	
Нефтенасыщенная мощность, %	31,3	47,9	122,0	
Коэффициент неоднородности Ключарева-Мирчинка	12,0—54,0	31,0—72,0	20,0—67,0	
Коэффициент песчаности, %	22,9	50,0	34,6	
Пористость, %	0,15—0,54	0,55—0,84	0,13—0,99	
	0,23	0,63	0,37	
	33,0—77,0	10,0—27,0	5,0—41,0	
	56,9	22,0	19,0	
	15,0—27,0	21,0—26,0	17,0—22,0	
	23,3	24,2	19,0	
	48—724	10—489	3—776	
	302	104	132	
	9,0—29,0	21,4—43,2	8,3—54,0	
	20,3	30,4	32,1	
	5,5—20,0	9,9—18,0	9,0—40,0	
	11,2	12,9	19,9	
	0,27—0,76	0,13—0,46	0,13—0,54	
	0,57	0,33	0,35	

Примечание: числитель — интервалы изменения параметра; знаменатель — среднее значение параметра.

Как видно из табл. и рис. 2а, залежи III группы относительно I и II характеризуются высокими значениями пористости и проницаемости, низкими значениями глинистости и карбонатности. Залежи I и II групп различаются между собой по величинам пористости и проницаемости.

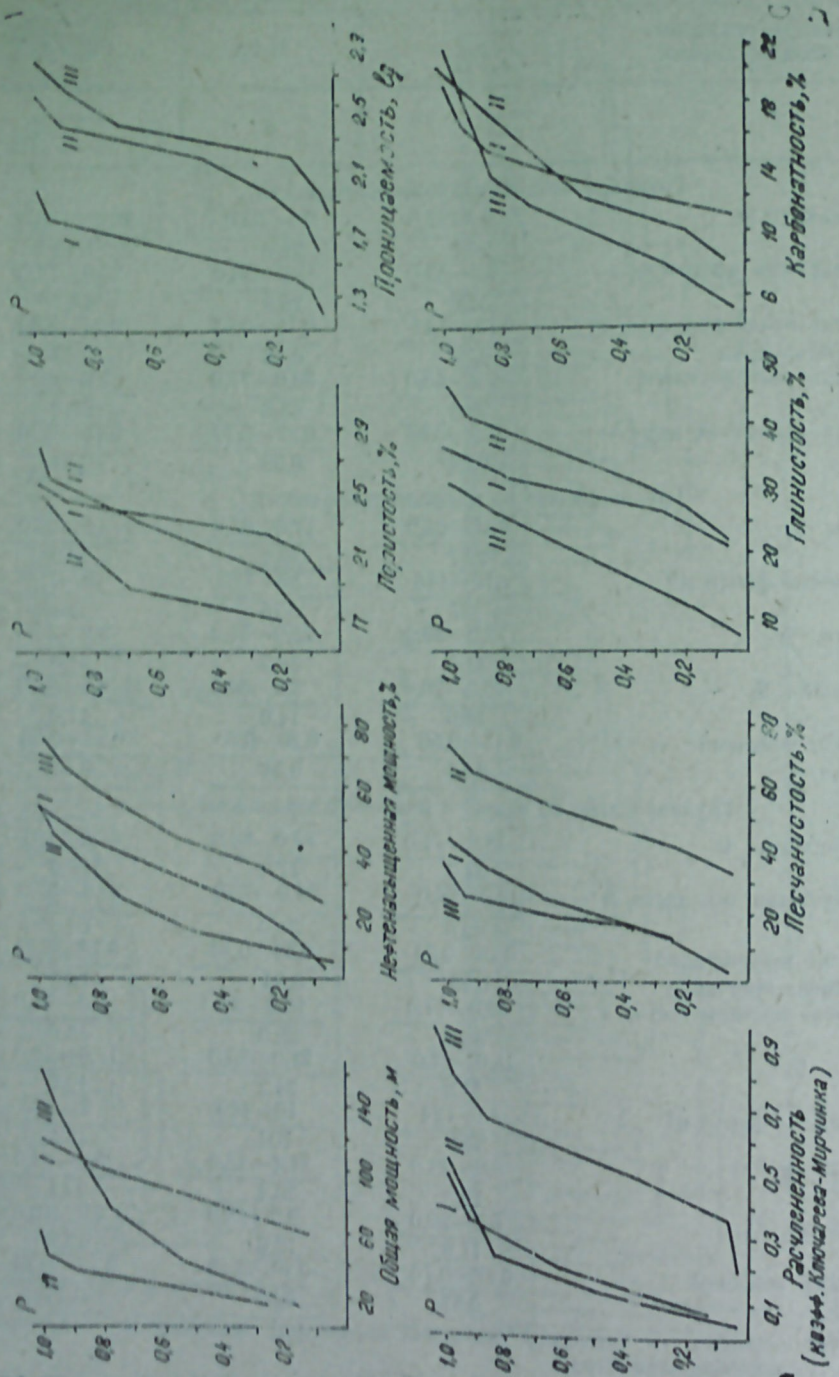


Рис. 2.

Рис. 2. Кумулятивные кривые распределения параметров макронеоднородности по выделенным группам.

Рис. 2а.

Рис. 2а. Кумулятивные кривые распределения параметров микронеоднородности по выделенным группам.

Рис. 3.

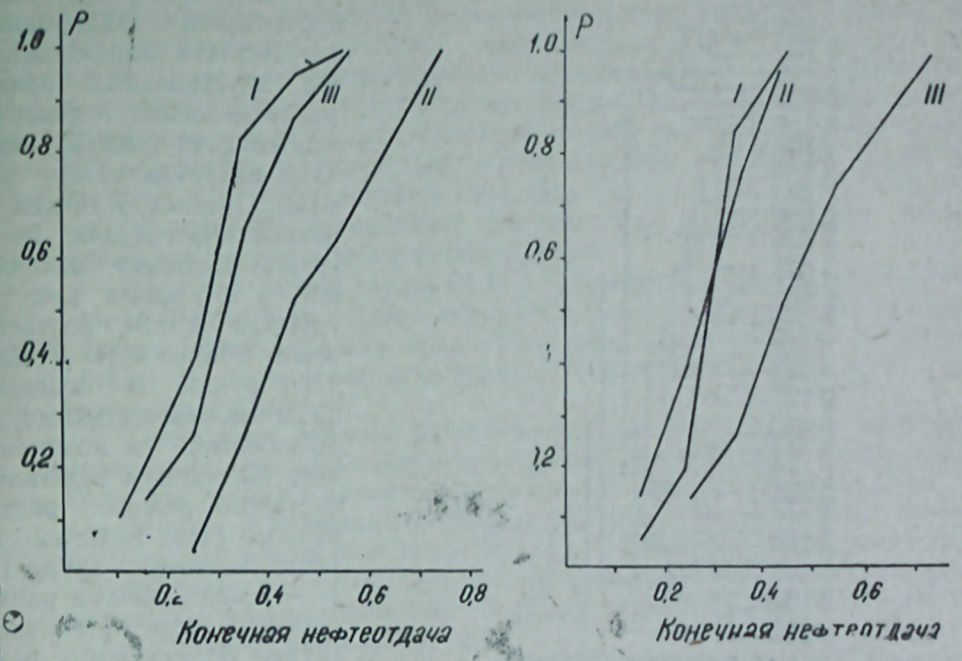


Рис. 3а.

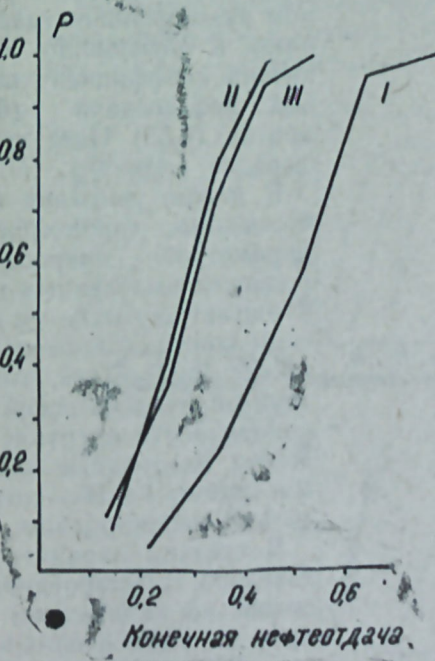


Рис. 3 б.

Рис. 3. Кумулятивные кривые распределения величин конечной нефтеотдачи по группам (по макронеоднородности).
 Рис. 3а. Кумулятивные кривые распределения величин конечной нефтеотдачи по группам (по микронеоднородности).
 Рис. 3б. Кумулятивные кривые распределения конечной нефтеотдачи по группам (по макро- и микронеоднородности).

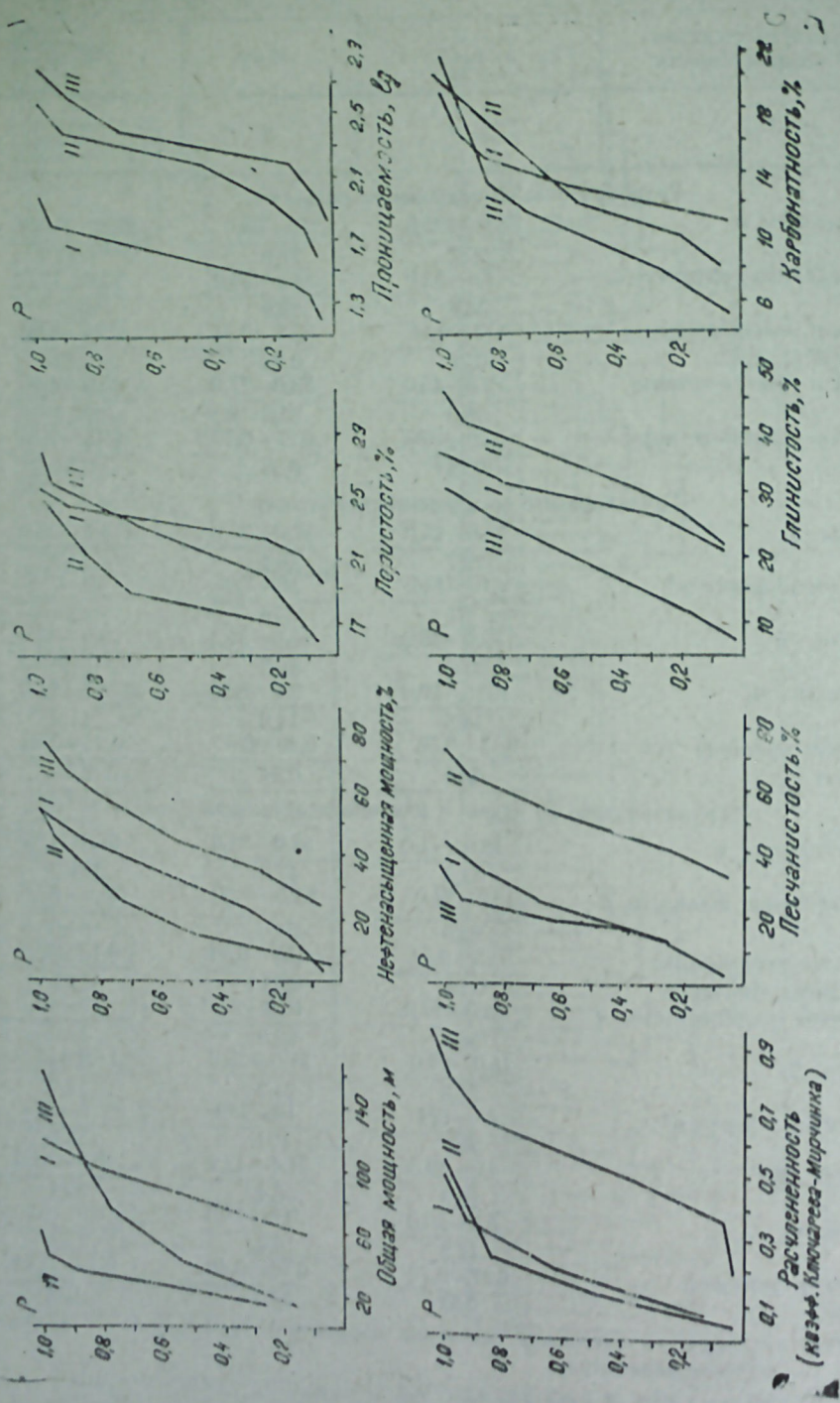


Рис. 2.

Рис. 2. Кумулятивные кривые распределения параметров макронеоднородности по выделенным группам.

Рис. 2а.

Рис. 2а. Кумулятивные кривые распределения параметров микрооднородности по выделенным группам.

Рис. 3.

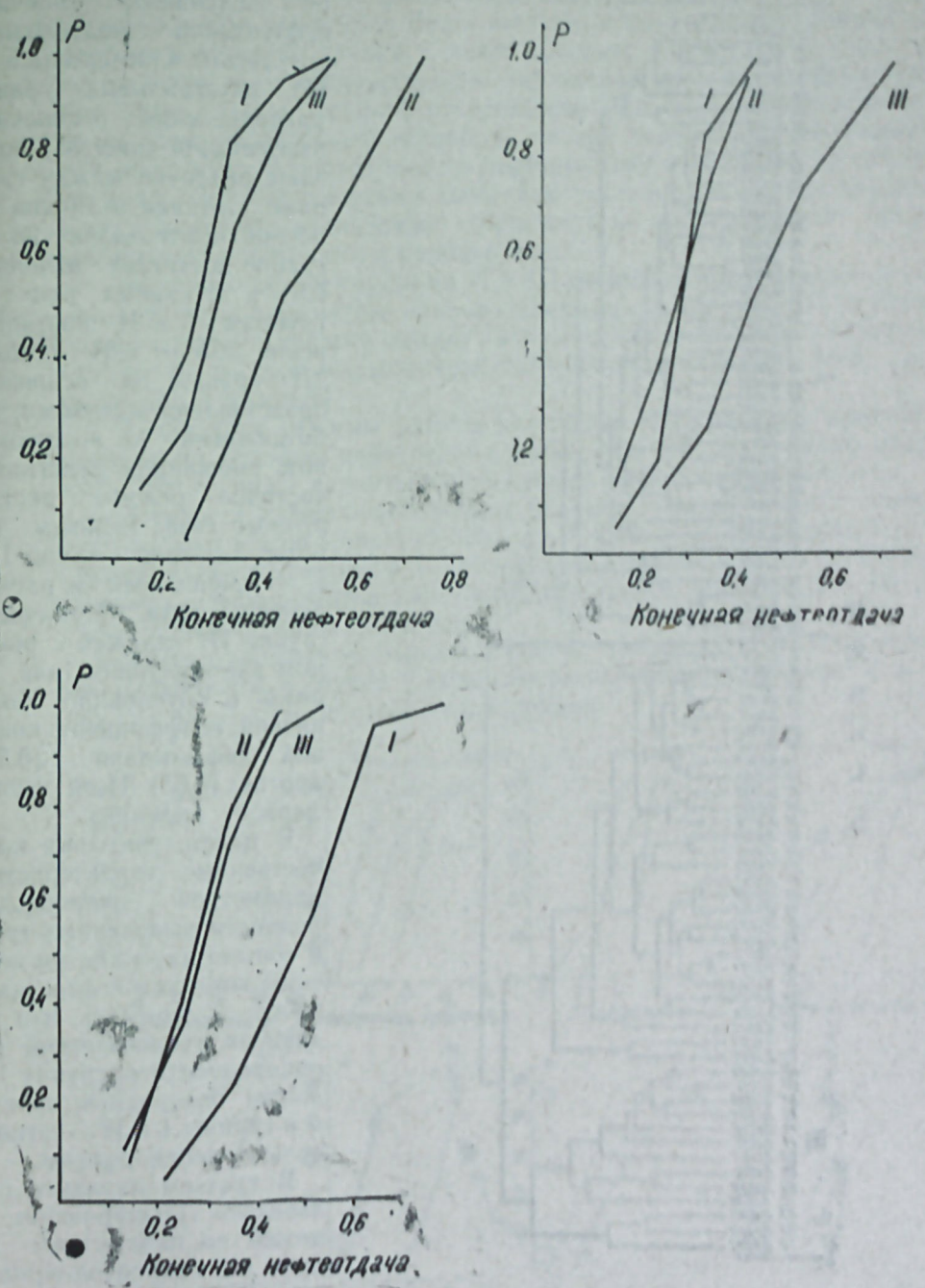


Рис. 3 б.

Рис. 3. Кумулятивные кривые распределения величин конечной нефтеотдачи по группам (по макронеоднородности).
 Рис. 3а. Кумулятивные кривые распределения величин конечной нефтеотдачи по группам (по микрооднородности).
 Рис. 3б. Кумулятивные кривые распределения конечной нефтеотдачи по группам (по макро- и микрооднородности).

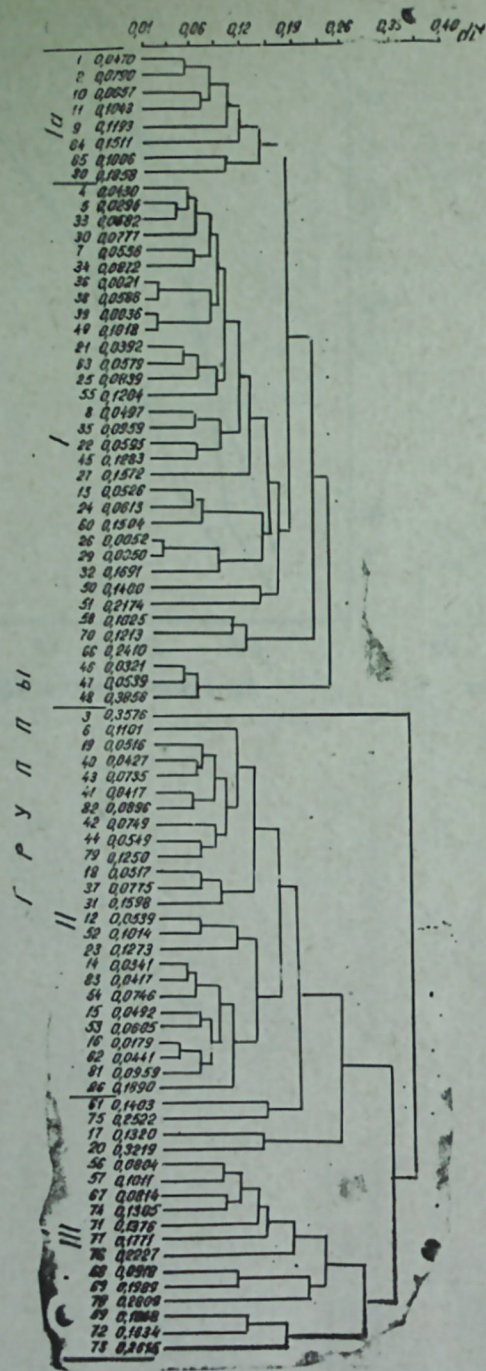


Рис. 4. Дендрограмма результатов группирования по параметрам макро- и микро-неоднородности.

Сравнительная характеристика выделенных групп по величинам конечной нефтеотдачи подтвердила результаты кластер-анализа. На интегральных кривых распределения конечной нефтеотдачи (рис. 3а) показаны различия между группами. Средняя величина конечной нефтеотдачи по III группе достигает величины 0,51, в то время как по группам I и II соответственно 0,35 и 0,34 (табл.). III группа, в основном, представлена залежами, работающими на водонапорном, смешанном режимах и частично режиме растворенного газа. Режимы работы залежей групп I и II — смешанный и растворенного газа. Наличие в группе III залежей с режимом растворенного газа, видимо, и обусловило более низкий коэффициент конечной нефтеотдачи (0,51) против (0,55) II-ой группы первого варианта.

В целом, учитывая количественные характеристики параметров микро-неоднородности выделенных групп и соответствующие им величины конечной нефтеотдачи, можно утверждать, что по степени геологической неоднородности в группу III вошли однородные залежи, а в группы I и II — относительно неоднородные.

В третьем варианте произведено группирование залежей по параметрам макро- и микро-неоднородности. Результаты группирования графически показаны на дендрограмме (рис. 4). Здесь, как и в преды-

дущих вариантах, четко выделяются четыре группы залежей, различных по параметрам макро- и микро-неоднородности. Группа I а в данном варианте не рассматривается по тем же причинам, что и группы IV первых двух вариантов. Более высоким иерархическим уровнем объединения отмечается группа I, менее высоким — I и III. В табл. и на рис. 5 приведены количественные характеристики выделенных групп. Как видно, залежи групп I относительно II и III характеризуются малыми значениями общей мощности, низкой вариацией нефтенасыщенной мощности, являются высоко песчанистыми и практически нерасчлененными. По коллекторским свойствам залежи этой группы характеризуются высокими величинами пористости и проницаемости, низкими значениями глинистости и карбонатности.

Различия между группами II и III не имеют ярко выраженного характера. Если параметры макро-неоднородности залежей III группы характеризуются лучшими количественными показателями относительно группы II, то параметры микро-неоднородности залежей этой группы ниже, чем в группе II.

Анализируя режимы работы залежей и интегральные кривые распределения конечной нефтеотдачи (табл., рис. 3б), необходимо подчеркнуть, что группа I характеризуется более эффективным режимом — водонапорным и смешанным, среднее значение коэффициента конечной нефтеотдачи в этой группе составляет — 0,57. Режимы залежей II и III группы менее эффективны — смешанный и растворенного газа, средние значения коэффициентов конечной нефтеотдачи залежей II и III группы соответственно равны 0,33 и 0,35.

Учитывая изложенное, можно считать, что по степени геологической неоднородности в группе I объединены однородные залежи, а в группах II и III — относительно неоднородные.

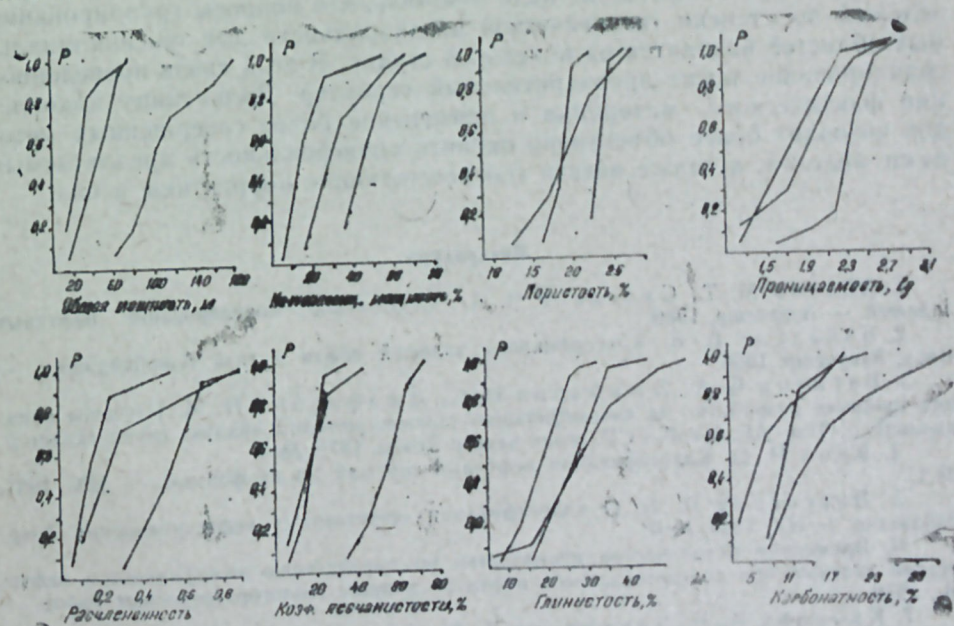


Рис. 5. Кумулятивные кривые распределения параметров макро- и микро-неоднородности.

Таким образом, при сравнении дендрограмм, полученных для различных вариантов группирования нефтяных залежей по параметрам геологической неоднородности, установлено, что наилучшим следует считать вариант с более полным их учетом. Дендрограмма, построенная по указанному сочетанию параметров, имеет наиболее четкую структуру, на ней резко обозначены границы выделенных групп. Далее, в отличие от группового состава первых двух вариантов, залежи, объединенные в группы третьего варианта, отличаются большей схожестью. Так, в первую группу в основном вошли залежи надкирмакинской песчаной, подкирмакинской свиты и XV пласта различных месторождений Апшеронской нефтегазосной области. Во вторую группу вошли различные объекты исключительно кирмакинской свиты. В третьей группе объединены залежи III, IV, VI, и VIII горизонтов западного Апшерона.

Таким образом, беря за основу группирования более эффективный оптимальный вариант и учитывая соответствующие залежам режимы и величины конечной нефтеотдачи, можно сказать, что по степени геологической неоднородности выделены три различные группы.

По результатам кластер-анализа даны количественные характеристики модели однородного и неоднородного пластов для условий Апшеронской нефтегазосной области. Модель относительно однородного пласта составлена на основе количественных параметров первой группы третьего варианта. Количественные характеристики параметров макронеоднородности второй группы и микронеоднородности третьей группы составили модель относительно неоднородного пласта (табл.).

Для выделенных групп получены интегральные кривые распределения конечной нефтеотдачи, которые могут быть использованы для прогнозирования начальных извлекаемых запасов нефти методом Монте-Карло (рис. 36).

Резюмируя изложенное, надо отметить, что вопросы группирования залежей по степени геологической неоднородности для геосинклинальных областей находятся на поисковой стадии. В этой связи проведенное группирование носит предварительный характер. Дальнейшее накопление фактического материала и применение более совершенных методов позволят более объективно оценить универсальность предлагаемых нами моделей, а также внести соответствующие коррективы в них.

Литература

1. Абасов М. Т., Султанов Ч. А. Статическое моделирование нефтяных залежей. — Азербешр, 1980.
2. Бабазаде Б. К. Классификация залежей нефти и газа Азербайджана. — Баку, Азербешр, 1960.
3. Багиров Б. А., Джафаров И. С., Джафарова Н. М. Изучение влияния процесса разработки на классификацию залежей методом анализа групп (кластер-анализ). — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1979, № 4.
4. Брод И. О. Классификация нефтяных залежей по их формам. — НХ, 1937, № 1.
5. Вассоевич Н. Б. О классификации естественных нефтепроявлений Азербайджана. — НХ, 1930, № 6.
6. Временное методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ. — М., 1972.
7. Капалин В. Г., Дементьев Л. Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. — Недра, 1982.

8. Ключарев В. С., Мирчинк М. Ф. Влияние макронеоднородности эксплуатационных объектов нефтяных месторождений Башкирии на нефтеотдачу. — Геология нефти и газа, 1970, № 11.

9. Мирчинк М. Ф. О принципах классификации залежей нефти и газа. НХ, 1955, № 5.

10. Стасенков В. В., Климушкин В. А., Бреев В. А. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов. М.: Недра, 1972.

11. Хаин В. А. Вопросы классификации нефтяных залежей и месторождений. — Изв. АН Азерб. ССР, 1954, № 7.

Л. И. Аллахвердиева, Н. М. Джафарова, Э. М. Эмедов

КЕОЛОЖИ ГЕЈРИ-БИРЧИНСЛИЛИК ДЭРЭЧЭСИНЭ КӨРЭ НЕФТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ТЭСНИФАТ МЭСЭЛЭСИ БАГГЫНДА

Мәгаләдә кеосинклинал вилајәтләр үзрә гејри-бирчинслилик дәрәчәсинә әсасән ләјләрийн кеоложи тәснифатә өјрәнилмишир. Јатагларын групплашмасы кластер-анализин көмәји илә әлдә едилмишир. Абшерон нефтли-газлы сәһәси үчүн бирчинсли вә нисбәтән гејри-бирчинсли ләјләрийн моделләри алынмишдыр. Јухарыда әјрлмиш групплар үзрә сонунчу нефт верилишинин интеграл пәјланма әјрлләри алынмишдыр ки, бунлардан да прогноз мөгсәди илә истифадә етмәк олар.

L. I. Allahverdieva, N. M. Djafarova, A. M. Akhmedov

TO THE QUESTION OF OIL DEPOSITS CLASSIFICATION ACCORDING TO THE DEGREE OF GEOLOGICAL HETEROGENEITY

The article examines the problem of deposits classification according to the degree of geological heterogeneity for geosynclinal regions. The authors have made the classification of deposits by means of cluster-analysis. They have got the models of homogeneous and relatively heterogeneous reservoir for the Apsheron oil- and gas-bearing area.

УДК : 553.982 : 51.011.57

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, В. Н. ЛУНИНА

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УРАВНЕНИЯ ТИПА ЛОГИСТИЧЕСКОГО КАК МОДЕЛИ ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

В процессе разработки месторождений с естественным или искусственным водонапорным режимом обводненность скважин и пластов, как правило, систематически увеличивается. Для правильной, рациональной разработки таких месторождений необходимо контролировать состояние обводнения отдельных участков и в целом всей залежи, так как на общую добычу нефти большое влияние оказывает степень обводненности продукции. Для этого необходимо знать закон, по которому происходит обводнение. В связи с этим была поставлена задача подбора эмпирической модели процесса обводнения и отыскания аналитического выражения, описывающего этот процесс.

Внешний вид кривых обводненности $V_n = f(t)$ показывает, что они могут быть описаны уравнением типа:

$$V_n = \frac{100 e^{100kt}}{100 - (1 - e^{100kt})}, \quad (1)$$

где V_n — обводненность, %;
 k — коэффициент пропорциональности;
 t — время с момента появления воды.

Такие кривые носят название логистических и получаются при описании процессов, в которых скорость изменения параметра x , характеризующего процесс, пропорциональна величине $x(a-x)$, где a — ограничение роста параметра x за счет естественного торможения процесса.

Для описания процесса обводнения скважин, исходя из сказанного, можно записать:

$$\frac{dV_n}{dt} = kV_n(100 - V_n). \quad (2)$$

Если обводненность V_n выражать в процентах, то верхним пределом этой величины будет 100%, что и отражено в уравнении (2), решением которого будет выражение (1) при начальных условиях $V_0=1$ и $t_0=0$.

Поскольку $V_n + V_{n.подв} = 100\%$, уравнение (2) можно записать в виде

$$\frac{dV_n}{dt} = kV_n V_{n.подв}. \quad (3)$$

откуда с очевидностью вытекает необходимость пропорциональности скорости обводнения произведению содержаний воды V_n и нефти $V_{n.подв}$ в общей жидкости. Подобные уравнения обычны для химической кинетики

в случае необратимых последовательных реакций первого и второго порядков [1].

С этих позиций процесс обводнения пласта (или скважины) в общем виде может быть записан такой последовательностью состояний: $V_{n.во} + V_{n.нач} \rightarrow V_n^{(1)} + V_n^{(1)} \rightarrow V_n^{(2)} + V_n^{(2)} \rightarrow \dots \rightarrow V_n^{(i)} + V_n^{(i)} \rightarrow \dots \rightarrow V_n + V_{n.во}$ (для скважины $V_{n.во} = 0$ и $V_{n.нач} = 0$) при условиях: $V_n^{(i)} + V_n^{(i)} = 1$ (или 100%); $V_n^{(i)} = V_{n.во} + V_{n.подв}^{(i)}$; $V_n^{(i+1)} > V_n^{(i)}$ и $V_n^{(i+1)} < V_n^{(i)}$.

В момент времени $t=0$ содержание воды в пласте составляет $V_{n.во}$, а нефти — $V_{n.нач}$ в скважине $V_{n.во} = 0$.

Пусть к моменту времени t_1 содержание воды в объеме пор пласта увеличилось на $\Delta V_n^{(1)}$ и стало равным $V_n^{(1)}$. Ясно, что содержание нефти уменьшится на ту же величину $\Delta V_n^{(1)} = \Delta V_n^{(1)}$ и станет равным $V_n^{(1)}$. К моменту времени t_1 в пласте будет такое соотношение жидкостей: содержание воды равно $V_n^{(1)} = V_{n.подв}^{(1)} + V_{n.во}$, а нефти — $V_n^{(1)} = 1 - (V_{n.подв}^{(1)} + V_{n.во})$. Скорость обводнения определится следующим образом:

$$\frac{d(V_n^{(i)} - V_{n.во})}{dt} = k(V_n^{(i)} - V_{n.во})(1 - V_{n.подв}^{(i)} - V_{n.во}).$$

Продифференцировав, получим

$$\frac{dV_n^{(i)}}{dt} = k(V_n^{(i)} - V_{n.во})(1 - V_{n.подв}^{(i)} - V_{n.во}). \quad (4)$$

Это есть дифференциальное уравнение скорости обводнения пласта (при $V_{n.во} \neq 0$) или скважины (при $V_{n.во} = 0$). Для скважины при $V_{n.нач} = 100\%$, $V_{n.во} = 0$, $V_n^{(1)} = V_{n.подв}^{(1)}$ получаем (2), а следовательно и (1).

Коэффициент пропорциональности k может быть определен при задании текущих значений t и V_n .

В отличие от кривых типа (1), для которых $k = \text{const}$, для реальных кривых $V_n = f(t)$ это условие является лишь частным случаем. Коэффициент пропорциональности k в уравнении (4) для скорости обводнения реальных скважин и пластов может быть как постоянным, так и переменным во времени. Чтобы проверить, как зависит коэффициент k от времени, были выполнены модельные расчеты для кривых $V_n = f(t)$ при различных видах функции $k = \varphi(t)$.

На рис. показаны графические модели обводненности $V_n = f(t)$ и модели коэффициента $k = \varphi(t)$.

При постоянном $k = k^*$ кривая обводненности симметрична относительно центра квадрата в нормированных координатах $t=0,5$; $V_n = 50\%$ и подчиняется логистическому закону. В системе координат (V_n, t) при $0 < V_n < 100\%$ и $0 < t < 1$ коэффициент пропорциональности $k = 0,092$ (кривая 1).

При изменении величины коэффициента k , но с сохранением его постоянства во времени кривая обводненности будет располагаться левее (при $k > k^*$ — кривые 2, 3) или правее (при $k < k^*$ — кривые 4, 5) основной логистической кривой (при $k = k^*$). Как видно, интенсивность обводненности увеличивается с увеличением k .

Характерной особенностью кривых $k = \text{const}$ является то, что они сохраняют симметрию, но точка перегиба кривых смещается вдоль оси абсцисс (оси времени) в зависимости от величины k . Серия таких кривых — это стандартная логистическая кривая, сжатая или растянутая относительно оси времени в зависимости от величины k . Если точку с абсциссой $t=1$ для кривой 1 перенести влево или вправо, в точку с абсциссой, ордината которой $V_w = 100\%$ для кривых 2—5, то эти кривые будут иметь $k = k^*$, как и кривая 1.

При изменении коэффициента k во времени возможны следующие случаи:

а) кривые обводненности сохраняют симметрию, точки перегиба совпадают с центром квадрата ($t=0,5$; $V_w = 50\%$), а зависимости k от t аппроксимируются степенными гиперболами (кривые 6, 7);

б) коэффициент пропорциональности k изменяется по степенной зависимости, причем k либо больше, либо меньше k^* (кривые 8, 9) во всем диапазоне изменения t . Симметрия кривых несколько нарушается, и сами кривые сдвинуты вдоль оси времени в зависимости от величины k . Изменение коэффициента k по степенной зависимости с отрицательным показателем степени (кривая 8) говорит о том, что со временем коэффициент k уменьшается, а с положительным показателем степени (кривая 9), наоборот, увеличивается;

в) особо следует отметить случай, когда обводненность вначале (при малых t) больше, а в конце (при больших t) меньше, чем по стандартной логической кривой, в то же время интенсивность возрастания обводненности в начале (при малых t) и в конце (при больших t) значительно больше, а в середине процесса — меньше, чем по стандартной логистической кривой (кривые 10, 11, 12). Изменение k происходит по обратным степенным зависимостям с отрицательным показателем степени, как и в случаях 6—8, но более резко, что и обуславливает различные темпы обводненности скважин и пластов. Характерна зеркальная симметрия кривых 1 и 10 относительно биссектрисы координатного угла.

Как показали расчеты на моделях обводненности, подбором функции $k = \varphi(t)$ можно описать любые формы кривых $V_w = f(t)$, соответствующие самым разнообразным условиям обводненности (кривые 13—21) в реальных условиях:

№ модели	Общий вид уравнения
1—5	$k = \text{const}$
6—8, 10—12	$k = at - b$
9	$k = at + b$
13, 15, 17	$k = at^2 - bt + c$
14, 16	$k = -at^2 + bt + c$
18, 20	$k = -at + b$
19	$k = at + b$
21	$k_1 = -at + b; k_2 = at - b$

Кривые 1—5 характеризуют различный темп обводненности, более интенсивный (кривые 2, 3) или менее интенсивный (кривые 4, 5) в зависимости от конкретных условий. Более интенсивный темп обводнения можно объяснить различными причинами, например, форсированным отбором жидкости, что отражает режим эксплуатации, или же может быть обусловлен геологическими условиями (хорошая проводимость пласта). Так как момент времени $t=1$ в рассмотренных моделях характеризует окончание эксплуатации, то выбытие скважины с конечной

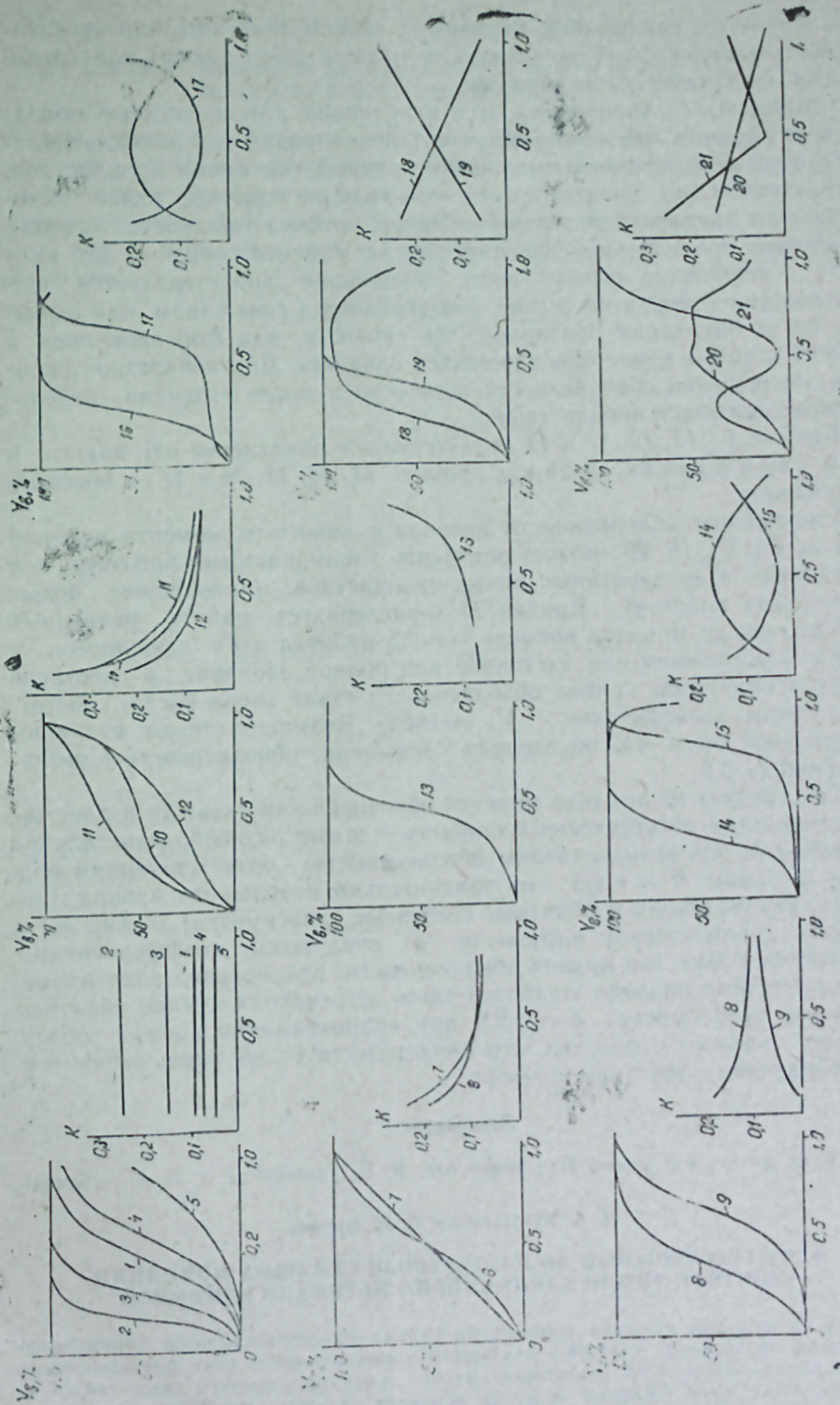


Рисунок.

обводненностью равной 60% (кривая 5) можно объяснить или нерентабельностью дальнейшей эксплуатации (малый дебит нефти) или техническими причинами (слом колонны).

Кривые 6—13 характеризуются изменчивой интенсивностью обводнения во времени, что можно объяснить неоднородностью обводняющихся пластов, подключением в процессе разработки новых пропластков, отличающихся по коллекторским свойствам от пластов, ранее находившихся в эксплуатации, форсированием отбора жидкости, начиная с какого-то момента времени (например, с момента $t=0,3$ — для кривой 9). Уменьшение интенсивности обводнения характеризуется или уменьшением отборов по сильно обводнившимся скважинам, или выбытием из эксплуатации обводнившихся скважин, или форсированием в большей степени менее обводнившихся скважин. Для конкретной скважины уменьшение обводненности возможно и после изоляции отдельных обводнившихся пропластков.

Кривые 1—13, 15, 17 и 19 характеризуют обводнение как пласта в целом, так и скважин, тогда как кривые 14, 16, 18, 20 и 21 — обводнение скважин.

Уменьшения обводненности начиная с какого-то момента времени (кривые 14, 16, 18, 20) можно объяснить изоляционными работами или вступлением в эксплуатацию новых пропластков (приобщение новых нефтеносных пластов). Кривая 21 характеризует работу различных пропластков: до момента времени $t=0,5$ работал один пропласток и после его истощения или частичной или полной изоляции и достреле других пропластков кривая обводненности стала снова расти, достигнув в конце эксплуатации $V_{в} = 100\%$. Возможна также изоляция подошвенной воды, что обусловило уменьшение обводненности в интервале $t=0,3—0,5$.

Как следует из анализа моделей обводненности скважин и пластов, уравнение типа логистического описывает самые разнообразные случаи изменения во времени величины обводненности. Соответствующим подбором функции $k = \varphi(t)$ из сравнительно небольшого набора (линейная, квадратичная и обратные степенные зависимости) можно легко получить аналитическое выражение с числовыми коэффициентами, описывающее весь ход кривой обводненности. Как показал опыт применения подобного подхода, наиболее часто встречаются именно обратные степенные зависимости $k = \varphi(t)$ при аппроксимации кривых обводненности скважин и пластов, что свидетельствует об уменьшении темпов обводнения с течением времени.

Литература

1. Курс физической химии. Под общей ред. Я. И. Герасимова, т. II. М., «Химия», 1973.

Л. А. Буряковски, В. Н. Лунина

НЕФТ ГУЈУЛАРЫНЫН ВӘ ЛАЈЛАРЫНЫН СУЛАШМА МОДЕЛИНДӘ МӘНТИГИ ТИПЛИ ТӘНЛИКЛӘРИН ИСТИФАДӘ ЕДИЛМӘСИ

Гују вә лајларын сулашма әјриләринин тәдгиги әсасында алынмыш нәтичәләрден көрүнүр ки, сулашманын мүхтәлиф һалларыны әддилашдырмаг үчүн замандан асылы олараг сулашма әмсалынын дәјишмәси нәзәрә алынмагла мәнтиги типли тәнликдән истифадә етмәк олар. Графики моделләр әсасында апарылап һесабатлардан көрүнүр ки, сулашманын артма әмсалынын замандан асылы олараг дәјишмәси әкс үстлү ганунла олур ки, бу да сулашма темпинин азалмасыны көстәрир.

A. Buryakovy V. N. Lunina

APPLIANCE OF EQUATION OF A LOGISTIC TYPE AS A MODEL FOR WELLS AND RESERVOIRS DROWNING

This report analyses curves for drowned wells and reservoirs and states that an equation of a logistic type with a variable in time coefficient of drowning increase may be used while describing the most different cases of drowning.

Calculations on graphic models show that reverse power ratios of the drowning increase coefficient vs time are mostly often used and met, that results in decreasing the tempo of drowning with time.

УДК 622.276.031:532.11

А. С. ГУСЕЙНОВ, Ю. Г. КЕРИМОВ, С. Н. БАГИР-ЗАДЕ,
 Г. Н. АДАМЯН, А. А. АХУНДОВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ЕГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ОСТАНОВКЕ СКВАЖИН

Определение пластового давления имеет важное значение при разработке нефтяных месторождений. Причем, чем точнее будет определено пластовое давление, тем точнее будет прогнозирование величины добычи жидкости.

Обычно на промыслах среднее пластовое давление определяют по картам «условно-статических» изобар как средневзвешенное по площади или по объему [1]. Однако при составлении карт изобар необходим большой объем работ по исследованию скважин, связанных с их остановкой, что приводит к снижению уровня добычи жидкости. Кроме того, карты изобар дают приближенное представление о величине $P_{пл}$. Поэтому, когда необходимо получить точные данные о величине пластового давления за короткий срок остановки скважин, можно использовать ЭВМ, так как с помощью электронных машин по начальным участкам КВД можно определить искомые значения давлений без трудоемких расчетов. Современное состояние методики и техники исследовательских работ позволяет без особых затруднений определить пластовое давление с помощью ЭВМ.

Для получения информации о разрабатываемом нефтяном пласте обычно проводится ряд исследований, в том числе гидродинамические исследования скважин методом восстановления давления, в результате которых получается фактическая кривая изменения давления P по времени t :

$$P = P(t). \quad (1)$$

Кривые вида (1) несут в себе информацию как о фильтрационных параметрах пласта, которыми являются коэффициенты гидропроводности (Kh/μ) и пьезопроводности (α), так и о неоднородностях самого пласта, а также о существующих перетоках между пластами по различного рода нарушениям. Поэтому можно полагать, что кривые вида (1) в общем виде удовлетворяют аналитическому выражению:

$$P(x, y, z, t) = P_n - F[Q(t), k, h, \mu, \beta^*, \alpha]. \quad (2)$$

Здесь x, y, z и t — координаты расстояния и времени, P_n — текущее пластовое давление, $\theta(t)$ — переменный расход жидкости, h — мощность пласта, k и μ — коэффициенты проницаемости и динамической вязкости фильтруемой жидкости, β^* — коэффициент упругоэластичности, α — коэффициент, характеризующий совокупность прочих характеристик пласта (перетоки и нарушения), F — функция, аналитический вид которой выбирается согласно исследуемому пласту.

Методика интерпретации данных опробования пласта в одной скважине изложена в [2], где приводятся формулы изменения перепа-

да давления во времени. Для определения с их помощью текущего пластового давления необходимо знание начального забойного давления, от степени достоверности которого зависит точность оценки показателей процесса разработки, дальнейшего прогноза добычи нефти, подсчета запасов и т. п.

Выбор начального участка кривых восстановления давления, т. е. испытание скважин на восстановление давления, связан с длительностью прослеживания, и кривая восстановления давления (КВД) практически никогда не достигает своей конечной величины.

Из теории упругого режима фильтрации однородной жидкости в нефтяных пластах [3] известно, что функция давления P при указанной технологии фильтрационного потока подчиняется в общем виде следующему закону изменения

$$P(t) = \sum_{n=0}^n A_n \exp(\beta_n \tau), \quad (3)$$

где A_n, β_n — коэффициенты, зависящие от дополнительных условий решаемых краевых задач фильтрации.

Это обстоятельство наводит на мысль искать приближение эмпирической функции восстановления линейной комбинацией показательных функций

$$P(t) = B_0 + \sum_{n=1}^k B_n \exp(\beta_n \tau). \quad (4)$$

Приближение эмпирической функции линейной комбинацией показательных функций (4), определенной с помощью критерия наименьших квадратов, описано в [4].

Проведение численных расчетов по [2] связано со сходимостью итерационного процесса и требует большого числа узловых точек, поэтому наиболее приемлемым и для наших целей являются результаты исследований в [3], где получены расчетные формулы для (4) при $k=3$.

Для составления вычислительного процесса примем, что по данным кратковременного испытания скважины за промежутки времени $T(t_1, t_0, \dots, t_N)$ сняты $N+1$ значения забойного давления $P_i = P(t_0 + it_j)$, где $i = \overline{0, N}, t_j =$ промежуток времени, через который снят замер давления.

Тогда значения β_n ($n=1; 3$) определяются посредством формул

$$\beta_n = \frac{1}{t_j} \ln U_n, \quad (5)$$

где U_n ($n=1; 3$) — корни кубического уравнения

$$U^3 + S_1 U^2 + S_2 U + S_3 = 0, \quad (6)$$

а коэффициенты S_i ($i=1; 3$) определяются из системы алгебраических уравнений

$$\begin{aligned} S_3 b_{1,1} + S_2 b_{1,1+1} + S_1 b_{1,1+2} &= -b_{1,1+2} \\ S_3 b_{1,1+1} + S_2 b_{1,1+1+1} + S_1 b_{1,1+1+2} &= -b_{1,1+1+3} \\ S_3 b_{1,1+2} + S_2 b_{1,2,1+1} + S_1 b_{1,2,1+2} &= -b_{1,2,1+3}. \end{aligned} \quad (7)$$

где

$$b_{L,M} = \sum_{i=0}^{N-4} \Delta_L \cdot \Delta_M \cdot L > i, M > i, \Delta_i = P_{i+1} - P_i, (i = 0, \bar{N} - 4).$$

При этом сумма квадратов ошибок (7) определится из выражения

$$E_1 = S_0 b_{1+3,1} + S_2 b_{1+3,1+1} + S_1 b_{1+3,1+2} + b_{1+3,1+3}.$$

Для определения коэффициентов B_0, b_1 ($i=1, 2, 3$) используется следующая система вида:

$$\begin{aligned} (N+1)B_0 + B_1 f(\sigma) + B_2 f(q) + B_3 f(r) &= f(P) \\ f(\sigma) + B_1 f(\sigma^2) + B_2 f(\sigma q) + B_3 f(\sigma r) &= f(\sigma P) \\ f(q) + B_1 f(\sigma q) + B_2 f(q^2) + B_3 f(qr) &= f(qP) \\ f(r) + B_1 f(\sigma r) + B_2 f(qr) + B_3 f(r^2) &= f(rP), \end{aligned} \quad (8)$$

где

$$f(x) = \sum_{i=0}^N x_i, f(xy) = \sum_{i=0}^N x_i y_i, f(x^2) = \sum_{i=0}^N x_i^2,$$

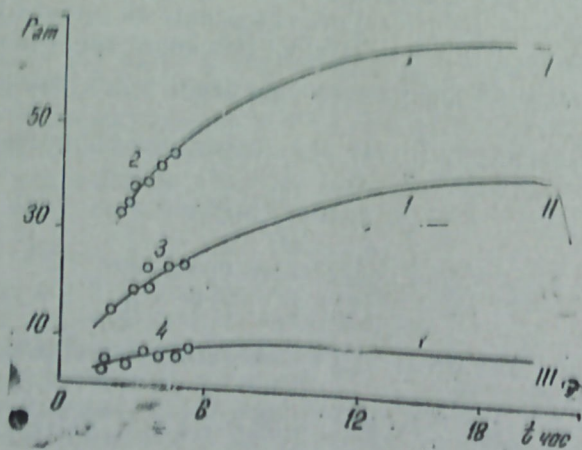
$$\sigma_i = \exp[\beta_1(t_0 + it_j)], q_i = \exp[\beta_2(t_0 + it_j)], r_i = \exp[\beta_3(t_0 + it_j)].$$

Сумма квадратов ошибок (8) определения коэффициентов составит

$$E_2 = B_0 f(P) + B_1 f(\sigma P) + B_2 f(qP) + B_3 f(rP) - f(P^2).$$

Для вычислительного процесса была использована ЭВМ «Минск-32». По промысловым данным месторождения Мишовдаг нами построены кривые из трех скважин КВД (рис.), где кривая 1 построена по нашим расчетам, а кривые 2, 3, 4 — по промысловым данным.

Как видно из рис., расчетные значения совпадают со значениями промысловых данных. Относительная ошибка не превышает 3% и зависит от количества выбранной точки и интервала обработки КВД.



Рисунок

Одновременно надо отметить преимущество данного метода — не нарушается режим работы скважины после замера, сокращаются до минимума ручные расчеты, что позволяет проводить массовые исследования в сравнительно короткий срок.

Литература

1. Крылов А. П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М., Гостехиздат, 1962.
2. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Рекомендации по применению новых методов определения продуктивности скважин и пластового давления. М., Недра, 1976.
3. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостехиздат, 1959.
4. Система математического обеспечения «Минск-32». Алгоритмы и программы. Минск, Институт математики АН БССР, 1972.

Э. С. Гусейнов, Ю. Г. Керимов, С. Н. Багырзаде, Г. Н. Адамян, Э. Э. Ахундов

ГУЖУЛАРЫН ГЫСАМУДДЭТЛИ ДАЈАНДЫРЫЛМАСЫНА ЭСАСЭН ЛАЈ ПАРАМЕТРИНИН ТЭЈИНИ

Мәғаләдә рижәзи һесабаһ јолу илә гужуларын гысамуддәтли дајандырылмасы заманы алыһаһ тәјјигин бәрпа әјрисинин бшлангыч һиссәсиндән истифадә едәрәк, тәјјигин там бәрпасыны таһмағ мүмкүн олдуғу верилир.

Һесабаһ үчүн садә дүстур верилмиш вә бу дүстурла Мишовдағ јатағында үч гужу үчүн тәјјигин там бәрпа әјриси гурулмушдур. Гурулан әјри мәдән көстәрчиси илә үстә дүшүр.

A. S. Guseinov, Yu. G. Kerimov, S. N. Bagir-zade, G. N. Adamyan, A. A. Akhundov

DEFINITION OF PLATE PARAMETER ON THE BASE OF MOMENTARY STOP OF WELLS

The definition of reservoir pressure plays exclusively main role in designing oil-field development. The attempt in the use of mathematical apparatus for the definition of original reservoir pressure is shown on the base of actual data in this article.

The rated formula is given and the algorithm of calculated process for computation is formed. On the base of actual data the curves are built up and the computation significance coincides with the significance of field data.

**О ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА
 ТЕПЛОТДАЧИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

Исследованию теплообмена буровых растворов посвящены теоретические и экспериментальные работы [1, 2, 3, 4 и др.], результаты которых не всегда отвечают естественным условиям бурящихся скважин.

В данной работе рассматривается влияние температуры на коэффициент теплоотдачи промывочной жидкости в условиях бурящихся скважин на основе входной и выходной информации. В качестве входной информации принимается изменение температуры промывочной жидкости на забое скважины, в качестве выходной информации температуру промывочной жидкости при входе из скважины. При этом принимается, что температура в массиве горной породы и в бурильных трубах с глубиной скважины изменяется по линейному закону.

Дифференциальное уравнение теплопроводности при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве скважины без учета диссипации энергии имеет вид:

$$C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \left(\alpha_r \frac{2}{R_0} + \alpha_n \frac{2}{R_2 - R_1} \right) [T - (T_0 - \Gamma x)], \quad (1)$$

где C_p , λ и α теплофизические параметры промывочной жидкости и являются функциями температуры, R_1 , R_2 — радиусы бурильных труб и скважины α_r , α_n — соответственно коэффициенты теплообмена промывочной жидкости к бурильным трубам и стенке скважины, T_0 — температура воздуха, t время, Γ — геотермический градиент.

Пользуясь известным преобразованием Кирхгофа и принимая в первом приближении, что зависимости C_p и λ от T одинаковы, получим уравнение с постоянными коэффициентами.

Начальное и граничные условия задаем в виде:

$$T(x, 0) = T_0 + \Gamma x; \quad T(0, t) = T_{\text{вых}}; \quad T(l, t) = f(t), \quad (2)$$

где l — глубина скважины.

Введем безразмерные переменные

$$\theta = \frac{T - T_0}{T_0}; \quad \xi = \frac{x}{l}; \quad \tau = \frac{a}{l^2} t; \quad \text{где } a = \frac{\lambda}{C_p} = \text{const}. \quad (3)$$

В безразмерных переменных уравнение (1) принимает вид:

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} + \text{Pe} \frac{\partial \theta}{\partial \xi} = \frac{\partial^2 \theta}{\partial \xi^2} + \text{Nu}(\theta - \Gamma_0 \xi), \quad (4)$$

где $\text{Pe} = \frac{vl}{a}$ — параметр Пекле, $\Gamma_0 = \frac{\Gamma l}{T_0}$;

$\text{Nu} = \left(\alpha_r \frac{2}{R_0} + \alpha_n \frac{2}{R_2 - R_1} \right) \frac{l^2}{\lambda}$ — обобщенный параметр Нуссельта.

Начальное и граничные условия в безразмерных переменных имеют следующий вид: $\theta(\xi, 0) = \Gamma_0 \xi$;

$$\theta(0, \tau) = \frac{T_{\text{вых}} - T_0}{T_0} = \theta_0 = \text{const}; \quad \theta(l, \tau) = \frac{f(t) - T_0}{T_0} = \varphi(t). \quad (5)$$

Полагая, что при движении жидкости в затрубном пространстве скважины $\text{Pe} \frac{\partial \theta}{\partial \xi} \gg \frac{\partial^2 \theta}{\partial \xi^2}$, уравнение (4) приводим к виду

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} + \text{Pe} \frac{\partial \theta}{\partial \xi} = \text{Nu}(\theta - \Gamma_0 \xi). \quad (6)$$

Примем, что в общем случае параметр Нуссельта изменяется по экспоненциальному закону в зависимости от температуры:

$$\text{Nu}(\theta) = \text{Nu}_0 e^{-\kappa(\theta - \theta_0)} \quad (7)$$

Тогда с учетом (7) уравнение (6) имеет вид:

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} + \text{Pe} \frac{\partial \theta}{\partial \xi} = \text{Nu}_0 e^{-\kappa(\theta - \theta_0)} (\theta - \Gamma_0 \xi). \quad (8)$$

Таким образом, задача сводится к определению значения постоянной K из решения (8) при условиях (5). Так как точное аналитическое решение нелинейного уравнения (8) представляет определенные математические трудности, то для его решения применим теорему сравнения.

По идее теоремы сравнения в уравнении (8) величину $\text{Nu}_0 e^{-\kappa(\theta - \theta_0)}$ записываем в одном случае для максимального значения θ , в другом случае для минимального значения θ , т. е.

$$\text{Nu}^{\text{max}}(\theta) = \text{Nu}_0 e^{-\kappa(\theta_{\text{max}} - \theta_0)}$$

$$\text{Nu}^{\text{min}}(\theta) = \text{Nu}_0 e^{-\kappa(\theta_{\text{min}} - \theta_0)}$$

С учетом такого приближения уравнение (8) записывается следующим образом:

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} + \text{Pe} \frac{\partial \theta}{\partial \xi} = \text{Nu}_0 e^{-\kappa(\theta_{\text{max}} - \theta_0)} (\theta - \Gamma_0 \xi) \quad (9)$$

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} + \text{Pe} \frac{\partial \theta}{\partial \xi} = \text{Nu}_0 e^{-\kappa(\theta_{\text{min}} - \theta_0)} (\theta - \Gamma_0 \xi).$$

Применяя для решения уравнения (9) при условиях (5) преобразование Лапласа, получим следующие уравнения для определения значений K_1 и K_2

$$\left[\frac{\theta_0}{S} - \frac{\Gamma_0}{S} \cdot \frac{\text{Pe}}{S - \text{Nu}^{\text{max}}} \right] e^{-\frac{S - \text{Nu}^{\text{max}}}{\text{Pe}}} = \varphi^*(S) - \frac{\Gamma_0}{S} - \frac{\Gamma_0}{S} \cdot \frac{\text{Pe}}{S - \text{Nu}^{\text{max}}} \quad (10)$$

$$\left[\frac{\theta_0}{S} - \frac{\Gamma_0}{S} \cdot \frac{\text{Pe}}{S - \text{Nu}^{\text{min}}} \right] e^{-\frac{S - \text{Nu}^{\text{min}}}{\text{Pe}}} = \varphi^*(S) - \frac{\Gamma_0}{S} + \frac{\Gamma_0}{S} \cdot \frac{\text{Pe}}{S - \text{Nu}^{\text{min}}},$$

где S — параметр Лапласа. При малых значениях S , что соответствует большим значениям t , уравнение (10) имеет вид:

$$\left(\frac{\theta_0}{S} - \frac{\Gamma_0}{S} \cdot \frac{Pe}{Nu^{\max}}\right) e^{\frac{Nu^{\max}}{Pe}} = \varphi^*(S) - \frac{\Gamma_0}{S} - \frac{\Gamma_0}{S} \cdot \frac{Pe}{Nu^{\max}} \quad (11)$$

$$\left(\frac{\theta_0}{S} - \frac{\Gamma_0}{S} \cdot \frac{Pe}{Nu^{\min}}\right) e^{\frac{Nu^{\min}}{Pe}} = \varphi^*(S) - \frac{\Gamma_0}{S} - \frac{\Gamma_0}{S} \cdot \frac{Pe}{Nu^{\min}}.$$

Уравнение (11) будем решать методом последовательных приближений.

В первом приближении имеем:

$$Nu_1^{(\max)} = Pe \frac{\Gamma_0}{\theta_0^{\max}}; \quad Nu_1^{\min} = Pe \frac{\Gamma_0}{\theta_0^{\min}}. \quad (12)$$

Во втором приближении получим:

$$Nu_2^{(\max)} = \frac{Pe \Gamma_0}{\theta_0^{\max} + \left(1 + \Gamma_0 + \theta_1^{\max} - \frac{T_3}{T_0} b\right) e^{-\frac{\Gamma_0}{\theta_1^{\max}}}}$$

$$Nu_2^{(\min)} = \frac{Pe \cdot \Gamma_0}{\theta_0^{\min} + \left(1 + \Gamma_0 + \theta_1^{\min} - \frac{T_3}{T_0} b\right) e^{-\frac{\Gamma_0}{\theta_1^{\min}}}} \quad (13)$$

вычисленные по формулам (13). Если для условий бурящихся скважин справедливы неравенства:

$$\left(1 + \Gamma_0 + \theta_1^{\max} - \frac{T_3}{T_0} b\right) e^{-\frac{\Gamma_0}{\theta_1^{\max}}} \ll \theta_0^{\max};$$

$$\left(1 + \Gamma_0 + \theta_1^{\min} - \frac{T_3}{T_0} b\right) e^{-\frac{\Gamma_0}{\theta_1^{\min}}} \ll \theta_0^{\min};$$

то на основании этих неравенств с достаточной точностью для практических целей можно ограничиться первым приближением решения уравнения (11).

Таким образом имеем:

$$Nu_0 e^{-\kappa_1(\theta^{\max} - \theta_1)} = \frac{Pe \cdot \Gamma_0}{\theta_0^{\max}}$$

$$Nu_0 e^{-\kappa_2(\theta^{\min} - \theta_1)} = \frac{Pe \cdot \Gamma_0}{\theta_0^{\min}}. \quad (14)$$

Из уравнений (14) при известных значениях Nu_0 , Pe , θ^{\max} , θ^{\min} , θ_0^{\max} , θ_0^{\min} , θ_1 и Γ_0 определяются значения κ_1 и κ_2 ;

$$\kappa_1 = \frac{1}{\theta^{\max} - \theta_1} \ln \frac{Nu_0 \theta_0^{\max}}{Pe \cdot \Gamma_0}; \quad \kappa_2 = \frac{1}{\theta^{\min} - \theta_1} \ln \frac{Nu_0 \theta_0^{\min}}{Pe \cdot \Gamma_0} \quad (15)$$

Среднее значение K определяется по формуле

$$K_{cp} = \frac{\kappa_1 + \kappa_2}{2}.$$

В первом приближении примем, что $\theta^{\min} = \theta_1$, что равносильно предположению $K_2 = 0$. При этом для определения значения K_{cp} получим:

$$K_{cp} = \frac{1}{2} \frac{1}{(\theta^{\max} - \theta_1)} \ln \frac{\theta^{\max}}{\theta_1}. \quad (16)$$

В табл. приводятся данные, необходимые для проведения вычислений по формуле (16) для некоторых бурящихся скважин. Из табл. видно, что для различных скважин значения K_{cp} различны, причем значение θ , соответствующее максимальному значению (скв. № 564), равно 0,13.

Скв.	№	Глубина, м	$T^{\circ}C_{вх}$	$T^{\circ}C_{вых}$	$T^{\circ}C$	K_{cp}
Булла-море	564	2487	35	53	15	0,13
Булла-море	564	4784	60	90	15	
Булла-море	60	2710	41	55	10	0,11
Булла-море	60	4770	48	63	10	
Булла-море	54	3489	42	60	10	
Булла-море	54	5424	54	90	10	0,11
Дуваный	567	3161	46	65	15	
Дуваный	567	5348	55	80	15	0,08

Литература

- Кулиев С. М., Есьман Б. И., Габузов Г. Г. Температурный режим бурящихся скважин. М., Недра, 1968.
- Мирзаджанзаде А. Х. Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в применении к нефтедобыче. Баку, Азернешр, 1959.
- Шульман З. П., Берковский Б. М. Пограничный слой неньютоновских жидкостей. Минск, Наука и техника, 1966.
- Щербань А. Н., Черняк В. П. Прогноз и регулирование теплового режима при бурении глубоких скважин. М., Недра, 1974.

Г. Т. Хасанов, Ф. В. Ейвазова

ЈУЈУЧУ МЭЈЛУЛУН ИСТИЛИКВЕРМЭ ЭМСАЛЫНЫН ТЕМПЕРАТУР АСЫЛЫЛЫҒЫ ЫАҒҒЫНДА

Мәгаләдә истиликкечирмәнин тәрә мәсәләсинин һәлли әсәсында јујучу мәһлулу итиликвермә әмсалынын температур асылылығы өјрәнилир. Тәчрүби гијмәтләр әсәсында һесабламарла истиликвермә әмсалынын гијмәти тәјин едилир.

G. T. Hasanov, F. V. Aivasova

TEMPERATURE DEPENDENCE OF THE HEAT IRRADIATION COEFFICIENT OF THE BORING LIQUIDS

The present work considers the temperature dependence of the heat irradiation coefficient of the boring liquid using the reverse problem. Basing on the experimental data the values of heat irradiation coefficient have been determined.

УДК 622. 248.32

А. Э. КУЛИЕВ, А. А. КУЛИБЕКОВ

О ДИНАМИКЕ РАЗМЫВА СТЕНКИ СКВАЖИНЫ РАДИАЛЬНЫМ ПОТОКОМ

На успешное бурение и заканчивание скважин влияют многочисленные факторы, одним из которых является изменение геометрического размера ствола скважины в процессе бурения, что необходимо знать при решении задач, связанных с технологией бурения, промывкой, цементированием, исследованием скважин и т. д.

Известно, что на бурение и строительство скважин в зависимости от их цели, глубины, условий, техники и т. д. отводятся различные сроки. В процессе бурения в зависимости от времени ствол скважины претерпевает различные изменения. Поэтому исследование причин и природы изменения геометрических размеров ствола скважины в зависимости от времени приобретает важное значение.

В литературе [1, 6, 8] отсутствует единое мнение по вопросу динамики процесса кавернообразования. Имеющиеся отдельные работы в этой области до настоящего времени недостаточно обобщены и не увязаны между собой, а полученные в них расхождения не объяснены. Не выясняется механизм динамики кавернообразования, что необходимо для описания природы этого процесса.

Целью настоящей работы является выявление механизма динамики кавернообразования в процессе бурения скважин. На основе фактических данных бурения скважин на площадях Булла-море и о. Булла авторами проведены расчеты скорости бурового раствора в кольцевом пространстве, установлено, что в зависимости от компоновки низа бурильной колонны она колеблется в пределах $0,63 \div 1,46$ м/с.

В литературе [7] указано, что увеличение скорости истечения струи бурового раствора из насадок долот с 40—60 до 100 м/с приводит к повышению рейсовой скорости бурения в $1,12 \div 1,57$ раза. А приведенные выше скорости в кольцевом пространстве по сравнению со скоростями истечения бурового раствора из насадок так незначительны, что не могут способствовать размыву и разрушению стенок скважин и образованию каверн.

Для размыва стенок скважины и образования каверн поток бурового раствора в кольцевом пространстве вначале должен разрушать пограничный слой бурового раствора в стволе, затем глинистую корку на стенке скважины и, наконец, горные породы, слагающие стенки ствола. Однако для отрыва агрегатов частиц пород от стенок скважины скорость восходящего потока бурового раствора должна создать напряжения, обеспечивающие условия $\sigma_p > \sigma_{пр}$, т. е. величина напряжения, необходимого для отрыва частиц породы от стенки скважины σ_p восходящим потоком, должна превышать величину разрывающего напряжения пород, слагающих стенки ствола. Размыв и разрушение пород, слагающих стенки скважины, происходят в результате возник-

новения в них разрывающего напряжения, что связано с динамическим воздействием восходящего потока бурового раствора.

В работе [5] указывается, что при скоростях восходящего потока $3 \div 5$ м/с в затрубном пространстве образуется турбулентный режим течения, который способствует кавернообразованию. Расчеты показывают, что динамическое воздействие восходящего потока бурового раствора на стенки ствола со скоростью в пределах $3 \div 5$ м/с способствует созданию разрывающего напряжения $0,06 \div 0,17$ кГ/см² или $0,6 \div 1,7$ кГ/см² сопротивления на одноосное сжатие, при которых условие $\sigma_p > \sigma_{пр}$ не обеспечивается, следовательно не может происходить и размыв стенок ствола скважины.

Расчеты по вычислению величины σ_p проведены по формуле [4],

$$\sigma_p = \frac{\rho \cdot C_f \cdot D_d (D_k - D_d) \cdot V_{min}^2}{4l_t \cdot D_k}$$

где ρ — плотность бурового раствора; C_f — коэффициент сопротивления трения жидкости о стенки скважины; D_d — диаметр долота; D_k — средний диаметр скважины после образования каверны; V_{min} — минимальная скорость восходящего потока; l_t — длина турбобура, или УБТ.

Другим немаловажным фактором, влияющим на размыв стенок скважины и кавернообразование, является радиальный поток струи.

В работе рассматривается влияние конструктивных параметров трехшарошечных долот (табл. 1) на эффективность размыва стенок скважины радиальным потоком.

Расстояние на забое между центром долота и точкой пересечения оси струи с плоскостью забоя в радиальном направлении для долот диаметрами 295,3; 269,9 и 190,5 мм соответственно составляет 137,5; 124 и 80 мм. Следовательно для указанных долот расстояние от стенки ствола скважины до точки пересечения оси струи с плоскостью забоя соответственно составляет 10,5; 11,0 и 15,0 мм. В работе [2] установлено, что на забое скважины на расстоянии $1,5 \cdot d_0$ от центра струи значение радиальной скорости потока остается постоянным.

Поэтому в указанных пределах расстояния за значение радиальной скорости потока с достаточной точностью можно принимать осевую струю, действующую на стенку скважины.

Для указанных долот проведены расчеты по определению величины скорости радиального потока по формуле [3]

$$V_p = 0,385 \cdot V_0 \left(\frac{d_0}{l} \cdot \frac{R_0}{R} \right)^{1,15}$$

где V_0 — начальная скорость струи; l — расстояние выходного сечения насадки от забоя; d_0 — диаметр выходного сечения насадки; R_0 — радиус долота; R — текущее значение радиуса.

Установлены допустимые прочностные породы на растяжение и сопротивление на одноосное сжатие, которые под действием указанных радиальных струй могут размываться. Результаты расчетов и замеров приведены в табл. 1.

Для практического подтверждения этого процесса нами были рассмотрены и анализированы кавернограммы одного и того же интервала, замеренные несколько раз в разное время. Анализ повторных за-

Таблица 1

Размер долота, мм	Размер насадки, мм	Расстояние от выходного сечения насадки до забоя l, мм	Расстояние на забое между центрами долота и насадки мм	Угол между осями долота и насадки, α	Расход бурового раствора, л/с	Радиальная скорость потока, м/с	Сопротивление на одноосное сжатие, кг/см ²	Прочность на растяжение, кг/см ²
295,3	14	201	137,5	22°	40	31,1	33,0	6,6
	18				45	51,3	105,9	18,0
	14				50	34,9	49,0	8,4
	18				30	57,7	134,0	22,8
	14				35	38,8	60,1	10,3
	18				40	64,1	165,0	28,1
269,9	16	193	124	18°30'	19	20,8	14,0	2,4
	13				22	26,4	22,9	3,9
	18				35	40,0	53,0	9,0
	13				40	24,4	19,0	3,3
	16				19	30,8	31,0	5,3
	13				25	46,7	71,0	12,2
	18				25	27,8	25,0	4,3
	16				25	35,2	40,0	6,9
	13				25	53,3	93,0	15,9
190	11	136	80	15°30'	19	14,1	7,0	1,2
	10				22	16,9	10,0	1,7
	11				25	16,2	9,4	1,6
	10				25	19,6	14,0	2,4
	11				25	18,4	12,3	2,1
	10				25	22,6	18,2	3,1

меров каверн 12 скважин, пробуренных на площадях Булла-море и о. Булла, показывает, что во всех случаях с течением времени между замерами увеличения диаметра не замечается.

Из рис. видно, что кривые, показывающие удельный объем скважин в зависимости от глубины, разделяются на две группы. В первой группе верхних интервалов глубин 3300—3900 м удельные объемы по сравнению со второй группой нижних интервалов глубин 3900—4400 м ощутимо больше. Но с течением времени независимо от глубины удельный объем скважин уменьшается, кривые приближаются к номинальной линии и некоторые даже переходят в меньшую сторону. Значит, после определенного периода времени приращение диаметра скважины прекращается и даже, несмотря на интенсивную промывку и спуско-подъемные операции, происходит сужение ствола. Можно также отметить, что в образовании каверн механическое воздействие тел и кромки замков бурильных труб на стенки скважин никакой роли не играет. В случае влияния этих факторов на процесс кавернообразования тенденция к увеличению темпов роста размера и удельного объема каверн выражалась бы по всему периоду бурения. Наши же исследования показывают обратную картину (см. рис. и табл. 2).

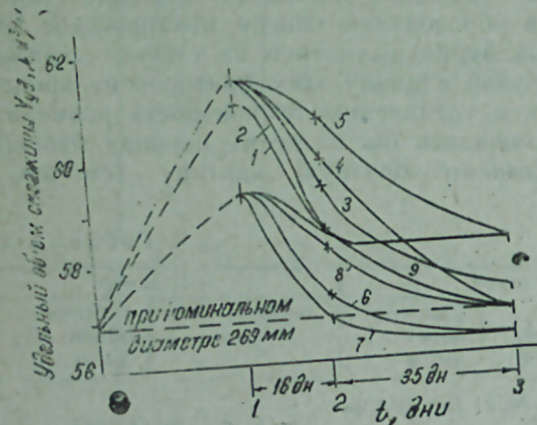
Таблица 2

Глубина, м	Номинальный диаметр, мм	I замер		II замер	
		диаметр, мм	удельный объем $V_{уд}$, дм ³ /м	диаметр, мм	удельный объем $V_{уд}$, дм ³ /м
скв. № 21 Булла-море					
09.09 1974					
3300—3400		275	59,4	275	59,4
3400—3500		277	60,2	275	59,4
3500—3600		279	61,1	276	59,8
3600—3700		279	61,1	277	60,2
3700—3800		279	61,1	276	59,8
3800—3900		279	61,1	279	61,1
3900—4000	269	277	60,2	275	59,4
4000—4100		281	62,0	279	61,1
4100—4200		281	62,0	279	61,1
4200—4300		285	63,8	281	62,0
4300—4400		289	65,6	283	62,9
4400—4500		293	67,4	285	63,8
4500—4600		293	67,4	275	59,4
скв. № 42 Булла-море					
11.03 1979					
5200—5250		190	28,3	188	27,7
5250—5300		196	30,1	192	28,9
5300—5350	188	200	31,4	195	29,8
5350—5400		198	30,7	190	28,3
5400—5450		202	32,0	194	29,5
5450—5500		212	35,3	196	30,1

Как было отмечено, на расстоянии $1,5 \cdot d_0$ от центра струи скорость радиального потока равна осевой скорости струи. Дальше этого расстояния уменьшение радиальной скорости потока происходит за счет трения струи о забой и увеличения диаметра скважины в результате размыва. Наряду с этим радиальный поток после взаимодействия со стенкой скважины, образуя сосредоточенные вихри, на-

правляется в кольцевое пространство, где и теряет свою кинетическую энергию. Этим и объясняется прекращение процесса размыва ствола скважины восходящим потоком.

Таким образом, после вскрытия массива дальнейшее взаимодействие потока бурового раствора с породами, слагающими верхние интервалы ствола скважины, не способствует кавернообразованию, а наоборот, приводит к сужению ствола за счет образования глинистой корки на стенках и зашламления ствола. В отдельных случаях после долгого времени бурения имеющиеся места образования каверн можно отнести за счет слабой устойчивости ствола, в результате чего происходит обвал стенок скважины.



Замеры в скв. 30 пл. Булла-море на глубинах: 1 — 3400 м; 2 — 3500 м; 3 — 3600 м; 4 — 3700 м; 5 — 3900 м; 6 — 4000 м; 7 — 4200 м; 8 — 4300 м; 9 — 4400 м.
1 — первый замер; 2 — второй замер; 3 — третий замер.

Литература

1. Зубарев А. В. Динамика процесса кавернообразования. НТС, серия бурение вып. 4, ВНИИОЭНГ, М., 1970.
2. Козодой А. К., Зубарев А. В., Федоров В. С. Промывка скважин при бурении. Гостоптехиздат, М., 1963.
3. Кулиев А. Э. Экспериментальное исследование скорости потока жидкости при забое бурящейся скважины. Тр. ИПГНГМ АН Азерб. ССР. Вопросы разработки, геологии и бурения месторождений нефти и газа. Баку, Элм, 1978.
4. Кулиев А. Э., Абдинов М. А., Кулибеков А. А. К вопросу процесса кавернообразования в бурящихся скважинах. Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1981, № 4.
5. Муфидзаде В. М. Исследование эрозионного воздействия бурового раствора на стенки скважин. АНХ, 1981, № 10.
6. Сеид-Рза М. К., Фараджев Т. Г., Фаталиев М. Д., Целовальников В. Ф., Гусаров Н. В. Причины сужений ствола и кавернообразований в бурящихся скважинах. НТС, серия бурение, вып. 5, ЦНИИТЭнефтегаз, М., 1965.
7. Челомбиев Б. К., Лебедев Е. А., Антамонов С. И. Бурение глубоких скважин роторным способом. Обзорная информация, серия бурение, ВНИИОЭНГ, М., 1979.
8. Шербич Н. Е., Зубарев В. Г. Динамика кавернообразования при бурении газовых скважин на Южно-Соленинском месторождении. Экспресс-информация, серия бурение, вып. 19, ВНИИОЭНГ, М., 1970.

А. Е. Гулијев, А. А. Гулубэјов

РАДИАЛ АХЫНЫН ГУЈУ ДИВАРЫНЫН ЈЕЈИЛМЭСИНЭ ТЭСИРИ

Магаләдә маје шырнағынын радиал сүр'әтиндән асылы олараг гују диварынын јејилмәси вә кәһ әмәлә кәлмәси механизминин динамикасы өјрәнилмишдир.

Маје шырнағынын радиал сүр'әтиндән асылы олараг гују диварыны тәшкил едән сүхурларын дартылмаја гаршы бәрклији вә бирохлу сыхылмаја мүғавимәти тә'јин едилмишдир.

Тәдгигат кәстәрир ки, радиал сүр'әтиндән асылы олараг гују диаметринин кениш-ләnmәси просеси газманын илк дөврундә, јә'ни массив ачылан анда кедир вә маје ахынын гују диварына сонракы тә'сир кәһ әмәлә кәлмәсинә тә'сир етмир.

А. Е. Kuliev, А. А. Kulibekov

ON THE DYNAMICS OF WASH-OUT OF WELL WALL BY RADIAL FLOW

The article gives the investigation results on the determining of firmness on the stretch and resistance on the one-axial compression depending on radial velocity of flow, going out of bit nozzles. On the basis of repeated measurements of cavities, the authors have stated the specific volume changes depending on time. The authors have determined that during the drilling after drilling in of massif the further interaction of drilling mud flow with the formation doesn't facilitate the formation of cavities. On the contrary it leads to the contraction of bore hole on the account of generated filter cake at the walls and drill cuttings.

Ф. А. АХУНДОВ, Р. И. КУЛИЕВ, Х. Я. РАШИДОВ

О КРИТЕРИЯХ ОЦЕНКИ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Как известно, технико-экономические показатели бурения в значительной мере определяются эффективностью очистки ствола скважины от выбуренной породы. Многочисленные исследования [1—7] по изучению транспортирующей способности бурового раствора показали, что важнейшим и необходимым условием оптимального проектирования параметров, определяющим вынос, является определение режима течения бурового раствора. Последний определяется безразмерным критерием Рейнольдса (Re'), численные значения которого зависят от выбора реологической модели.

Исследования последних лет свидетельствуют, что в связи с широким применением полимерных добавок и поверхностно-активных веществ (ПАВ) к буровым растворам значительно усилилась нелинейность их реологического поведения. И наиболее удовлетворительной для описания реологии буровых растворов является степенная модель Метцнера—Рида:

$$\tau = k'(V)^{n'} \quad (1)$$

где τ — напряжение сдвига; k' — показатель консистенции; n' — показатель нелинейности; V — скорость сдвига.

Для этой реологической модели критерий Рейнольдса имеет вид

$$Re' = \frac{\rho \cdot U^{2-n'} \cdot d^{n'}}{k' \cdot 8^{n'-1}} \quad (2)$$

где ρ — плотность бурового раствора; d — линейный размер канала.

При этом расчет производится следующим образом. Методом наименьших квадратов из зависимости расход—перепад давления (Q от P) определяются реологические характеристики бурового раствора k' , n' , τ_0 и η для одной плотности, которые затем принимаются постоянными во всем интервале изменения скоростей сдвига. Следует отметить, что ошибки, возникающие при определении $Re'_{кр}$, искажают расчет величин и других важных параметров, определяющих процесс транспорта, таких как эффективная вязкость, коэффициент гидравлических сопротивлений, коэффициент лобового сопротивления и др.

Существенным недостатком изложенной методики является то обстоятельство, что критические значения Re' изменяются в широких пределах [5]: $Re'_{кр} = 1340 n' - 3400$. Такое значительное изменение критических чисел, естественно, обуславливает особые трудности и ошибки в определении режима и проектирования эффективной очистки ствола скважины.

В этой связи на специально сконструированной установке [1] были проведены экспериментальные исследования по изучению режима

течения бурового раствора и его влияния на эффективность очистки ствола скважины от выбуренной породы. Обработка полученных результатов производилась дифференцированно по скорости сдвига с учетом изменчивости всех определяющих режим параметров, после чего была разработана существенно отличная методика для оценки перехода режима течения, заключающаяся в следующем.

Определяется скорость восходящего потока бурового раствора

$$U_{в.п.} = \frac{4Q}{\pi(D^2 - d^2)} \quad (3)$$

где Q — расход бурового раствора; D — внутренний диаметр наружной трубы; d — наружный диаметр внутренней трубы.

Затем для каждого значения P и $U_{в.п.}$ определялись значения n' и k' по следующим формулам

$$n' = \frac{d \ln \Delta P}{d \ln U_{в.п.}} \quad (4)$$

$$k' = \frac{\Delta P(D - d)}{4l \left(\frac{8U_{к.п.}}{D - d} \right)^{n'}} \quad (5)$$

Согласно теории подобия и размерностей безразмерный параметр, характеризующий режим течения потока бурового раствора и подчиняющийся закону Метцнера—Рида (1), определяется выражением (6)

$$Re^* = \frac{\rho \cdot U^{2-n'} \cdot (D-d)^{n'}}{k'} \quad (6)$$

но не зависимостью (2), так как размерность величины $V = \frac{8U_{к.п.}}{D-d}$ определяется только размерностями $U_{в.п.}$ и $(D-d)$, а число 8 не должно подвергаться анализу размерностей.

Поэтому по экспериментальным данным, согласно формулам (4) и (5), рассчитывалось значение Re^* из (6), а его критические значения определялись по излому графика $\lambda = \lambda(Re^*)$ из рис. 1, где λ вычислялась по формуле Дарси—Вейсбаха. Как видно из рис. 1, критические значения Re^* изменяются в интервале 790—820.

Для сравнения была произведена численная обработка экспериментальных данных и традиционным способом, т. е. были рассчитаны Re' из (2) при постоянных n' и k' . На том же рис. 1 приведена зависимость $\lambda = \lambda(Re')$ для тех же плотностей бурового раствора, которая показывает, что при значениях $Re^* = 790 - 820$ Re' изменяется в пределах 2100 — 2500.

В связи со сложностью методики дифференцированного определения критических чисел Re^* было рассчитано соотношение $\psi = \frac{Re^*}{Re'}$, по результатам которого была построена номограмма, суть которой излагается ниже.

Для данных значений $U_{в.п.}$, $\rho_{б.р.}$, k' , n' и $(D-d)$ сначала из квадрата 1 номограммы определяем $U_{в.п.}^{2-n'}$. Далее из квадрата 2 находим

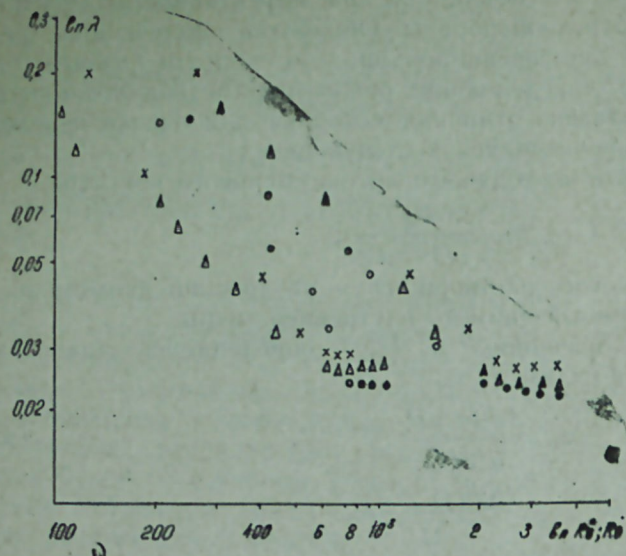


Рис. 1. Зависимость $\lambda = \lambda(Re')$ и $\lambda = \lambda(Re^*)$ — для плотности бурового раствора $\rho_{б.р.} = 1230 \text{ кг/м}^3$ $D \times d = 0,056 \times 0,03475 \text{ м}$; x — для плотности бурового раствора $\rho_{б.р.} = 1350 \text{ кг/м}^3$ при $D \times d = 0,056 \times 0,03475 \text{ м}$; Δ — для плотности бурового раствора $\rho_{б.р.} = 1780 \text{ кг/м}^3$ при $D = 0,0004 \text{ м}$.

произведение $\rho_{б.р.} \cdot U_{в.п.}^{2-n'}$, а из квадрата 3 — значение $(D-d)^{n'}$. И, наконец, из квадрата 4 определяем произведение $\rho_{б.р.} \cdot U_{в.п.}^{2-n'} (D-d)^{n'}$. Из квадрата 5 находим произведение $Re^* \cdot k' 8^{n'-1}$. После чего из квадрата 6 находим значение $\frac{1}{\psi}$ а затем и искомую величину ψ .

Допустим, что кольцевой зазор (гидравлический диаметр) $D-d = 120 \text{ м} \cdot 10^{-3}$, $U_{в.п.} = 1,6 \text{ м/сек.}$, $\rho_{б.р.} = 1,6 \text{ кг/м}^3 \cdot 10^{-3}$, $n' = 0,6$, $k' = 16 \frac{\text{кг} \cdot \text{с}^{n'}}{\text{м}^2} \cdot 10^{-4}$.

Из квадрата 1 номограммы при данных $U_{в.п.}$ и n' определяем $U_{в.п.}^{2-n'}$ следующим образом: с левой шкалы квадрата 1 проводим горизонталь до пересечения с кривой, характеризующей n' , равный 0,6, после чего опустим перпендикуляр в квадрат 2 до пересечения с прямой, соответствующей $\rho_{б.р.} = 1,6 \text{ кг/м}^3 \cdot 10^{-3}$, что покажет на левой стороне этого квадрата произведение $(U_{в.п.}^{2-n'} \cdot \rho_{б.р.}) = 2,99$.

Затем из квадрата 3 находим $(D-d)^{n'} = (120)^{n'}$, проведя горизонталь от шкалы $n' = 0,6$ до пересечения с кривой, соответствующей $(D-d) = 120 \text{ м} \cdot 10^{-3}$. После чего из квадрата 2 в квадрат 4 проводим горизонталь до пересечения с правой шкалой квадрата 4. Полученная точка соединяется прямой с нулевым значением правой шкалы квадрата 4. Далее опускаем перпендикуляр из квадрата 3 в квадрат 4 до пересечения с прямой. Проведенная горизонталь от этой прямой на правую шкалу квадрата 4 дает искомое значение произведения $\rho_{б.р.} \cdot U_{в.п.}^{2-n'} (D-d)^{n'}$ равное 45.

Затем из квадрата 5 определим значение произведения $Re^* \cdot k' \times 8^{n'-1}$. В качестве численных значений Re^* используются значения, полученные после обработки экспериментальных данных. Определение произведения $Re^* \cdot k' \cdot 8^{n'-1}$ производится следующим образом: опуска-

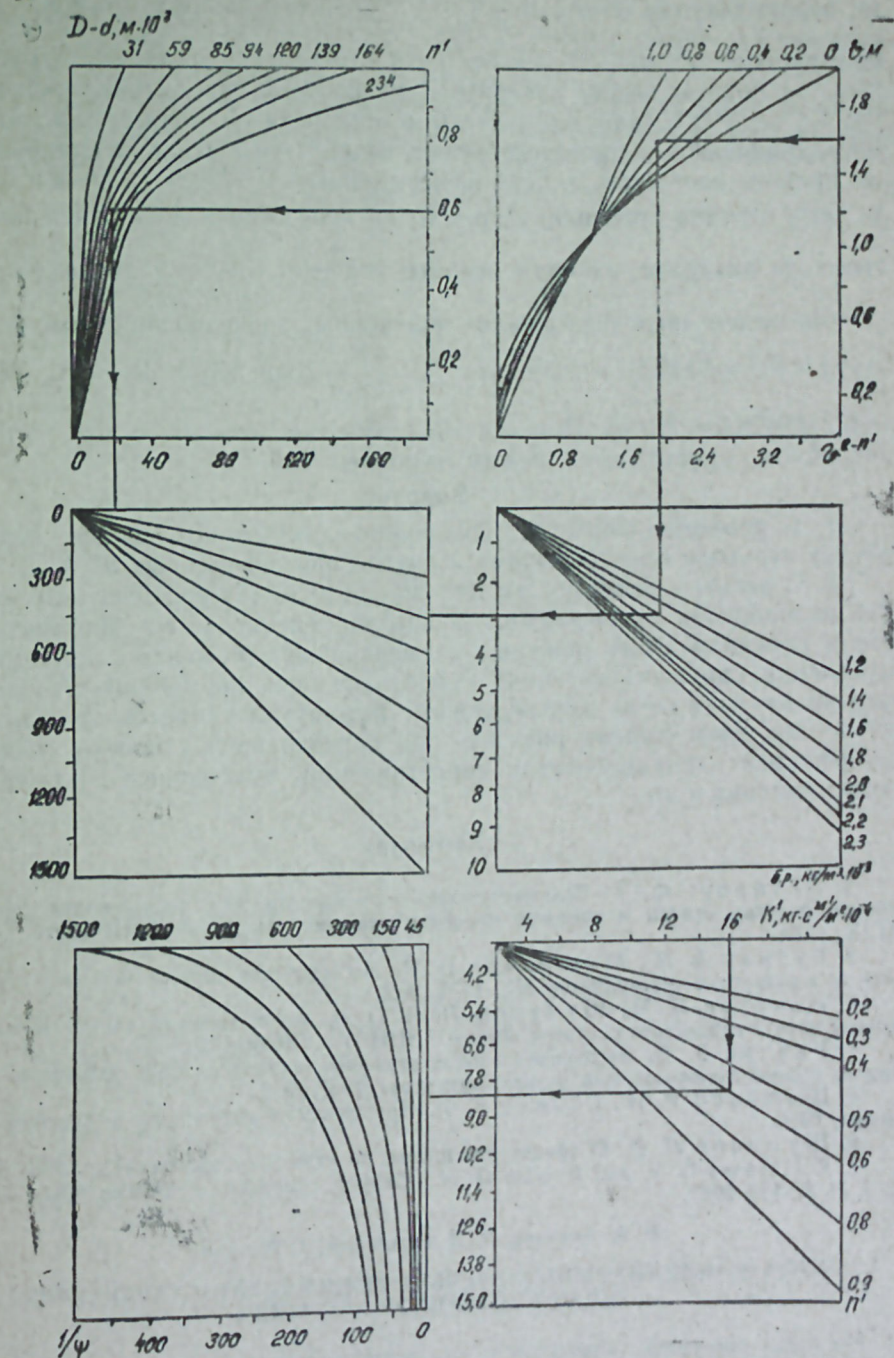


Рис. 2. Номограмма для определения значения ψ

ем перпендикуляр от $k' = 16 \frac{\text{кг} \cdot \text{с}^n}{\text{м}^2} \cdot 10^{-4}$ до пересечения с прямой, соответствующей $n' = 0,6$. Далее от точки пересечения проводим горизонталь на правую шкалу квадрата 5, на которой определим произведение $Re^* \cdot k' \cdot 8^{n'-1}$, равное 8,1. Затем из квадрата 5, точнее, из точки, показывающей это произведение, проведем горизонталь в квадрат 6, до кривой, соответствующей произведению $\rho_{\text{в.п.}} \cdot U_{\text{в.п.}}^{2-n'} \times (D-d)^{n'}$. После чего, опустив перпендикуляр с точки пересечения до нижней шкалы этого же квадрата, находим искомое значение $\frac{1}{\psi} = 5$, тогда $\psi = 0,2$.

Проведем численный анализ полученных значений по формуле (2), откуда $Re' = 6428,5$, а зная, что $\psi = \frac{Re^*}{Re'}$ определим $Re^* = \psi \cdot Re' = 0,2 \times 6428,5 = 1295,6$. Полученный результат говорит о том, что в затрубном пространстве режим турбулентный.

Выводы

1. С помощью формулы (6) можно осуществить более точный расчет перехода одного режима в другой при переменных n' и k' .
2. С целью упрощения расчета по формуле (2) критического числа Re' разработана номограмма, по которой определяется параметр ψ , что в конечном итоге приводит к уменьшению (сужению) диапазона изменения критического числа Рейнольдса и к повышению точности оценки влияния ее на другие важные параметры процесса транспорта, такие как эффективная вязкость при определенной скорости сдвига, коэффициент гидравлических сопротивлений, коэффициент лобового сопротивления и др.

Литература

1. Ахундов Ф. А. Экспериментальная установка для исследования эффективной очистки ствола в процессе проводки скважин. Труды АзНИПИнефть, вып. XLIX, 1979.
2. Гусман А. М., Мительман Б. И. Исследование выноса шлама из зоны долота в затрубное пространство. НХ, 1975, № 2.
3. Липатов В. И., Шумилов Л. П. О движении твердых частиц в восходящем потоке глинистого раствора. Труды ВНИИБТ, 1970, вып. 24.
4. Уханов Р. Ф. Экспериментальное изучение закономерностей движения частиц на модели скважины. Изв. вузов, нефть и газ, 1967, № 8.
5. Шищенко Р. И., Есьман Б. И. Практическая гидравлика в бурении. М., Недра, 1966.
6. Шумилов Л. П. О транспорте шлама по стволу скважины. НХ, 1966, № 7.
7. Williams C. F. and Bruke G. H. Carrying Capacity of Drilling Muds. Trans. A. J. M. F., 192, 1952.

Ф. А. Ахундов, Р. И. Гулиев, Х. Ж. Рашидов

ГАЗМА МЭҖЛУЛАРЫНЫҢ ҺЭРЭКЭТ РЕЖИМЛЭРИНИ ХАРАКТЕРИЗЭ ЕДЭН КРИТЕРИЛЭР ҺАГГЫНДА

Мәгаләдә боруарасы бошлугда газма мөһлуларының һәрәкәт режимләринин тәдгигатлары эсасында геҗри-хәттилик вә консистенсия кәстәрчиләрин дифференциал тәҗининә керә критик Реҗнолдс әдәдинин дәҗишмәси өҗрәнилмишдир.

Бу методика илә критик Реҗнолдс әдәдинин тәҗининин чәтинлиҗи илә әлагәдар олараг n^1, k^1 дәҗишәнләри илә тәҗин олунаң Re^* әдәдинин n^1, k^1 сабитләри илә тәҗин олунаң Re^1 әдәдинә нисбәтини характеризә едән функцијасыны тапмаг үчүн номограм ишләнишдир.

ABOUT THE CRITERIONS FOR ESTIMATION OF THE DRILLING FLUID CURRENTS REGIME

The article, based on investigation of the drilling fluid currents regimes in annular space, deals with the variations of critical Reynolds numbers (Re^1) together with differential determination of non-linear and consistence indices (n^1 and k^1).

Instead of the complicated method of determination of Reynolds numbers (Re^1) the nomogram for determination ψ function expressing ratio of critical Reynolds numbers Re^* fixed, when n^1 and k^1 are variable, to number Re^1 fixed, when n^1 and k^1 are constant, is worked out.

ХРОНИКА

СОВЕЩАНИЕ «ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО КАЧЕСТВА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА»

С 17 по 19 мая 1983 г. в г. Харькове состоялось совещание по проблеме «Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа», организованное научными советами Академии наук СССР по проблемам геологии и геохимии нефти и газа и по проблемам разработки нефтяных месторождений под руководством члена-корреспондента АН СССР В. Д. Наливкина и академика АН Азербайджанской ССР М. Т. Абасова.

В последние годы наблюдается усложнение поисков нефтяных и газовых месторождений за счет выхода в районы с трудными геологическими и географическими условиями, а также за счет поисков нефти на больших глубинах. Поэтому резко возрастает роль геолого-экономических оценок неразведанных ресурсов. В условиях интенсивно развивающегося народного хозяйства крайне важно достоверно оценить и выделить направление работ, которые при наименьших затратах и за короткое время дадут наибольший народнохозяйственный эффект. Оценки народнохозяйственного эффекта не должны быть абстрактными, а связываться как с решением вопросов развития народного хозяйства страны, так и с вопросами развития отдельных регионов.

В настоящее время разработкой методов геолого-экономической оценки полезных ископаемых занимаются специалисты ряда институтов АН СССР, Мингео СССР, Миннефтепрома, Мингазпрома. В работе совещания приняли участие представители ВНИГРИ, ИГиРГИ, ВНИГНИ, ВНИИОЭНГа, УкрНИИГаза, ЗапСибНИГНИ, БелНИГРИ, ВНИИЗарубежгеологии, ВолгоградНИПИнефти, ИПГНГМ АН Азерб. ССР и др.

Итоги работы совещания показали, что в решении этой сложной и относительно новой проблемы достигнуты определенные положительные результаты. Так, в ИГиРГИ в 1978 г. было подготовлено и внедрено в практику планирования работ Мингео СССР и Миннефтепрома методическое руководство по прогнозу эффективности поисково-

разведочного бурения на нефть при долгосрочном планировании геолого-разведочных работ; в этом документе впервые на научной основе связаны возможности освоения неразведанных ресурсов и требуемые для этого объемы глубокого бурения. Большое значение для геолого-экономической оценки неразведанных ресурсов имеет «Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых «ГКНТ и Госкомитета цен СССР (1979 г.), впервые официально закрепившая использование экономических оценок ресурсов с народнохозяйственных позиций на базе замыкающих затрат. Вопросы геолого-экономической оценки неразведанных ресурсов нашли отражение в методическом руководстве по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата (1983 г.), подготовленном ВНИГНИ, ИГиРГИ, ВНИИГазом и др.

В проблеме, геолого-экономического анализа ресурсов выделяется несколько направлений. Исходным моментом прогнозирования геолого-экономического качества ресурсов является прогнозирование геологических показателей структуры ресурсов. Здесь прежде всего следует выделить проблему прогноза размеров и количества нефтяных месторождений. Гипотеза амодального распределения нефтяных месторождений по размерам запасов принципиально верно отражает истинную картину распределения ресурсов по месторождениям в интервале запасов, представляющих практический интерес. Крайне важен вывод о сосредоточении значительной доли НПР в мелких нефтяных месторождениях (ИГиРГИ). Большое значение для экономической оценки ресурсов имеет прогнозирование дебитов скважин, фазового и компонентного состава углеводородов, коэффициента нефтеизвлечения, коллекторских свойств нефтегазосодержащих пород и др.

Экономическая оценка прогнозируемых ресурсов проводится как по величине удельных затрат на подготовку запасов нефти и газа, так и по величине их народнохозяйственной ценности. Натуральные и денежные затраты на

подготовку запасов нефти (или обратные им величины — удельные приросты) являются основными отраслевыми показателями эффективности подготовки запасов. Наибольшее теоретическое развитие в настоящее время получил показатель прироста запасов на метр проходки (или скважину), статистические зависимости этого показателя от степени разведанности получены в графическом или аналитическом выражении для всех основных нефтедобывающих районов страны и используются в практике перспективного планирования освоения ресурсов. Денежные затраты на подготовку одной тонны запасов нефти могут быть использованы для предварительной экономической градации ресурсов нефти с целью выявления направлений с наименьшими суммарными затратами средств на геолого-разведочные работы. Однако полная экономическая оценка ресурсов возможна только на базе их народнохозяйственной ценности, определяемой по добытой нефти. Народнохозяйственная оценка результирует не только геологоразведочные работы, но и разработку нефтяных месторождений, прогнозируемых к открытию.

Величина народнохозяйственного эффекта от использования ресурсов нефти определяется по разности ее ценности и затрат на подготовку запасов и на разработку; денежная величина ценности нефти рассчитывается по замыкающим затратам на прирост тонны добычи нефти. Деление народнохозяйственного эффекта между отраслями является специальным вопросом. В то же время величина народнохозяйственного эффекта отражает уровень экономичес-

кой целесообразности подготовки запасов из ресурсов исследуемого направления.

Важным направлением в методике геолого-экономического анализа ресурсов является моделирование процесса освоения ресурсов. Первыми моделями, получившими практическое использование, являются математические модели, основанные на связи показателей подготовки запасов со степенью освоенности ресурсов, а также накопленным объемом геологоразведочных работ. При моделировании процесса освоения ресурсов крайне важно связать воедино подготовку запасов и их разработку. Однако многофакторное моделирование процесса освоения ресурсов пока находится на экспериментальном уровне.

Опыт построения карт геолого-экономического районирования нефтегазовых регионов указывает на их большое будущее для выбора направлений геологоразведочных работ и перспективного планирования.

Совещание одобрило результаты исследований, проведенных в различных организациях АН СССР, Мингео СССР, Миннефтепрома, Мингазпрома, Минвуза СССР и признало необходимым:

ускорить разработку межотраслевого методического руководства по геолого-экономической оценке ресурсов нефти и газа;

координировать исследования по геолого-экономической оценке ресурсов нефти и газа;

повысить роль геолого-экономических оценок при выборе направлений и планировании геологоразведочных работ на нефть и газ.

М. Т. АБАСОВ, В. Д. НАЛИВКИН, Ю. Н. БАТУРИН,
Т. В. КОЗЛОВА, Н. В. МАРАСАНОВА

ХРОНИКА

ВСЕСОЮЗНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В ГЕОЛОГИИ (ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ)»

(Москва, 17—19 мая 1983 г.)

Первая Всесоюзная конференция, посвященная системному подходу в геологических исследованиях, была организована по инициативе Научного совета Академии наук СССР по проблемам геологии и геохимии нефти и газа и Министерства высшего и среднего специального образования СССР. Непосредственной организацией конференции занимались сотрудники кафедры системно-геологических исследований литосферы Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина. Председатель оргкомитета — профессор А. Н. Дмитриевский.

Конференция собрала большое число участников. Было представлено более 260 докладов, из которых на пленарных и секционных заседаниях было заслушано более 100 докладов. В работе конференции принимали участие научные работники и специалисты самых разнообразных организаций. Академия наук СССР была представлена институтами Литосферы, Физики Земли, Географии, Истории естествознания и техники. Сибирское отделение АН СССР представляли Институт геологии и геофизики и Институт геологии Якутского филиала АН СССР. Дальневосточный научный центр был представлен Институтом тектоники и геофизики и Институтом географии. В работе конференции приняли участие ученые АН Украинской ССР (Институт геологии и геохимии горючих ископаемых) и АН Азербайджанской ССР (Институт проблем глубинных нефтегазовых месторождений).

Министерство высшего и среднего специального образования СССР было представлено университетами Москвы, Ленинграда, Воронежа и Одессы, нефтяными вузами Москвы, Баку, Грозного, Тюмени, Ивано-Франковска, горными институтами Ленинграда и Днепропетровска, Московским геолого-разведочным институтом им. Орджоникидзе.

Значительное число участников представляло отраслевые научно-исследова-

тельские и проектно-исследовательские институты: ВНИИСИ, ВНИГНИ, ИГИР-ГИ, ВИЭМС, ЦНИГРИ, ВСЕГИН-ГЕО, ВНИИЯГГ, ВНИИгеофизика, ВНИИЗарубежгеология (все г. Москва), ВСЕГЕИ, ВНИГРИ (г. Ленинград); Нижне-Волжский НИИГГ (г. Саратов), Укр. НИГРИ и др. В работе конференции приняли участие также сотрудники НИИ общей и педагогической психологии АПН СССР и Секретариата СЭВ.

Работа конференции включала пленарные и секционные заседания, а также беседы «за круглым столом». Тематика докладов была распределена между семью секциями: 1) геологическая теория и системный подход; 2) методология системного подхода; 3) системные исследования в нефтегазовой геологии; 4) системные исследования в инженерной геологии и гидрогеологии; 5) системные исследования в рудной геологии; 6) системные исследования в планировании, организации и проведении геологоразведочных работ; 7) систематика в геологии. Дискуссии «за круглым столом» проводились по проблемам: «Приемы и способы выделения системных объектов» и «Геологическая технология и системный подход».

На конференции было подчеркнуто, что дальнейшее совершенствование и углубление теоретических и прикладных проблем в науках геологического цикла требует применения методологии системного подхода, уже зарекомендовавшей себя в других естественных и общественных науках. Были обсуждены вопросы мировоззренческого значения системного подхода, значения и роли системного подхода в геологии, выделения и идентификации геологических систем. Отмечено, что в современной геологической науке определилось три направления выделения систем: естественно-объективное, модельно-целевое и системодейтельное.

Сторонники первого направления считают, что геологические системы существуют как объективная реальность в

естественных геологических границах и задача исследователя состоит в нахождении этих границ в изучении структурных и функциональных свойств геосистем в пределах этих границ. Сторонники второго направления, отмечая вещественно-структурную реальность геологических объектов, в то же время считают, что при выделении геологических систем из данной объективной геологической реальности большое, если не главное, значение принадлежит целеполагающей деятельности субъекта, т. е., что в зависимости от целей и задач исследования, из одной и той же объективной реальности могут быть выделены различные геологические системы, изучение которых возможно путем их физического или математического моделирования. Сторонники третьего направления считают, что системный подход заключается в конструктивной деятельности субъекта, познающего данную объективную геологическую реальность, что позволяет решать различные теоретические и практические задачи, создавать новые предметы, отражающие реальные геологические объекты, на основе целеполагания при выборе объекта исследования, конструирования системного объекта деятель-

ности, оптимизации процесса деятельности, контроля и управления деятельностью. В процессе обсуждений докладов и в дискуссиях были выявлены как элементы общности, так и различия в указанных подходах.

В целом конференция прошла на высоком идейно-теоретическом уровне. Было отмечено, что системный подход влечет за собой кардинальную методологическую перестройку всех форм мышления в сфере геологии. Отмечено, что при выделении систем, независимо от того или иного подхода, основным является выявление системного или эмерджентного свойства системы, что может быть осуществлено на основе перечисления элементов системы, изучения взаимосвязей между ними, изучения связей системы с окружающей средой, выявления места системы в более обширной системе, нерархического деления системы и других процедур системного подхода. Большое значение при реализации системного подхода приобретают методы формализации, аксиоматизации и математизации геологических исследований.

Отмечена своевременность проведения конференции, принято решение о созыве второй конференции через 2—3 года.

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, И. С. ДЖАФАРОВ

ХРОНИКА

ВСЕСОЮЗНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ПРОБЛЕМЕ «КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ»

(Москва, 1—3 февраля 1983 г.)

Третья Всесоюзная конференция по проблеме «Коллекторы нефти и газа на больших глубинах» была организована через 4 года после второй конференции по инициативе междуведомственного литологического комитета АН СССР и Московского института нефтехимической и газовой промышленности Министерства высшего и среднего специального образования СССР. Председатель оргкомитета — профессор Б. К. Прошляков (МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, Москва).

В работе конференции приняли участие около 400 представителей вузов, академических и ведомственных научно-исследовательских институтов, а также производственных организаций Министерств геологии, нефтяной и газовой промышленности СССР. На конференции были представлены Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Иваново-Франковский институт нефти и газа, геологические институты АН СССР и АН союзных республик, научно-исследовательские институты: ИГиРГИ, ВНИГРИ, ВНИГНИ, ГИН, ВНИИ-зарубежгеология, ВНИИокеанология, УкрНИГРИ, БелНИГРИ, ЛитНИГРИ, КазНИГРИ, СКТВ ПГ, СНИИГГИМС, НВНИИГГ, СибНИИНП, Гипровостокнефть, ЗапСибНИГНИ, НИПИнефть Волгограда, Средней Азии, Казахстана, Северного Кавказа, Сахалина и ряд других. От Азербайджана были представлены Институт геологии им. И. М. Губкина и Институт проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН Азербайджанской ССР, АзНИПИнефть, ЮжВНИИгеофизика, АЗИНЕФТЕХИМ им. М. Азизбекова, ВПО «Каспморнефтегазпром».

Тезисы 168 заявленных докладов опубликованы в специальном сборнике объемом 17,5 п. л. «Коллекторы нефти и газа на больших глубинах». На пленарных заседаниях и на заседаниях секций конференции было заслушано около 40 докладов, кроме того у стен-

дов было сделано порядка 100 сообщений. Работа конференции проходила по двум секциям. Секция 1 — «Геологические и физико-химические факторы сохранения первичных и возникновения вторичных пород-коллекторов». Секция 2 — «Разработка методов картирования и прогнозирования коллекторских толщ, совершенствование комплекса лабораторных и экспериментальных исследований пород-коллекторов».

На конференции было отмечено, что за четыре года, прошедшие после второй Всесоюзной конференции по проблеме «Коллекторы нефти и газа на больших глубинах», в вузах, научно-исследовательских и производственных организациях выполнена большая работа по изучению пород-коллекторов нефти и газа на больших глубинах. Результаты исследований позволили обосновать возможность открытия залежей углеводородов на больших глубинах и способствовать открытию новых месторождений с большей эффективностью.

Вместе с тем на конференции отмечалось, что в решении проблемы имеется немало трудностей, что зачастую связано с недооценкой значения некоторых вопросов. Обращено внимание на большую актуальность решения ряда проблем, среди которых следует отметить такие, как создание и внедрение новых и совершенствование существующих методов и методик, аппаратуры и оборудования для лабораторных исследований образцов пород-коллекторов и пород-экранов, извлеченных с больших глубин, создание новых и совершенствование существующих геофизических методов изучения геологических разрезов и определения коллекторских свойств на больших глубинах; разработка методов цифрового кодирования литологической информации с целью применения математических методов и ЭВМ для выявления роли различных факторов в формировании коллекторских свойств; определение строения формы и размеров природных резервуаров на больших глубинах; выявление возраста и глубины формирова-

ния залежей нефти и газа, в настоящее время залегающих на больших глубинах; выявление количественных соотношений между первичным и вторичным поровым пространством в коллекторах, слагающих продуктивные пласты, подготовка новых кадров и повышение квалификации специалистов, работающих в области исследования пород-коллекторов и пород-экранов.

Обращено также внимание на необходимость более энергичного решения вопросов создания эффективных методик прогнозирования и определения пространственного положения коллекторских и экранующих толщ применительно к условиям конкретной нефтегазонасыщенной провинции, определения влияния современных и древних структурных особенностей регионов, а также перерывов в осадконакоплении, на развитие коллекторов, повышения эффективности и информативности разведочной геофизики при изучении глубокозалегающих коллекторских и экранующих толщ, усиления экспериментальных исследований пород-коллекторов и пород-экранов в термобарических и геохимических условиях, имитирующих пластовые.

На современном этапе изучения глубокозалегающих коллекторов и крышек актуальным является создание работ, обобщающих теоретические, экспериментальные и модельные исследования, выполненные многочисленными научными и производственными организациями. Географическое распространение глубокозалегающих коллекторов нефти и газа настолько обширно, что проблема обобщения исследований является весьма сложной в организационном отношении. В связи со сказанным необходимо отметить, что в соответствии с Постановлением Госплана СССР, ГКНТ СССР и АН СССР в 1981—1983 гг. выполняется задание «Провести изучение пород-коллекторов и пород-экранов на больших глубинах». Одним из исполнителей этого задания наряду с МИНХ и ГП им. И. М. Губкина и рядом научно-исследовательских организаций страны является Институт проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН Азербайджанской ССР.

Учитывая большой интерес к рассмотренной на конференции проблеме, ее важное научное и практическое значение, принято решение опубликовать труды конференции.

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, Р. Д. ДЖЕВАНШИР

МҮНДЭРИЧАТ

М. Т. Абасов, М. А. Чамалбэгов, Ф. Н. Оручэлиев. Газ-конденсат гарышыгын чатлы коллекторларда сүзүлмэс	3
Г. Н. Чэлилов, Н. М. Гэнијев, Г. И. Чэдалов, Ф. Н. Оручэлиев, С. С. Салманова. Нефт-газ жатагларынын ишлэмэси шэраитиндэ нефтин газ-га гуулар системинэ сыхышдырылмасы хаггында	9
Б. А. Начыјев, М. К. Сејид-Рза, А. М. Пирвердиян, Н. М. Мириев. Чатлы лажларын ачыла мээсэлэси хаггында (Мурадханлы жатагынын мисалында)	18
Л. А. Бурјакowski, Кеофизики саһэ нэээријэсинин аксиомлашдырылмасы хаггында	27
Ч. Ш. Вэзирев, А. С. Стреков. Јүксэк тэзјиг вэ температурда полимер мэхлуларын кэркилијинин релаксацијасы	36
Н. П. Бүсэјнов, А. И. Бүсэјнов. Мајенин патамам маили гууларын төвсвары батарејасына гэрарлашмыш ахыны	42
В. В. Белов, М. В. Сијатски, Гуудибн тэзјигин бэрпа үсулу илэ ири чатлы лажда шагули кечирјичилији тапылмасы	50
П. В. Безухов, М. Д. Розенберг. Нефт лажында чөхкомпонентли мајелэрин үчфазалы сүзүлмэс	58
Г. Н. Чэлилов, Г. И. Чэдалов, Ф. М. Мустафаев. Деформација олунан анизотроп жатагларда гууларын сулашмасы хаггында	67
З. Ј. Аббасов. Сулашмыш газ вэ газ-конденсат гууларында статик гуу-агзы тэзјигэ көрө лаж тэзјигинин тапылмасы	74
Л. И. Аллахвердиева, Н. М. Чэфэрова, Ә. М. Әһмэдов. Кеоложи гејри-бирчынслилик дэрэчэсинэ көрө нефт жатагларынын тэснифат мээсэлэси хаггында	79
Л. А. Бурјакowski, В. Н. Лунина. Нефт гууларынын вэ лажларынын сулашма моделиндэ мэнтиги типли тэгликлэрин истифадэ едилмэси	90
Ә. С. Бүсэјнов, Ј. Н. Кэримов, С. Н. Бағырзаде, Г. Н. Адамјан, Ә. Ә. Ахундов. Гууларын гысамүддэтли дајандырылмасына әсасэн лаж параметринин тэјини	96
Г. Т. Гэсэнов, Ф. В. Ејвазова. Јујучу мэхлулун истиликвермэ әмсалынын температур асылылығы хаггында	100
А. Е. Гулијев, А. А. Гулубэјов. Радиал ахынын гуу диварыннн гејилмэсинэ тәсири	104
Ф. А. Ахундов, Р. И. Гулијев, Х. Ј. Рашидов. Газма мэхлуларыннн һэрэкэт режимлэрини характеризэ едэн критерилэр хаггында	110
ХРОНИКА	
М. Т. Абасов, В. Д. Наливкин, Ј. Н. Батурич, Т. В. Козлова, Н. В. Марасанова. «Нефт вэ газ ештијатларын кеоложи-игтисади прогнолашдырылмасы» мушавирэси	116
Л. А. Бурјакowski, И. С. Чэфэров. «Кеолокијада систем мүнсаибэти (нэээри вэ тэбтиги аспектлэр)» Умумиттифаг конфрансы	118
Л. А. Бурјакowski, Р. Д. Чаваншир. «Бөјүк дэринликлэрдэ нефт вэ газ коллекторлары» проблеми үзрэ Умумиттифаг конфрансы	120

СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Абасов, М. А. Джамалбеков, Ф. Г. Оруджалиев. Фильтрация газоконденсатной смеси в трещиноватых коллекторах	3
К. Н. Джалилов, Н. М. Ганиев, Г. И. Джалалов, Ф. Г. Оруджалиев, С. С. Салманова. О вытеснении нефти газом к системе скважин применительно к условиям разработки нефтегазовых залежей	9
Б. А. Гаджиев, М. К. Сеид-Рза, А. М. Пирвердиян, Г. М. Мириев. К вопросу вскрытия трещинных коллекторов (на примере месторождения Мурадханлы)	18
Л. А. Буряковский. К аксиоматизации теории геофизических полей	27
Д. Ш. Везиров, А. С. Стреков. Релаксация напряжений полимерных растворов при высоких давлениях и температурах	36
Г. И. Гусейнов, А. И. Гусейнов. Стационарный приток жидкости к дуговой батарее несовершенных наклонных скважин	42
В. В. Белов, М. В. Сиятский. Нахождение вертикальной проницаемости массивного трещиноватого пласта методом восстановления забойного давления	50
П. В. Безухов, М. Д. Розенберг. Трехфазная фильтрация многокомпонентной жидкости в нефтяном пласте	58
К. Н. Джалилов, Г. И. Джалалов, Ф. М. Мустафаев. Об обводнении скважин в анизотропных деформируемых коллекторах	67
З. Я. Аббасов. Определение пластового давления в обводненных газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье	74
Л. И. Аллахвердиева, Н. М. Джафарова, А. М. Ахмедов. К вопросу классификации нефтяных залежей по степени геологической неоднородности	79
Л. Буряковский, В. Н. Лунина. Использование уравнения типа логистического как модели обводнения нефтяных скважин и пластов	90
А. С. Гусейнов, Ю. Г. Керимов, С. Н. Багирзаде, Г. Н. Адамьян, А. А. Ахундов. Определение пластового давления по данным его восстановления при кратковременной остановке скважин	96
Г. Т. Гасанов, Ф. В. Айвазова. О температурной зависимости коэффициента теплоотдачи буровых растворов	100
А. Ә. Кулиев, А. А. Кулибеков. О динамике размыва стенки скважины радиальным потоком	104
Ф. А. Ахундов, Р. И. Кулиев, Я. Х. Рашидов. О критериях оценки режима течений бурового раствора	110
ХРОНИКА	
М. Т. Абасов, В. Д. Наливкин, Ю. Н. Батурич, Т. В. Козлова, Н. В. Марасанова. Совещание «Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа»	116
Л. А. Буряковский, И. С. Джафаров. Всесоюзная конференция «Системный подход в геологии (теоретические и прикладные аспекты)»	118
Л. А. Буряковский, Р. Д. Джавашир. Всесоюзная конференция по проблеме «Коллекторы нефти и газа на больших глубинах»	120

Сдано в набор 10.01.84 г. Подписано к печати 05.06.84 г.
ФГ 04661. Формат бумаги $70 \times 100^{1/16}$. Бумага типографская № 1.
Гарнитура шрифта литератур. Печать высокая. Печ. лист 10,07.
Уч. изд. лист 8,41. Тираж 550. Заказ 8. Цена 1 руб. 20 коп.

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

1 ман. 20 гэл.
руб. коп.

Индекс
76397