

11-169/2
1
ISSN 0013-3121
АЗƏРБАЙЧАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫ
АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ХƏБƏРЛƏР ИЗВЕСТИЯ

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

1 • 1983

КИБ

АЗƏРБАЙҘАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

Х Ə Б Ə Р Л Ə Р И

И З В Е С Т И Я

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Јер Елмлəri Серијасы

Нефт

★

СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

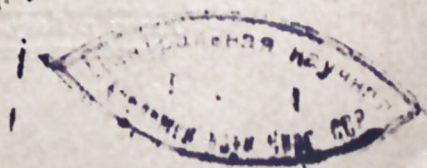
Нефть

1

1983

„ЕДМ“ НƏШРИЈАТЫ—ИЗДАТЕЛЬСТВО „ЭДМ“

БАКИ—БАКУ



УДК 622 279 1/43

М. Т. АБАСОВ, Ш. Д. АБАСОВ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

О КОНДЕНСАТООТДАЧЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С НАЧАЛЬНЫМ ДАВЛЕНИЕМ ВЫШЕ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ

Анализ опубликованной в периодической литературе информации о разработке газоконденсатных месторождений показывает, что последние составляют совокупность объектов эксплуатации с самыми различными геологофизическими и термодинамическими характеристиками. Поэтому проблема рациональной разработки газоконденсатных месторождений неразрывно связана с проблемой углубленного изучения сложных процессов, происходящих в газоконденсатных пластах при их эксплуатации. В широком комплексе исследований в области разработки газоконденсатных залежей особое место занимают исследования, связанные с их конденсатоотдачей.

На конденсатоотдачу газоконденсатных залежей оказывает влияние ряд природных [1,5—7] и технологических факторов. Изучению конденсатоотдачи в процессе истощения посвящен круг исследований, выполненных нами в последние годы [1, 2].

Изучалась, в частности, конденсатоотдача залежей с начальным пластовым давлением ниже давления начала конденсации. Было установлено влияние наличия и величины начальной конденсатонасыщенности на формирование накопленных отборов конденсата из пласта и коэффициентов использования его запасов. Было исследовано, кроме того, влияние на конденсатоотдачу начального содержания конденсата в пластовом газе, темпа отбора газа, а также фильтрации жидкого газонасыщенного конденсата в процессе истощения газоконденсатной залежи.

Приводим результаты исследований по истощению газоконденсатных залежей с начальным пластовым давлением выше давления однофазного состояния. Истощение таких газоконденсатных залежей имеет свои специфические особенности. Так, до снижения забойных давлений ниже давления начала конденсации углеводородная система в них находится в однофазном состоянии и течение жирного газа в пласте описывается уравнениями фильтрации реального газа. Далее следует переходный период истощения с забойными давлениями ниже, а контурным — выше давления начала конденсации. При этом граница, разделяющая области двухфазного и однофазного состояния углеводородов, движется в пласте от забоя скважины к границе области ее дренажа. Весь последующий этап процесса истощения газоконденсатная смесь в пластовых условиях пребывает в двухфазном состоянии и описывается соответствующей системой дифференциальных уравнений движения [3, 4].

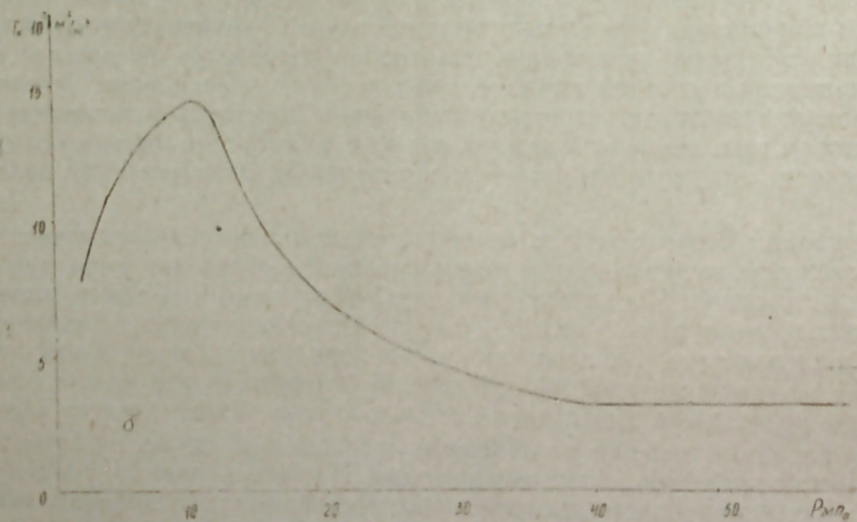
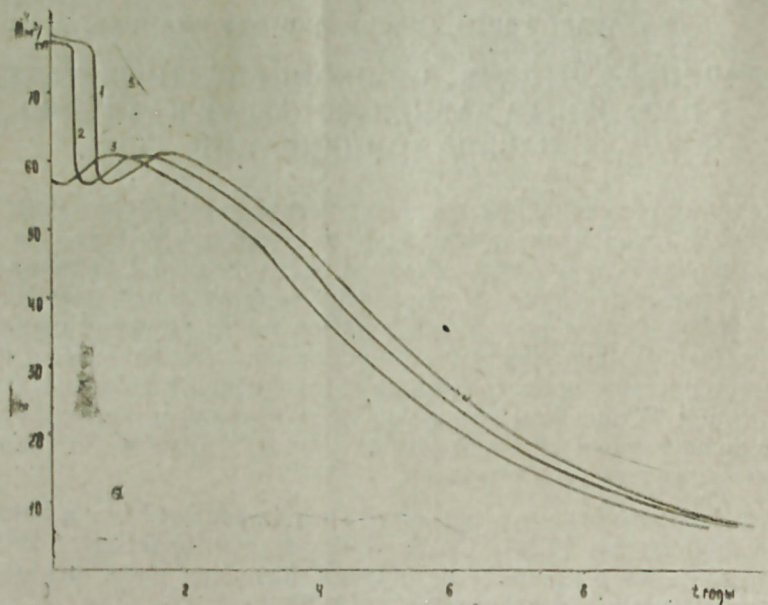
РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: М. Т. Абасов (главный редактор), Р. А. Абдуллаев, Р. Н. Абдуллаев, Г. А. Алиев, А. А. Али-заде, Ак. А. Али-заде, Б. А. Будагов, М. П. Гули-заде, Г. И. Джалалов (ответственный секретарь), К. Н. Джалилов, Т. А. Исмаил-заде, Ш. Н. Мамедов, Ш. Ф. Мехтиев, А. Д. Султанов, Э. М. Шекинский,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

© Издательство «Элм», 1983 г.

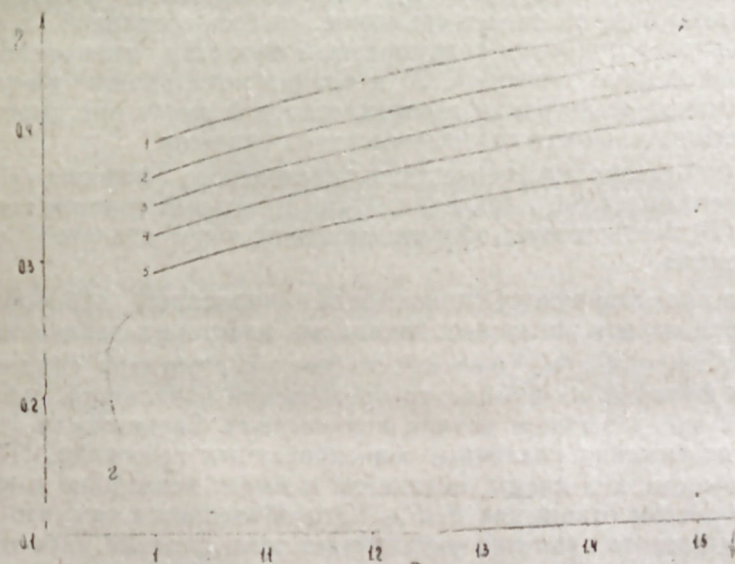
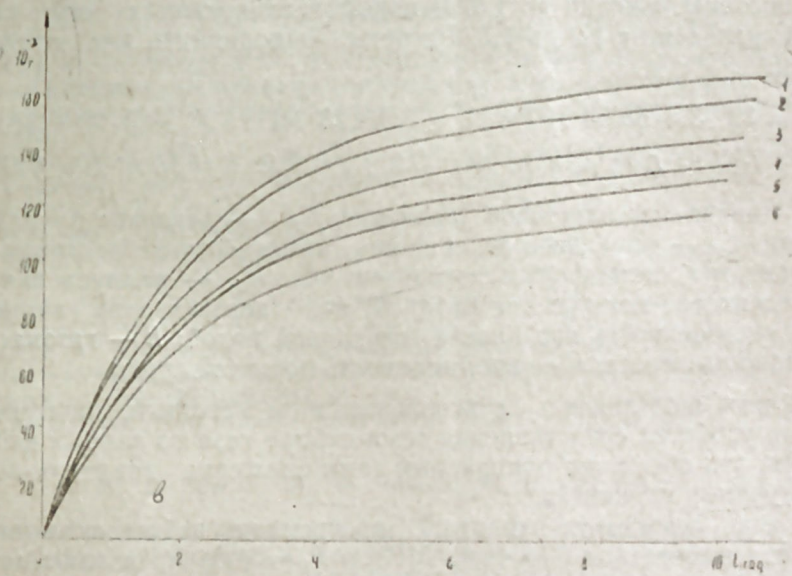
Сдано в набор 4/V-83 г. Подписано к печати 01.09.83.
ФГ 11727. Формат бумаги 70×100¹/₁₆. Бумага типографская № 1.
Гарнитура шрифта академич. Печать высокая. Печ. лист 11,7.
Уч. изд. лист 10,08. Заказ 360. Тираж 555. Цена 1 руб. 20 коп.

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

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



а — Изменение дебита газа во времени для залежей с различным пластовым давлением ($P_{нач. конд.} = 39,23$ МПа).
 1 — $P_0 = 58,84$ МПа; 2 — $P_0 = 49,03$ МПа; 3 — $P_0 = 39,23$ МПа.
 б — Изменение газоконденсатного фактора в функции пластового давления.



в — Изменение накопленной добычи конденсата во времени для залежей с различным пластовым давлением: 1 — $P_0 = 58,84$ МПа; 2 — $P_0 = 54,92$ МПа; 3 — $P_0 = 49,03$ МПа; 4 — $P_0 = 45,11$ МПа; 5 — $P_0 = 43,15$ МПа; 6 — $P_0 = 39,23$ МПа.
 г — Зависимость начала конденсации от степени превышения пластового давления под давлением начала конденсации: 1 — $\gamma_n = 0,9$; 2 — $\gamma_n = 0,8$; 3 — $\gamma_n = 0,7$; 4 — $\gamma_n = 0,6$; 5 — $\gamma_n = 0,5$.

С учетом сказанного были выполнены сравнительные расчеты, позволившие исследовать особенности процесса истощения газоконденсатных залежей, имеющих одно давление начала конденсации, но различные начальные пластовые давления. В практике разработки газоконденсатных месторождений известен случай [8], когда коэффициент превышения начального пластового давления над давлением начала конденсации системы доходил до 1,6. В наших исследованиях этот коэффициент изменялся от 1,0 до 1,5. Расчеты выполнялись для следующих условий:

$$P_0 = 39,23 \div 58,84 \text{ МПа}; P_{н.к.} = 39,23 \text{ МПа}; C_0 = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^2;$$

$$r_k = 750 \text{ м}; r_c = 0,15 \text{ м}; m = 0,2; p_{св} = 0,2; h = 15 \text{ м}; K = 0,03 \text{ мкм}^2,$$

где P_0 — начальное пластовое давление; $P_{н.к.}$ — давление начала конденсации; C_0 — начальное содержание конденсата в пластовом газе, приведенном к стандартным условиям; r_c, r_k — радиусы скважины и приведенного контура ее питания; m — коэффициент пористости; $p_{св}$ — насыщенность пор пласта связанной водой; h — газонасыщенная мощность пласта; K — проницаемость пористой среды.

Расчеты выполнялись с использованием методики, описанной в [3]. Для удобства сопоставления темп отбора газа из залежи выбирался таким, что обеспечил одинаковый темп снижения давления во всех рассмотренных вариантах.

На рис. а показано изменение во времени дебита скважины по газу. Зависимости для $P_0=49,03$ МПа и $P_0=58,84$ МПа описывают период однофазного течения жирного газа, период перехода потока в пласте от однофазного к двухфазному, сопровождающийся резким снижением величины притока газа к скважине, и весь остальной хорошо изученный период разработки с двухфазным течением газоконденсатной смеси. Отмеченные зависимости наглядно показывают важность учета двухфазности фильтрации газоконденсатной смеси при прогнозировании производительности газоконденсатных скважин.

На рис. б показано изменение газоконденсатного фактора со снижением среднего пластового давления. Горизонтальный участок зависимости $\Gamma = \Gamma(P)$ соответствует области давлений выше давления однофазного состояния.

На рис. в иллюстрируются зависимости накопленных отборов конденсата во времени при различных начальных пластовых давлениях.

На рис. г представлены зависимости конденсатоотдачи конденсатной залежи в функции коэффициента превышения начального пластового давления над давлением начала конденсации. Зависимости даны на моменты достижения различных фиксированных газоотдач. Полученная зависимость, как видим, нелинейна и имеет тенденцию к выполаживанию с ростом отношения $P_0/P_{н.к.}$. Это объясняется тем, что рост начального пластового давления увеличивает темп падения давления в газовой залежи в первый период и этот темп тем больше, чем выше P_0 . Так, при газоотдаче 90% если $P_0/P_{н.к.} = 1,00$, то γ_k достигает величины 0,387. Если $P_0/P_{н.к.} = 1,25$, то $\gamma_k = 0,439$, а при $P_0/P_{н.к.} = 1,50$ — $\gamma_k = 0,471$. Из этого следует, что коэффициент превышения равный 1,5 в пределах рассмотренных условий приводит к росту конденсатоотдачи на 8,4%. Однако, если увеличение $P_0/P_{н.к.}$ от 1,0 до 1,25 увели-

чило γ_k на 5,2%, то увеличение $P_0/P_{н.к.}$ от 1,25 до 1,50 увеличило γ_k только на 3,2%.

Отметим в заключение, что приведенные результаты дополняют проведенные нами ранее исследования по фильтрации газоконденсатной смеси и по конденсатоотдаче газоконденсатных залежей при разработке их на истощение.

Литература

Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. Вопросы конденсатоотдачи газоконденсатных залежей разрабатываемых на истощение. Материалы Всесоюзного семинара «Вопросы компонентоотдачи газовых и газоконденсатных месторождений». Оренбург, 1981.

2. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. К истощению газоконденсатных залежей с начальной конденсатонасыщенностью. АНХ, 1981, № 10.

3. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси. «ДАН Азерб. ССР», 1966, № 4.

4. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. К разработке газоконденсатных месторождений на истощение. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1969, № 4.

5. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. М., Недра, 1971.

6. Мирзаджанзаде А. Х., Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г., Аллахвердиев Т. А. Разработка газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1967.

7. Тематические научно-технические обзоры. «Вопросы газо- и конденсатоотдачи продуктивных пластов». ВНИИОЭНГ, М., 1972.

8. Reedy H. L. How to make profit below 1500 ft. «Oil and Gas J.» v. 56, 1958, №15.

М. Т. Абасов, Ш. Ч. Абасов, Ф. Г. Оруджалиев

КОНДЕНСЭЧӨКМЭ БАШЛАНДЫГЫ ТЭЗИГДЭН JYKСЭК ТЭЗИГЛИ ГАЗКОНДЕНСЭ JАТАГЛАРЫНЫН КОНДЕНСЭВЕРМЭСИНЭ ДАИР

Мәгаләдә ләй тәзигинини конденсәчөкмәнини башландыгы тәзигдән жүксәк олмасынын газконденсә јатагларынын конденсәвермәсинә тәсири тәдиг едилмишдир. Карбо- гидрокен гарышыгы бирфазалы һалдан икифазалы һала кечдикдә газконденсә гујусун һасилатынын дәјишмәси мүјәјән едилмишдир.

M. T. Abasov, Sh. D. Abasov, F. G. Orudjaliev

ABOUT CONDENSATE RECOVERY OF GAS-CONDENSATE DEPOSITS WITH INITIAL PRESSURE HIGHER THAN CONDENSATION BEGINNING PRESSURE

The authors have shown the results of investigations of the determination of the influence of reservoir pressure exceeding over condensation beginning pressure upon condensate recovery of gas-condensate deposits while their developing on completion.

The character of changing of gas output of a gas-condensate well in the process of transformation of hydrocarbon mixture from one-phase condition into two-phase one has been determined.

На рис., б приведены зависимости $\eta = f(T)$ при скорости $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек. Как видно, и в этом случае с повышением температуры от 20 до 120°C конечный коэффициент вытеснения увеличивается на 10—12% (кривые 1¹—3¹).

Безводный коэффициент вытеснения для однородного пласта с проницаемостью 10,5 мкм² и неоднородного пласта с увеличением температуры от 20 до 120°C возрастает соответственно на 48 и 36% (рис. б, кривые 2—3). Это можно объяснить тем, что при снижении перепада давления и соотношения вязкостей нефти и воды создаются наиболее благоприятные условия для равномерного продвижения водонефтяного контакта в высокопроницаемых и неоднородных пластах.

Как видно из рис. б (кривые 1 и 2) при температуре 20°C безводный коэффициент вытеснения для низкопроницаемого пласта больше, чем для высокопроницаемого пласта на 17%. При температурах же выше 70°C безводный коэффициент вытеснения для высокопроницаемых пластов становится больше, чем для низкопроницаемых.

При скорости нагнетания воды $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек температурный фактор уже не так сильно влияет на безводный коэффициент вытеснения (рис., в). Это является следствием того, что при низких температурах безводный коэффициент вытеснения как для однородных, так и для слоисто-неоднородных пластов высок из-за низких темпов закачки нагнетаемой воды. Например, если при скорости $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек безводный коэффициент вытеснения для пласта с $\kappa = 10,5$ мкм² при температуре 20°C равен 25%, то при скорости $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек и той же температуре он равен 70%, т. е. почти в 3 раза больше (рис. б и в, кривые 2), а при температуре 120°C безводный коэффициент вытеснения при скоростях $4 \cdot 10^{-5}$ и $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек практически не отличается и равен соответственно 72 и 76%.

Можно отметить, что при скорости $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек в процессе вытеснения начинают проявлять себя не только вязкостные, но и капиллярные силы, что выражается в получении более высоких значений безводных коэффициентов вытеснения при низких температурах. Это способствует выравниванию водонефтяного контакта в неоднородной пористой среде из-за капиллярных перетоков между высоко- и низкопроницаемыми слоями.

Конечный коэффициент вытеснения при скорости $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек в интервале температур 20—120°C повышается на 5% в высоко- и низкопроницаемых пластах и на 10% в слоистом пласте (рис. в, кривые 1¹—3¹).

В случае вытеснения нефти со скоростью $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек из-за повышения роли капиллярных сил (в связи со значительным уменьшением перепада давления) происходит выравнивание фронта вытеснения. В связи с этим процесс вытеснения характеризуется относительно высокими безводными коэффициентами вытеснения во всем интервале изменения температуры однородных и слоисто-неоднородных пластов. В целом безводный коэффициент вытеснения с повышением температуры от 20 до 120°C для однородных пластов с $\kappa = 10,5$ мкм² растет на 6%, а для слоистых и однородных низкопроницаемых пластов — на 11% (рис. в, кривые 1—3). Такое небольшое влияние температуры на характер заводнения можно объяснить тем, что капиллярное вытеснение неполярных углеводородных жидкостей с увеличением температуры почти не меняется [1].

При скорости $2 \cdot 10^{-4}$ м/сек влияние температуры на процесс вытеснения еще меньше (рис., г). В этом случае безводный коэффициент вытеснения слоистого и однородного низкопроницаемого пластов от температуры практически не зависит. Например, безводный коэффициент вытеснения для пласта с $\kappa = 0,5$ мкм² в интервале температур 20—120°C равен 64% (кривая 1), а для слоистого пласта — 57% (кривая 3). Безводный коэффициент вытеснения для пласта с $\kappa = 10,5$ мкм² в интервале температур 20—120°C растет всего на 4% — с 67 до 71% (кривая 2).

Конечный коэффициент вытеснения в случае нагнетания воды со скоростью $2 \cdot 10^{-6}$ м/сек с увеличением температуры от 20 до 120°C растет также незначительно — на 3—4% (рис. г, кривые 1¹—3¹).

Анализ полученных зависимостей показывает, что при больших скоростях нагнетания воды безводный коэффициент вытеснения значительно увеличивается с повышением температуры закачиваемой воды. Результаты исследований позволяют утверждать, что тепловые методы воздействия на залежи будут эффективными при закачке в неоднородные и низкопроницаемые пласты горячей воды высокими темпами нагнетания.

Литература

1. Таиров Н. Д. Нефтеотдача глубокозалегающих пластов. М., Недра, 1981.

Н. Ч. Таиров, А. Ф. Гашимов, Г. Е. Мүзэффаров

ТЕМПЕРАТУРУН НЕФТИН СУ ИЛӘ СЫХЫШДЫРМА ЭМСАЛЫНА ТӘСИРИ

Сујуи лаја мұхталыф вурұлма сүр'әтләриндә температурун 20—120°C дәјишмә интервалында бирчинсли вә гејри-бирчинсли лајлар үчүн сусуз вә сонлу сыхышдырма эмсальна тәсири әјрәнилмишдир.

Алынмышдыр ки, сусуз вә сонлу сыхышдырма эмсальнын әсас артымы температурун 20—90°C дәјишмә интервалында баш верир. Көстәрилмишдир ки, гејри-бирчинсли вә кичик кечиричиликли лајлара исти сују бөјүк сүр'әтлә вурдугда даһа эффектив олур.

N. D. Tairov, A. F. Gashimov, G. E. Musafarov

INFLUENCE OF TEMPERATURE ON THE DISPLACEMENT EFFICIENCY

The authors have investigated the influence of temperature in the interval of 20—120°C on the waterless and final displacement efficiencies for the homogeneous and flaky-heterogeneous formations at different injection rates of water.

The authors have observed that the main increase of waterless and final displacement efficiencies occurs in the temperature interval of 20—90°C. It is shown that the influence of heat recovery methods on the deposits must be effective at the injection of hot water into the heterogeneous and low permeable formations with the high injection rates.

УДК 622.276.038.532.5

А. М. КУЛИЕВ, Э. Х. АЗИМОВ, Н. В. КАСУМОВ

ОБ УРАВНЕНИЯХ ПЕРЕНОСА ТЕПЛА И ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Уравнение энергии потоков жидкости в трещиновато-пористой среде рассматривалось в работах [4, 5]. При выводе этого уравнения, как и в работе [7], для пористой среды был использован баланс следующих элементарных перемещений тепловой энергии: конвективный перенос тепла, теплообмен с блоками породы, температурный дроссельный и адиабатический эффекты, рассеивание тепла в результате теплопроводности.

Ниже излагается вывод уравнений переноса тепла на основе общих законов термодинамики и нестационарной неизотермической фильтрации нефти. Рассмотрим течение однофазной реальной нефти в трещиновато-пористом пласте на основе известной модели [2, 3]. Для простоты будем пренебрегать изменением кинетической энергии жидкости ввиду сравнительно малой скорости фильтрационных потоков и измением потенциальной энергии положения. С достаточной точностью температуру зерен блоков пористой среды вследствие мгновенного теплообмена можно считать равной температуре насыщающей блоки нефти. Тогда, в соответствии с первым законом термодинамики, который имеет общий характер и справедлив для неподвижных и движущихся систем, для элементарного объема пласта можно написать

$$\sum_{i=1}^n \frac{\delta Q_i}{\delta t} = \sum_{i=1}^n m_i \rho_i \frac{du_i}{dt} + A \sum_{i=1}^n m_i \rho_i P_i \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{\rho_i} \right), \quad (1)$$

где: δQ — количество тепла, поступающего в единицу объема пласта как извне, так и в результате гидравлического трения фильтрующейся в пласте жидкости; u — удельная внутренняя энергия; ρ — плотность вещества; P — давление; A — термический эквивалент работы; n — число компонентов в элементарном объеме пласта; t — время.

В дальнейшем принимается, что рассматриваемый элементарный объем пласта состоит из трех компонентов ($n=3$) — материала скелета среды ($i=2$), нефти, насыщающий блоки ($i=1_0$) и трещин ($i=1_{тр}$). Тогда $m_1 = m_{тр}$, $m_2 = m_0$ и $m_3 = (1 - m_{тр} - m_0)$, где m_0 и $m_{тр}$ — пористость блоков и трещин соответственно.

Используя известные приемы и соотношения термодинамики, а также принимая, что $v_2 = 0$ и $T_{1_0} = T_2$, определяем:

$$\sum_{i=1}^2 \frac{\delta Q_i}{\delta t} = m_{тр} \rho_{1_{тр}} \left[C_{v1} \left(\frac{\partial T_{1_{тр}}}{\partial t} + \frac{v_{1_{тр}}}{m_{тр}} \text{grad } T_{1_{тр}} \right) - \frac{C_{p1} - C_{v1}}{\alpha_1 \rho_{1_{тр}}} \times \right.$$

$$\left. \times \left(\frac{\partial \rho_{1_{тр}}}{\partial t} + \frac{v_{1_{тр}}}{m_{тр}} \text{grad } \rho_{1_{тр}} \right) \right] + C_0 \frac{\partial T_{1_0}}{\partial t} + m_0 \rho_{1_0} \left[C_{v1} \frac{v_{1_0}}{m_0} \text{grad } T_{1_0} - \frac{C_{p1} - C_{v1}}{\alpha_1 \rho_{1_0}} \left(\frac{\partial \rho_{1_0}}{\partial t} + \frac{v_{1_0}}{m_0} \text{grad } \rho_{1_0} \right) \right] - (1 - m_{тр} - m_0) \rho_2 \frac{C_{p2} - C_{v2}}{\alpha_2 \rho_2} \frac{\partial P_2}{\partial t} \quad (2)$$

где

$$C_0 = m_0 \rho_{1_0} C_{v1} + (1 - m_{тр} - m_0) \rho_2 C_{v2},$$

C_v , C_p — удельная теплоемкость соответственно при постоянном объеме и давлении; α_1 , α_2 — соответственно коэффициент термического расширения жидкости ($\alpha_{1_0} = \alpha_{1_{тр}} = \alpha_1$) и твердой фазы; v_{1_0} и $v_{1_{тр}}$ — средняя скорость течения жидкости в блоках и в трещине соответственно; v_2 — средняя скорость смещения скелета.

Представляя плотности жидкости и твердой фазы как экспоненциальные функции давления и температуры и принимая, что изменение нормального напряжения равно изменению давления жидкости в блоке с обратным знаком, из (2) находим:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\delta Q_i}{\delta t} = C_0 \frac{\partial T_{1_0}}{\partial t} + \rho_{1_0} v_{1_0} C_{p1} \text{grad } T_{1_0} - AT_{1_0} v_{1_0} \alpha_1 \text{grad } P_{1_0} - AT_{1_0} m_0 \alpha_1 \left[1 + \frac{(1 - m_{тр} - m_0) \alpha_2}{m_0} \frac{1}{\alpha_1} \right] \frac{\partial P_{1_0}}{\partial t} + m_{тр} \rho_{1_{тр}} C_{p1} \frac{\partial T_{1_{тр}}}{\partial t} + \rho_{1_{тр}} C_{p1} v_{1_{тр}} \text{grad } T_{1_{тр}} - AT_{1_{тр}} v_{1_{тр}} \alpha_1 \text{grad } P_{1_{тр}} - AT_{1_{тр}} m_{тр} \alpha_1 \frac{\partial P_{1_{тр}}}{\partial t}, \quad (3)$$

где $C_0 = m_0 \rho_{1_0} C_{p1} + (1 - m_{тр} - m_0) \rho_2 C_{p2}$ — теплоемкость пористой среды.

Тепловая мощность, подводимая к контрольному объему трещиновато-пористой среды, определяется уравнением:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\delta Q_i}{\delta t} = \sum_{i=1}^n (q_{ni} + q_{tr1} + q_i). \quad (4)$$

Здесь q_n — мощность теплопроводных потоков:

$$\sum_{i=1}^n q_{ni} = \text{div } \lambda_i \text{ grad } T_i, \quad (5)$$

где $\lambda_{1_{тр}} = m_{тр} \lambda_1$; $\lambda_0 = m_0 \lambda_1 + (1 - m_{тр} - m_0) \lambda_2$; λ_1 , λ_2 — коэффициент теплопроводности соответственно жидкости и породы.

q_{tr} — тепловая мощность сил внутреннего трения:

$$\sum_{i=1}^n q_{tr1} = -A v_1 \text{grad } P_1; \quad (6)$$

q — теплообмен между жидкостью в трещинах и блоках породы, который в первом приближении считается, что происходит согласно закону теплопередачи Ньютона:

$$q = \alpha S (T_2 - T_1), \quad (7)$$

где α — постоянный объемный коэффициент теплоотдачи,
 S — удельная поверхность трещин.

Приравнявая (3) и (4) с учетом (5) — (7), получим:

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \lambda_{\text{тр}} \operatorname{grad} T_{1\text{тр}} &= \rho_{1\text{тр}} m_{\text{тр}} C_{\text{р1}} \frac{\partial T_{1\text{тр}}}{\partial t} + \rho_{1\text{тр}} C_{\text{р1}} v_{1\text{тр}} \operatorname{grad} T_{1\text{тр}} + A v_{1\text{тр}} \times \\ &\times (1 - \alpha_1 T_{1\text{тр}}) \operatorname{grad} P_{1\text{тр}} - A T_{1\text{тр}} m_{\text{тр}} \alpha_1 \frac{\partial P_{1\text{тр}}}{\partial t} - \alpha S (T_{1\text{тр}} - T_{1\delta}) \\ \operatorname{div} \lambda_{\delta} \operatorname{grad} T_{1\delta} &= C_0 \frac{\partial T_{1\delta}}{\partial t} + \rho_{1\delta} v_{1\delta} C_{\text{р1}} \operatorname{grad} T_{1\delta} + A v_{1\delta} (1 - \alpha_1 T_{1\delta}) \operatorname{grad} P_{1\delta} - \\ &- A T_{1\delta} m_{\delta} \alpha_1 \left[1 + \frac{(1 - m_{\text{тр}} - m_{\delta}) \alpha_2}{m_{\delta}} \frac{1}{\alpha_1} \right] \frac{\partial P_{1\delta}}{\partial t} + \alpha S (T_{1\text{тр}} - T_{1\delta}) \quad (8) \end{aligned}$$

Полученная система уравнений (8) является уравнениями сохранения энергии для всей пластовой системы в случае фильтрации жидкости в трещиновато-пористом коллекторе. Из (8) при $\alpha_2 = 0$, $\frac{A}{\rho_1 C_{\text{р1}}} (1 - \alpha_1 T_1) = \varepsilon_1$ и $\frac{A}{\rho_1 C_{\text{р1}}} \alpha_1 T_1 = \varepsilon_2$ получим известную систему [4]. Нетрудно также показать, что система уравнений (8) в гидростатическом состоянии пластовой системы, т. е. при $v = 0$ и $P = \text{const}$, переходит в уравнение теплопроводности:

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \lambda_{\text{тр}} \operatorname{grad} T_{1\text{тр}} &= C_0^* \frac{\partial T_{1\text{тр}}}{\partial t} - \alpha S (T_{1\text{тр}} - T_{1\delta}) \\ \operatorname{div} \lambda_{\delta} \operatorname{grad} T_{1\delta} &= C_0 \frac{\partial T_{1\delta}}{\partial t} + \alpha S (T_{1\text{тр}} - T_{1\delta}), \quad (9) \end{aligned}$$

где $C_0^* = \rho_{1\text{тр}} m_{\text{тр}} C_{\text{р1}}$.

При исследовании конкретных задач система уравнений (8) решается совместно с уравнением движения жидкости в трещиновато-пористом пласте. В условиях постоянства горного давления параметры пласта и жидкости будут функциями давления и температуры. Пренебрегая, ввиду малости, скоростью частицы скелета породы по сравнению со скоростью фильтрации жидкости и суммируя уравнения неразрывности фаз, принимая при этом, что физические свойства породы и насыщающей жидкости являются экспоненциальными функциями давления и температуры, получим:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\alpha_{\text{р}\delta}} \frac{\partial P_{1\delta}}{\partial t} - \frac{1}{\alpha_{\text{т}\delta}} \frac{\partial T_{1\delta}}{\partial t} \operatorname{div} f(P_{1\delta}, T_{1\delta}) \operatorname{grad} P_{1\delta} + M \\ \frac{1}{\alpha_{\text{р}\text{тр}}} \frac{\partial P_{1\text{тр}}}{\partial t} - \frac{1}{\alpha_{\text{т}\text{тр}}} \frac{\partial T_{1\text{тр}}}{\partial t} \operatorname{div} f(P_{1\text{тр}}, T_{1\text{тр}}) \operatorname{grad} P_{1\text{тр}} - M, \quad (10) \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} f(P, T) &= \exp [\varepsilon_{\text{р}} (P_1 - P_0) + \varepsilon_{\text{т}} (T_1 - T_0)] \\ \varepsilon_{\text{р}} &= K_{\text{р}} - \mu_{\text{р}} + \beta_{\text{р}}, \quad \varepsilon_{\text{т}} = -K_{\text{т}} + \mu_{\text{т}} - \alpha_1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{р}\delta} &= \frac{K_{0\delta}}{\mu_0 \beta_{\text{р}\delta}}, \quad \beta_{\text{р}\delta}^* = (m_{\delta} \beta_1 + \beta_{\delta}) \frac{\rho_{1\delta}}{\rho_{10}} + [\beta_2 - (m_{\text{тр}} + m_{\delta}) \beta_2 - (m_{\text{тр}} + \beta_{\delta})] \frac{\rho_2}{\rho_{10}} \\ \alpha_{\text{т}\delta} &= \frac{K_{0\delta}}{\mu_0 \beta_{\text{т}\delta}^*}, \quad \beta_{\text{т}\delta}^* = (m_{\delta} \alpha_1 + \alpha_{\delta}) \frac{\rho_{1\delta}}{\rho_{10}} + [\alpha_2 - (m_{\text{тр}} + m_{\delta}) \alpha_2 - (\alpha_{\text{тр}} + \alpha_{\delta})] \frac{\rho_2}{\rho_{10}} \\ \alpha_{\text{р}\text{тр}} &= \frac{K_{0\text{тр}}}{\mu_0 \beta_{\text{р}\text{тр}}}, \quad \beta_{\text{р}\text{тр}}^* = m_{\text{тр}} \beta_1 + \beta_{\text{тр}} \\ \alpha_{\text{т}\text{тр}} &= \frac{K_{0\text{тр}}}{\mu_0 \beta_{\text{т}\text{тр}}^*}, \quad \beta_{\text{т}\text{тр}}^* = m_{\text{тр}} \alpha_1 + \alpha_{\text{тр}}. \end{aligned}$$

M — переток жидкости, определяемой согласно [2, 6]; β_1, β_2 — коэффициенты сжимаемости соответственно жидкости и породы; $K_{\text{р}}, m_{\text{р}}, \mu_{\text{р}}$ — коэффициенты изменения соответственно проницаемости, пористости и вязкости от давления; $K_{\text{т}}, m_{\text{т}}, \mu_{\text{т}}$ — те же самые, от температуры. Уравнения (8) и (10) с соответствующими начальными и граничными условиями составляют замкнутую систему термогидродинамических уравнений, решение которых позволяет рассмотреть различные задачи и исследовать процессы, протекающие в нефтеносных пластах.

Рассмотрим, например, стационарную фильтрацию нефти в трещиновато-пористых коллекторах. Принимая, что температура также стационарно распределяется в пласте, из решения системы уравнений (10), ограничиваясь двумя членами разложения экспоненциальной функции в ряд, получим следующую формулу для дебита скважин:

$$q = \frac{2\pi (K_{0\text{тр}} + K_{0\delta})}{\mu_0 \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \left(1 + \frac{a}{2} \Delta P_{\text{с}} \right) \Delta P_{\text{с}}, \quad (11)$$

где

$$\begin{aligned} a &= \frac{a_{\text{тр}} + \bar{K}_0 a_{\delta}}{1 + \bar{K}_0}, \quad \bar{K}_0 = \frac{K_{0\delta}}{K_{0\text{тр}}}, \quad a_{\text{тр}} = (\mu_{\text{т}} - K_{\text{т}\text{тр}} - \alpha_1) a_{\text{т}} + (\mu_{\text{р}} - K_{\text{р}\text{тр}} - \beta_1), \\ a_{\delta} &= (\mu_{\text{т}} - K_{\text{т}\delta} - \alpha_1) a_{\text{т}} + (\mu_{\text{р}} - K_{\text{р}\delta} - \beta_1), \quad a_{\text{т}} = \frac{A}{\rho_{10} C_{\text{р1}}} \end{aligned}$$

Используя данные об изменении физических свойств нефти и коллектора в зависимости от давления и температуры, приведенных в [1], установлены пределы возможных значений коэффициента a ; $a = (-18,0 \div 5,0) 10^{-3}$ 1 ат.

Задаваясь различными значениями коэффициента a , заключенными в указанном интервале, по формуле (11) были вычислены значения q при различных депрессиях. Результаты расчетов представлены на рис. 1 в виде графиков зависимости $q = q(\Delta P_{\text{с}})$. Как видно из них, теоретические формы индикаторных кривых в координатах «дебит—депрессия» в зависимости от величины коэффициента a могут быть прямыми, выпуклыми и вогнутыми относительно оси дебитов. Указанные формы индикаторных кривых подтверждаются фактическими данными промысловых исследований скважин (рис. 2, кривые 1).

Исходя из формулы (11) были обработаны фактические индикаторные кривые скважин в координатах $q \Delta P_{\text{с}}$ от $\Delta P_{\text{с}}$ (рис. 2, кривые 2).

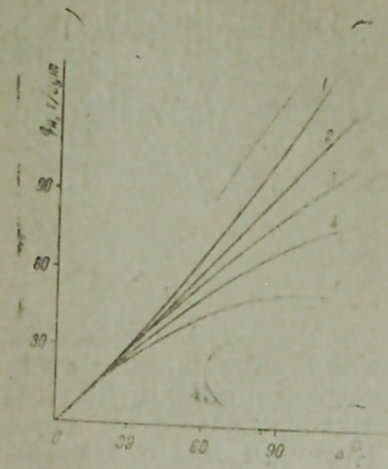


Рис. 1. Теоретические формы индикаторных кривых:
 1 — $a = 4 \cdot 10^{-3}$ л/ат; 2 — $a = 0$; 3 — $a = 2 \cdot 10^{-3}$ л/ат; 4 — $a = 6 \cdot 10^{-3}$ л/ат; 5 — $a = 10 \cdot 10^{-3}$ л/ат.

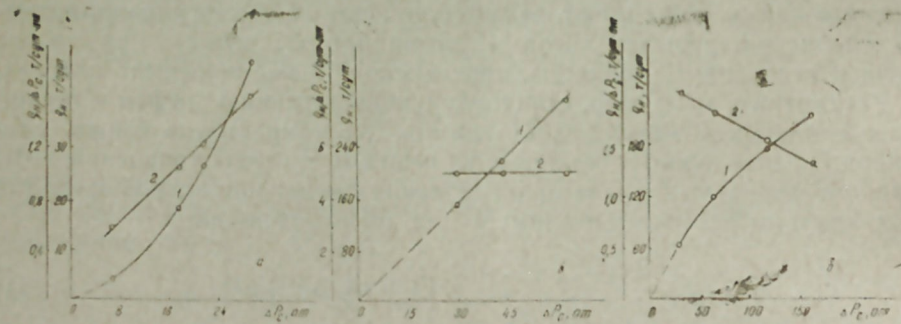


Рис. 2. Индикаторные кривые в координатах:
 1 — q_n и ΔP_c ; 2 — $q_n \Delta P_c$ и ΔP_c , a — скв. 21, м. Каменное; б — скв. 891, м. Малгобек-Вознесенское; в — скв. 42, м. Хаян-Корт.

Результаты обработки этих, а также ряда других скважин представлены в таблице, из которой видно, что определенные по фактическим данным значения коэффициента a хорошо согласуются с приведенным интервалом его возможных значений.

Результаты обработки данных исследования скважин при установившихся режимах

Месторождение	№ скв.	Значение коэффициента $a/2$, МПа ⁻¹
Малгобек-Вознесенск	841	-0,015
	160	-0,049
	891	0
Хаян-Корт	42	-0,024
	4	-0,088
Октябрьское	2,6	-0,014
	2,9	-0,022
	15	-0,034
Карабулаг-Ачалуки	33	-0,025
	33	-0,061
	665	-0,025
Старогрозненское	52	-0,137
Брагуны	20	-0,032
Заманкул		

Таким образом, учет неизотермичности фильтрации даже в приближенной постановке позволяет более точно рассчитать дебит скважины и определить коэффициент продуктивности, а также коэффициенты, учитывающие изменения физических свойств пласта и флюида от давления и температуры.

Литература

1. Абасов М. Т., Абдуллаев М. К., Азимов Э. Х., Кулиев А. М. О неизотермической нестационарной фильтрации однофазной нефти в плазме. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1980, № 1.
2. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. «ДАН СССР», 1960, т. 132, № 3.
3. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ПММ, т. XXIV, вып. 5, 1960.
4. Зайцев В. М. Некоторые вопросы теории тепловых процессов при движении жидкости в трещинных коллекторах. «Нефть и газ», 1970, № 1.
5. Зайцев В. М. Об исследовании термодинамических процессов в трещиноватых коллекторах. ИТС по ДН, вып. 38. М., Недра, 1971.
6. Кулиев А. М., Азимов Э. Х. Определение параметров трещиновато-пористых коллекторов. «Нефтепромысловое дело», 1975, № 10.
7. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М., Недра, 1965.

А. М. Гулиев, Е. Х. Азимов, Н. В. Гасымов

ЧАТЛЫ-МƏСАМƏЛИ МҮНТДƏ МƏЈЕНИН ИСТИЛИКӨТҮРМƏ ВƏ ҺƏРƏКƏТ ТƏНЛИКЛƏРИ ЫАГГЫНДА

Мəгалədə чатлы-мəсамəли мүнтдə мəлүм енержи тəнлијинин бəсит истилик ахынларынын чəмлэнмəsi əсасында чыхарылмасындан бəһс едилир. Бу тəнлик мəлүм термодинамик асылылыглардан вə термодинамиканын биринчи гануунидан истифадə етмэклэ даһа дəгиг јолла алыныр.

Мəгалədə һэмчинин нефтин вə лајын физики хассэлэринин тэзјиг вə температурдан асылы олараг дəјишмəsi нэзэрэ алынмагла нефтин чатлы-мəсамəли мүнтдə һэрэкэт тəнлији дə чыхарылыр.

A. M. Kuliev, E. H. Asimov, N. V. Kasimov

ABOUT THE EQUATIONS OF HEAT TRANSMISSION AND FLUID MOVEMENT IN THE FRACTURED-POROUS MEDIUM

With the use of the first law of thermodynamics and the known thermodynamic relations the authors have received the equation of energy in the fractured-porous medium. The authors also suggested the drawing of the oil movement equation in the indicated bed-rocks with the calculation of the non-isothermity of the process and the changing of the physical properties complex with pressure and temperature.

УДК 553.98.061.7:552.52

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, Р. Д. ДЖЕВАНШИР

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ И ЭКРАНИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА ГЛИНИСТЫХ ПОРОД-ПОКРЫШЕК В ЗОНАХ РАЗВИТИЯ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПОРОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Покрышками нефтяных и газовых залежей в большинстве случаев являются глинистые газонефтеупоры, способные играть роль экранов на пути вертикального движения углеводородов. Считают, что экранирующие свойства глинистых пород-покрышек обуславливаются прежде всего их очень малой проницаемостью, а также зависят от минералогического состава глин, их мощности, сплошности и наличия литологических окон. А. А. Ханиным предложена оценочная классификация, в которой экранирующая способность глинистых пород-покрышек определяется по основным фильтрационным параметрам: максимальному диаметру пор, проницаемости по жидкости и величине давления прорыва газа [11].

Вместе с тем в разрезах, характеризующихся аномально высокими поровыми давлениями, глинистые породы-покрышки обладают рядом особенностей, оказывающих существенное влияние на их фильтрационные и экранирующие свойства.

Следует отметить, что природа аномальных давлений весьма многообразна и зависит от конкретных геологических условий. Однако в региональном масштабе, в особенности для молодых элизионных водонапорных систем, большинство исследователей отдает предпочтение наиболее распространенной гипотезе формирования аномальных давлений в процессе гравитационного уплотнения осадочных пород.

Для выяснения генезиса повышенных давлений в недрах рассматривают взаимосвязанные проявления аномально высоких поровых давлений в глинистых толщах (АВПоД) и аномально высоких пластовых давлений в пластах-коллекторах (АВПД). Процесс возникновения АВПоД, характерный для мощных глинистых толщ, обусловлены интенсивным погружением и уплотнением глинистых пород и сопровождается отставанием темпа вытеснения поровой воды от скорости осадконакопления. В результате в глинистой толще уже на сравнительно небольших глубинах могут формироваться аномально высокие поровые давления. В этих условиях аномальные давления в коллекторах возникают преимущественно в результате проникновения флюидов из контактирующих с ними глинистых пластов [6].

Отсюда следует, что АВПД в коллекторах являются производными от АВПоД в глинистых толщах и могут быть меньше или равны им. Если пластовые давления в коллекторах меньше поровых давлений в глинах, то между ними возникает перепад давлений, который зависит от свойств глинистых пород и их способности отдавать поровую воду. Подтверждением сказанного могут служить выполненные нами исследова-

ния закономерностей распределения поровых давлений в глинах и пластовых давлений в коллекторах в разрезе северо-западного борта Южно-Каспийской впадины. Пластовые давления изучались по данным замеров глубинными манометрами. Поровые давления в глинах определялись по материалам промыслово-геофизических исследований, скважин с использованием известной методики [5]. В результате установлено, что коэффициенты аномальности поровых давлений в глинах существенно (в ряде случаев более, чем в 1,5 раза) превышают таковые для пластовых давлений в коллекторах, что при прочих равных условиях зависит от глинистости разреза. На основе этих исследований был разработан защищенный авторским свидетельством способ прогнозирования начального пластового давления в коллекторах по данным о поровых давлениях в соседних глинистых пластах [4].

Сказанное свидетельствует о том, что в процессе уплотнения осадков при наличии благоприятных геологических условий между пластами глин и пластами коллекторов могут возникнуть значительные перепады давлений, которые определяют направление и характер фильтрации поровых вод из глин в коллекторы. Подобное явление может быть использовано с целью получения аналитического выражения для определения коэффициентов фильтрации и проницаемости глинистых толщ, аномальное поровое давление в которых превышает пластовое давление в коллекторах.

Задача оценки проницаемости глинистых покрышек решалась ранее В. М. Добрыниным и В. А. Серебряковым [5], причем в качестве энергии, способствующей фильтрации воды через глинистые толщи, принята во внимание элизионная активность всей осадочной толщи при условии равенства давлений поровой жидкости в глинах и коллекторах.

Рассмотрим уплотнение слоя водонасыщенной глинистой породы мощностью h^0 , сопровождающееся оттоком поровой воды под действием перепада давлений между глинистой толщей и соседними дренирующими пластами. Начальному состоянию соответствует начальная пористость $K_{п.л.}^0$. К моменту времени t , соответствующему определенной степени уплотнения, пористость снижается до величины $K_{п.л.}$, а мощность — до величины h .

Согласно закону Дарси, объем воды, отжатой из породы в процессе ее уплотнения, равен:

$$Q = K_{\phi} \frac{P_{пор} - P_{пл}}{g \delta_v l} tF, \quad (1)$$

где K_{ϕ} — коэффициент фильтрации; t — время уплотнения; F — площадь распространения глинистого слоя; l — длина пути фильтрации, изменяющаяся от нуля до половины мощности глинистого слоя, $l_{ср} = \frac{h}{4}$;

δ_v — средняя плотность поровых вод; g — ускорение силы тяжести; $P_{пор}$ — поровое давление в глинистой толще; $P_{пл.}$ — давление в соседних коллекторских пластах.

Значение $P_{пл.}$ будет равно гидростатическому давлению, приведенному к средней глубине залегания H изучаемого глинистого слоя в момент времени t :

$$P_{пл} = g \delta_v H K_{а, пл}, \quad (2)$$

где $K_{a.пл}$ — коэффициент аномальности давления в пласте-коллекторе, равный отношению $\frac{P_{пл}}{P_n}$. Отношение $\frac{P_{пор}}{P_n}$ может быть названо коэффициентом аномальности порового давления в глинистой толще $K_{a.пор}$ по отношению к нормальному гидростатическому давлению P_n на середине интервала глинистого пласта.

С учетом сказанного формула (1) после преобразований будет иметь вид

$$Q = K_{\phi} \frac{(K_{a.пор} - K_{a.пл}) H}{l} t F. \quad (3)$$

Обычно расчеты удобнее выполнять не для начальной мощности h^0 слоя глинистой породы, а для приведенной $h_{пр}$, которую данный слой имел бы при наименьшей пористости [5]. Приведенная (минимальная) мощность слоя равна:

$$h_{пр} = h^0 (1 - K_{п.гл}^0) = h (1 - K_{п.гл}), \quad (4)$$

Коэффициент фильтрации, приведенный к минимальной мощности, составит:

$$K_{\phi.пр} = K_{\phi}^0 (1 - K_{п.гл}^0) = K_{\phi} (1 - K_{п.гл}), \quad (5)$$

где K_{ϕ} — коэффициент фильтрации в момент времени t .

Учитывая сказанное, выражение (3) может быть приведено к виду:

$$Q = K_{\phi} \frac{4 (K_{a.пор} - K_{a.пл}) H}{h} t F. \quad (6)$$

Объем отжатой из глинистой толщи воды может быть подсчитан также как разность объемов пор до и после (в момент времени t) уплотнения породы:

$$Q = K_{п.гл}^0 h^0 F - K_{п.гл} h F. \quad (7)$$

Учитывая (4), выражение будет иметь вид:

$$Q = \frac{K_{п.гл}^0 - K_{п.гл}}{1 - K_{п.гл}^0} h F. \quad (8)$$

Приравнявая (6) и (8), после преобразований получим:

$$K_{\phi} = \frac{(K_{п.гл}^0 - K_{п.гл}) h^2}{4 (1 - K_{п.гл}^0) (K_{a.пор} - K_{a.пл}) H t}. \quad (9)$$

Поскольку

$$K_{\phi} = K_{пр} g \frac{\delta_v}{\mu}. \quad (10)$$

где μ — абсолютная (динамическая) вязкость воды, можно получить выражение для проницаемости

$$K_{пр} = \frac{(K_{п.гл}^0 - K_{п.гл}) h^2 \mu}{4 (1 - K_{п.гл}^0) (K_{a.пор} - K_{a.пл}) H t g \delta_v}. \quad (11)$$

Коэффициенты проницаемости глинистых толщ районов С3 борга Южно-Каспийской впадины

Глубина, м	Ашшеронский полуостров и одноименный архипелаг			Юго-Западный Ашшерон и северная часть Бакинского архипелага			Южная часть Бакинского архипелага и Прикуринская низменность				
	h, м	$K_{п.гл}$	$K_{a.пл}$	$K_{a.пор}$	$K_{п.гл}$	$K_{a.пл}$	$K_{a.пор}$	$K_{п.гл}$	$K_{a.пл}$	$K_{п.пр}$	
2000	50	0,12	1,22	1,16	0,15	1,37	1,24	0,21	1,67	1,35	$2,3 \cdot 10^{-20}$
3000	40	0,075	1,25	1,08	0,12	1,46	1,19	0,18	1,70	1,37	$1,0 \cdot 10^{-20}$
4000	30	0,05	1,20	1,00	0,085	1,49	1,16	0,16	1,87	1,40	$0,32 \cdot 10^{-20}$
5000	20	0,03	1,10	0,98	0,08	1,48	1,16	0,13	1,93	1,42	$0,16 \cdot 10^{-20}$

Сделаны расчеты проницаемости глинистых толщ для условий северо-западного борта Южно-Каспийской впадины. Время уплотнения условно принято равным половине возраста продуктивной толщи (5 млн лет). Исходные данные и результаты расчетов приведены в таблице.

Как видно, согласно классификации А. А. Ханина [11], глинистые покрывки СЗ борта Южно-Каспийской впадины по величине проницаемости можно отнести к покрывкам с высокой и весьма высокой экранирующей способностью (классы А и В), то есть они являются практически непроницаемыми для свободных углеводородов. Сравнивая абсолютные значения проницаемости по трем районам, замечаем, что по мере перехода от Апшеронского полуострова к южной части Бакинского архипелага коэффициент проницаемости возрастает, что объясняется ростом мощностей глинистых толщ в том же направлении.

По данным таблицы получены аналитические зависимости коэффициента проницаемости глинистых толщ от глубины залегания. Уравнение зависимости $K_{пр} = f(H)$ имеет вид

$$K_{пр} = aH^{-n}, \quad (12)$$

где эмпирические коэффициенты a и n составляют для каждого из трех районов (см. табл.) соответственно 132 и 3,417; 4,46 и 2,667; 458 и 3,100. Подобная зависимость ранее установлена В. М. Добрыниным и В. А. Серебряковым в разрезе Западно-Кубанского прогиба [5].

Рассмотрим влияние мощности глинистой толщи на коэффициент проницаемости. Как следует из формул (9) и (11), эти параметры пропорциональны друг другу, вследствие чего уменьшение мощности толщи не сопровождается ухудшением ее экранирующих свойств. В мощных глинистых толщах существование повышенных давлений и интенсивный отток поровой воды препятствуют фильтрации флюидов сквозь глинистую покрывку. Такая точка зрения высказана также в работах [1, 8]. Уплотненные же глинистые слои, обладающие меньшей, по сравнению с недоуплотненными, мощностью, и не сохранившие повышенных давлений, также обладают хорошими экранирующими свойствами вследствие значительно уменьшенной проницаемости.

Микроприрода формирования экранирующих свойств глинистых покрывок зависит от соотношения между давлением в них и давлением прорыва [11, 2. 10]. Капиллярное давление в глинах обратно пропорционально размеру пор, с уменьшением которого капиллярное давление возрастает настолько, что становится большим, чем давление прорыва. Такие покрывки обладают малой проницаемостью и обычно малой мощностью.

В более мощных и проницаемых покрывках капиллярное давление меньше, но зато имеет место гравитационное отжатие поровой воды, что, как указывалось выше, препятствует перетоку внешних флюидов через покрывку.

Полученные выводы о независимости экранирующих свойств глинистых покрывок от их мощности убедительно подтверждаются фактическими данными по крупнейшим нефтяным и газовым месторождениям мира [9].

Таким образом можно заключить, что в молодых элизионных водонапорных системах (Южно-Каспийская впадина) экранирующая способность глинистых покрывок определяется их недоуплотненностью,

аномально высокими поровыми давлениями и продолжающимся оттоком поровой воды. Сами породы характеризуются большими размерами пор [3], соответственно малыми значениями капиллярных давлений. Кроме того, как показывают фактические данные [12], в Южно-Каспийской впадине даже на глубинах порядка 5—6 тысяч метров сохраняется почти не измененный монтмориллонит, обладающий способностью к набуханию и повышающий экранирующие свойства глинистых покрывок.

По-видимому, при дальнейшем погружении на глубины, пока еще не вскрытые буровыми скважинами, глинистые породы будут уплотняться, снизится диаметр поровых каналов, уменьшится коэффициент аномальности порового давления. В результате наступит момент, когда экранирующая способность глинистых покрывок будет определяться их ничтожной проницаемостью, малыми диаметрами поровых каналов и высокими капиллярными давлениями, то есть произойдет изменение самого характера глинистой покрывки.

Литература

1. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. М., Недра, 1976.
2. Берето Я. А. Экранирующая способность маломощных глинистых пластов (на примере Западного Предкавказья). «Нефтегазовая геология и геофизика». М., ВНИИОЭНГ, 1977, № 1.
3. Буряковский Л. А., Джаваншир Р. Д. Характеристика структуры порового пространства недоуплотненных глин. (На примере продуктивной толщи Бакинского архипелага). «ДАН Азерб. ССР», т. XXXV, 1979, № 7.
4. Буряковский Л. А., Джаваншир Р. Д. Способ прогнозирования начального пластового давления в исследуемой скважине. Автор. свид. № 779575 (приоритет от 02.02.78), М., кл. Е21в. Бюлл. «Открытия, изобретения, пром. образцы и товарные знаки», Госкомизобретений, 1980, № 42.
5. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. М., Недра, 1978.
6. Дурмишьян А. Г. О сингенетической и эпигенетической природе аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в недрах. «Нефтегазовая геология и геофизика», М., ВНИИОЭНГ, 1973, № 3.
7. Ломтадзе В. В. Инженерная геология. Инженерная петрология. Л., Недра, 1970.
8. Мухин Ю. В. О гидрогеологической роли глинистых отложений. В кн. Вопросы геохимии нефтегазоносных областей. ГОСИНТИ, 1962.
9. Нестеров И. И., Потеряева В. В., Салманов Ф. К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М., Недра, 1975.
10. Савченко В. П. Условия формирования залежей газа и нефти при струйной миграции в водонасыщенных породах. В кн. Вопросы геологии нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1958.
11. Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М., Недра, 1976.
12. Хеиров М. Б., Халилов Н. Ю. Исследование литологических особенностей плиоценовых и постплиоценовых отложений площади Булларморе. АНХ, 1981, № 1.

Л. А. Буряковский, Р. Ч. Чаваншир

КИЛЛИ СУХУР ӨРТҮКЛЭРИН АНОМАЛ ЈУКСӘК МӘСАМӘ ТЭЗЈИГЛЭРИ ОЛАН ЗОНАДА СУЗҮЛМӘ ВӘ ЕКРАНЛАШДЫРМА ХАССӘЛЭРИ

Мүәјјән кеоложи шәраитдә чөкүнтүләрин сыхлашмасы просесиндә килли гатларда мәсамә тәзјигинин гоншу лај коллекторлардакы лај тәзјигиндән хејли чох ола билмәси мүәјјәнләшдирилмишдир. Бунун нәтичәсиндә реал килли гатларын сүзүлмә вә сукечичилик әмсалларынын тәјјин едилмәсинин аналитик һәлли алынмишдыр. Чәнуби Хәзәр чөкәклијинин шимал-гәрб рајонлары үчүн килли гат кечиричиликләри һесабаты апарылмишдыр. Көстәрилмишдир ки, килли өртүкләрин хассәләри башлангычда сых олмамасы, аномал јуксәк мәсамә тәзјигинин олмасы вә мәсамә суларынын ахыб чыхмасынын давам етмәси илә, сонракы мәрһәләләрдә исе онун хејли сыхлашмасы вә она көрәдә чох кичик кечиричилијә малик олмасы нәтичәсиндә баш верир.

FILTRATIVE AND SCREENING PROPERTIES
OF CLAY ROCKS-COVERS IN ZONES OF
ANOMALLY HIGH PORE PRESSURES

The authors have received the analytical solution of the problem of the determination of coefficients of filtration and water permeability of real clay rock mass. The calculations of clay rock mass permeability for the regions of the North-West border of the South-Caspian lowland have been made. It is shown that at first the screening properties of clay covers are determined by their unpacking, anomalously high pore pressures and continuous pore water withdrawal, and for the following stages they are determined by considerable packing and as a result, insignificant permeability.

Ю. В. САДЫХОВ

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ НА
ХОЛОСТОЕ ВРАЩЕНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Величина мощности, расходуемой на холостое вращение бурильной колонны — W_x зависит от целого ряда основных и второстепенных технико-технологических факторов. В процессе бурения колонна бурильных труб соприкасается со стенкой скважины в среде бурового раствора. При этом возникает сила сопротивления вращению бурильных труб.

Рядом исследователей предложены расчетные формулы для определения величины W_x [5, 3, 8, 9]; причем изучая этот вопрос все сходилось на том, что W_x зависит от длины — h , диаметра и формы колонны — d_n , частоты ее вращения — n , а также от плотности бурового раствора.

Однако многочисленные эксперименты, проведенные нами [2, 4, 6] в промысловых условиях, показали, что мощность, затрачиваемая на холостое вращение бурильной колонны, зависит не только от длины и наружного диаметра бурильных труб, плотности бурового раствора и частоты вращения бурильной колонны, но и от реологических свойств бурового раствора и его расхода, от жесткости бурильных труб, а также от диаметра ствола скважины.

Рассмотрим этот вопрос в теоретическом аспекте. Известно, что при холостом вращении бурильной колонны с постоянной угловой скоростью ω устойчивое равновесие ее нарушается и ось колонны принимает волнообразную форму. При этом, ввиду того, что бурильная колонна представляет собой весомый стержень, длины полуволн уменьшаются сверху вниз.

Минимальная и максимальная длины полуволн определяются по формуле Г. М. Саркисова [7], причем средняя длина полуволны

$$l_{cp} = \frac{l_{min} + l_{max}}{2},$$

а количество полуволн

$$m = \frac{L}{l_{cp}},$$

где L — общая длина бурильных труб, м.

В скважине стрела прогиба полуволн ограничена и не превышает величины

$$f = \frac{KD_g - d_n}{2},$$

где K — коэффициент уширения ствола, обычно принимаемый равным 1,1; D_g — диаметр долота, м.

Гребни полуволн прижимаются к стенкам скважины и испытывают силу реакции G .

Рассмотрим отдельную полуволну. Очевидно, что она возникает от действия центральной силы при вращении колонны вокруг оси вертикальной скважины. Для облегчения задачи допустим, что каждая полуволна получилась от действия условной сжимающей силы P , действующей вдоль оси стержня длиной l_{cp} .

Согласно форме полуволны ее можно принять как сжатый стержень длиной l_{cp} , закрепленный с обоих концов шарнирно, для которого значение критической силы находим по формуле Эйлера:

$$P = \frac{\pi^2 EJ}{l_{cp}^2} \quad (1)$$

Теперь необходимо найти связь между критической силой P и силой реакции стенки скважины G . Для этого используем закон сохранения механической энергии. В нашем случае работа внешних сил должна равняться потенциальной энергии прогиба стержня:

$$P \Delta x + A = U_{из}, \quad (2)$$

где ΔX — вертикальное перемещение конца полуволны; вызванное ее изгибом; $U_{из}$ — потенциальная энергия изгиба; A — суммарная работа центробежных сил.

Для определения $W_{к.в.}$ из зависимости (2) необходимо найти уравнение изогнутой оси полуволны в координатной системе X, O, Y . Для облегчения задачи сначала найдем уравнение полуволны в координатной системе X, O, Y .

Выделив участок бурильной колонны от начала координат O , можно составить следующее уравнение упругой линии:

$$\frac{d^2 y}{dX^2} = \frac{P}{EJ} (f - y) + \frac{G}{EJ} (l_{cp} - X). \quad (3)$$

Начальные и граничные условия этого уравнения согласно рисунка:

$$\begin{aligned} y(0) &= Y(l_{cp}) = f \\ y' \left(\frac{l_{cp}}{2} \right) &= 0. \end{aligned} \quad (4)$$

Решение (3) с учетом условий (1) и (4) дает следующее уравнение упругой линии полуволны:

$$J = f + \frac{G l_{cp}^2}{2\pi EJ} - \frac{G l_{cp}^2}{\pi^2 EJ} X - f \sin \frac{\pi}{l_{cp}} X - \frac{G l_{cp}^3}{2\pi EJ} \cos \frac{\pi}{l_{cp}} X. \quad (5)$$

Уравнение упругой линии изогнутой оси полуволны в координатной системе X, O, Y будет

$$y = \frac{G l_{cp}^3}{2\pi EJ} - \frac{G l_{cp}^2}{2\pi^2 EJ} X - f \sin \frac{\pi}{l_{cp}} X - \frac{G l_{cp}^3}{2\pi^2 EJ} \cos \frac{\pi}{l_{cp}} X. \quad (6)$$

Определим выражение для работы центробежных сил

$$dA = \frac{1}{2} y dP_{из.б}. \quad (7)$$

Здесь

$$dP_{из.б} = \frac{q_{ж}}{g} \omega^2 y dX. \quad (8)$$

Решением совместного уравнения (7) и (8) получим:

$$A = \frac{q_{ж} \omega^2}{2g} \int_0^{l_{cp}} J^2 dX. \quad (9)$$

Масса бурильной колонны в жидкости будет:

$$q_{ж} = q_v \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{б.т}} \right),$$

где q_v — масса 1 м бурильной колонны в воздухе, Н/м;
 $\rho_{ж}, \rho_{б.т}$ — соответственно плотности жидкости и материала бурильных труб, кг/м³.

Потенциальная энергия изгиба

$$U_{из} = \int_0^{l_{cp}} \frac{M^2 dX}{2EJ}, \quad (10)$$

где

$$M = -EJ \frac{d^2 y}{dX^2}. \quad (11)$$

Подставляя (6), (11) в (9) и (10), получим

$$A = \frac{q_{ж} \omega^2 l_{cp}}{4g} \left(f^2 - \frac{3B^2 l_{cp}}{50} \right) \quad (12)$$

$$U_{из} = \frac{\pi^4 EJ}{4 l_{cp}} \left[\left(\frac{f}{l_{cp}} \right)^2 - 4B^2 \right], \quad (13)$$

где

$$B = \frac{G l_{cp}^2}{2\pi EJ}. \quad (14)$$

Величину $8X$ определим согласно (2, 3, 4):

$$\Delta X = \frac{\pi^2 f^2}{4 l_{cp}}. \quad (15)$$

Тогда с учетом (1) будем иметь:

$$P \Delta X = \frac{\pi^4 EJ f^2}{4 l_{cp}^3}. \quad (16)$$

Значения $A, U_{из}$ и $P \Delta X$ из уравнений (12) (13) и (16) подставляя в (2) и решив относительно B , после несложного преобразования получим:

$$B = 5 \omega f l_{cp} \sqrt{\frac{2q_{ж}}{3q_{ж} \omega^2 l_{cp}^4 + 200 \pi^4 g EJ}}. \quad (17)$$

Решив совместно уравнения (14) и (17), найдем поперечную силу

$$G = \frac{10 \pi EJ \omega f}{l_{cp}} \sqrt{\frac{2 q_{ж}}{3 q_{ж} \omega^2 l_{cp}^4 + 200 \pi^4 g EJ}} \quad (18)$$

Сила трения при вращении полуволны будет равна:

$$P_{тр} = \mu G, \quad (19)$$

где μ — коэффициент трения буровой трубы о стенки скважины. Мощность, необходимая для вращения одной полуволны:

$$W_1 = \frac{P_{тр} \pi D_{скв} n}{60 \cdot 75 \cdot 1,36} = \frac{P_{тр} D_{скв} \omega}{204}, \text{ кВт.} \quad (20)$$

Мощность на холостое вращение буровых труб с учетом размерности величин будет:

$$W_x = W_1 \cdot m = W_1 \frac{L}{l_{cp}} = \frac{10^{-4} \pi^2 EJ D_{скв} L \omega^2 \mu (1,1 D_g - d_n)}{l_{cp}^2} \times \sqrt{\frac{0,204 q_{ж}}{0,306 q_{ж} \omega^2 l_{cp}^4 + 0,204 \cdot 10^4 \pi^4 g EJ}} \quad (21)$$

Здесь: E — Н/м²; J — м⁴; $D_{скв}$ — м; d_n — м; l_{cp} — м; ω — 1/сек; $q_{ж}$ — н/м; $g = 9,8$ м/сек²; W_x — кВт.

Формулой (21) определяются потери мощности на трение труб о стенки скважины. Выражение под корнем учитывает влияние плотности бурового раствора и жесткости труб на образование полуволн. В частности, второе слагаемое в знаменателе показывает, что мощность на холостое вращение буровых труб W_x зависит от жесткости не линейно, а в несколько меньшей степени.

Физический смысл этого явления можно объяснить тем, что при увеличении жесткости труб EJ уменьшается свободный прогиб полуволны, от которого W_x зависит прямолинейно.

Использование выведенной формулы (21) возможно только при условии, если известна величина опытного коэффициента трения μ .

Ниже приводятся некоторые значения коэффициента μ , найденные в результате специально проведенных опытов в бурящихся скважинах [2, 4, 6]. Для удобства полученные данные в зависимости от глубины и диаметра скважины помещены в таблице.

L , м	2000	3000	4000
I — трехшарошечное долото — 0,394 м; $d_n = 0,14$ м; $d_b = 0,12$ м; $n = 100$ об/мин; $\rho_{ж} = 1300$ кг/м ³ ; $q_b = 320$ н/м			
W_x , кВт	74	107	145
μ	0,121	0,211	0,274
II — трехшарошечное долото — 0,269 м; $d_n = 0,14$ м; $d_b = 0,12$ м; $n = 100$ об/мин; $q_b = 320$ н/м; $\rho_{ж} = 1300$ кг/м ³			
W_x , кВт	45	66	86
μ	0,207	0,301	0,409

Из данных таблиц отчетливо видно, что значения коэффициентов зависят от целого ряда факторов, таких как глубина, состояние поверхности стенок скважины, ее диаметр и т. д. и могут меняться в достаточно больших пределах. Так, в данном конкретном примере величина в первом случае (диаметр долота 0,394 м) в интервале $L = 2000—4000$ м изменяется в пределах 0,121—0,274, причем эти значения μ получены на основании замеров в необсаженном вертикальном стволе (кривизна менее 1°).

Во втором случае (диаметр долота 0,296 м) в этом же интервале $\mu = 0,207—0,409$, т. е. значительно больше, эти данные относятся к вращению буровой колонны, снабженной предохранительными кольцами, скважина обсажена до глубины 3300 м.

Представляет интерес сравнить данные, получаемые по предложенной теоретической формуле, с результатами расчетов по эмпирической формуле, полученной нами ранее [2].

$$W_x = K_c D_{скв} LEJ n^{m_1} \rho^{m_2} \quad (22)$$

С этой целью рассмотрим пример для одного из случаев, при котором определялся опытным путем коэффициент μ , а именно:

$$d_n = 0,140 \text{ м}, \quad d_b = 0,120 \text{ м}, \quad n = 100 \text{ об/мин}, \\ q_b = 320 \text{ н/м}, \quad \rho_{ж} = 130 \text{ кг/м}^3, \quad D_g = 0,394.$$

Значение μ согласно таблице принимаем равным 0,274.

Опуская детали расчетов, сразу приведем окончательный результат по формуле (21) $W_x = 166,72$ кВт, а по эмпирической формуле (22) $W_x = 171,76$ кВт, т. е. разница составила 5,04 кВт, или 3,0%. Таким образом полученная теоретическая формула для определения потери мощности при холостом вращении буровых труб в скважине может считаться вполне удовлетворительной.

Формула (21) не учитывает затраты мощности на преодоление сил трения о буровой раствор. Для определения этой мощности можно воспользоваться формулой, полученной [1]. По указанным данным величина сил трения о буровой раствор не превышает 8—8,5% от общей мощности на холостое вращение колонны.

Литература

1. Азимов Б. А. Вопросы нефтебурового электропривода. Баку, Азернешр, 1962.
2. Гасанов Г. Г., Дадашев Н. Г., Садыхов Ю. В. О расчетной формуле определения расхода мощности на холостое вращение буровой колонны, АНХ, 1973, № 10.
3. Гевинян Г. М. К определению мощности, расходуемой на холостое вращение буровых труб. АНХ, 1948, № 3.
4. Кулиев С. М., Садыхов Ю. В., Дадашев Н. Г., Аллахвердиев К. Г., Гасанов Г. Г. Экспериментальное исследование зависимости расхода мощности на холостое вращение буровой колонны, АНХ, 1973, № 10.
5. Плющ Б. М., Эсбиян М. А., Саркисов В. И., Даниелян А. А., Иванков П. А. Исследование потерь мощности при роторном бурении глубоких скважин. АНХ, 1948, № 8.
6. Садыхов Ю. В., Аллахвердиев К. Г., Дадашев Н. Г. О зависимости мощности на холостое вращение буровой колонны от длины и скорости вращения. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1970, № 3, 4.
7. Саркисов Г. М. Расчеты обсадных труб и колонн. М., Гостоптехиздат, 1961.

Ж. В. Садыгов

ГАЗМА КЭМЭРИНИН БОШ ФЫРЛАНМАСЫНА
СЭРФ ЕДИЛЭН КҮЧҮН НЭЗЭРИ ТЭЈИНИ

Мәгаләдә газма кэмәринин бош фырланмасына сәрф едилән күчүн һесаблама дүстуру верилир. Бу дүстурда мәһлулуи реоложи параметрләри, онун сәрфи, газма боруларынын сәртлији вә гујунун диаметри нәзәрә алыныр. һәмчинин һесаблама дүстуру илә әввәлләрдә алынған емпирик дүстурун әдәди гијмәти мугајисә едилир. Бу гијмәтләр арасында фәрг чәми 5.04 квт вә ја 30%-дән артыг алынмамышдыр. Беләликлә, газма кэмәринин бош фырланмасына сәрф едилән күчүн нәзәри дүстурла тәјин едилмәсини кафи һесаб етмәк олар.

Yu. V. Sadykhov

ANALYTICAL DEFINITION OF THICKNESS ON
THE IDLE ROTATION OF DRILLING STRING

The author gives the calculation formula for the determining of the thickness loss on the idle rotation of drilling string. In difference from the other authors formulas the received formula includes such parameters as the rheological qualities of drilling mud and its discharge, hardness of drilling string and also the diameter of well's bore.

The article gives us the comparison of the results received according to the suggested theoretical formula together with the calculation results according to empirical formula, which was received by the author before.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1983, № 1

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1983, № 1

УДК 532.546

Н. Д. ДЖАФАРОВ

ДИНАМИКА ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН МНОГОРЯДНОЙ
СИСТЕМЫ В МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ
ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Гидродинамическому исследованию показателей разработки однопластовых залежей в условиях водонапорного режима посвящен ряд работ, в которых установлено влияние таких факторов, как сетка размещения скважин, наклон и неоднородность пласта, различие в вязкостях нефти и воды, различные системы заводнения, форма залежей, наличие в залежах сбросов и контуров питания. Эти вопросы для многопластовых залежей являются малоисследованными. Отметим, что решения некоторых задач в этом направлении были приведены в [1] и [2]. Задача об определении времени прорыва воды в скважину при совместной эксплуатации двух изолированных пропластков с разными проницаемостями и равными контурными давлениями исследована в [6].

В данной статье обобщены результаты работ [3], [4], предложены гидродинамические расчетные схемы для определения динамики изменения показателей разработки (дебита и добычи нефти и воды; забойных давлений, времени безводной эксплуатации) многопластовой нефтяной залежи полосообразной формы в условиях работы многорядной системы эксплуатационных скважин. Предлагаемые расчетные формулы получены методом комплексных потенциалов. Залежь ограничена с трех сторон непроницаемыми поверхностями и с одной стороны поверхностью напора и состоит из произвольного количества изолированных пластов с различными физико-геологическими свойствами. Связь между пластами устанавливается через скважины. Скважины являются совершенными по степени и характеру вскрытия и вскрывают все продуктивные пласты одновременно, располагаясь прямолинейными рядами. Известными считаются общий дебит каждой скважины, полученный из всех пластов, и определенное соотношение между забойными давлениями скважин в различных пластах [5]. Процесс фильтрации стационарный и подчиняется линейному закону Дарси.

Следует отметить, что установленный нами принцип определения закономерности перемещения контура нефтеносности и обводнения скважин в однопластовых однородных и неоднородных по проницаемости ([3], [4]) залежах остается в силе и для многопластовой залежи. Поэтому ниже приводятся только результаты, полученные для залежей, состоящих из однородных по проницаемости пластов.

Для изучения процесса обводнения скважин l -ой батареи и определения перемещения контура нефтеносности в выбранном элементе течения l -го пласта соответственно найдены следующие формулы расчета;

$$\tau_{1r}(\theta) = \int_0^{\xi_{or}(\theta)} \frac{d\xi}{a_{1r}(\xi)}; \tau_{1r}(\theta) = \int_{\xi(\theta)}^{\xi_{or}(\theta)} \frac{d\xi}{a_{1r}(\xi)}, \quad (1)$$

где

$$a_{1r}(\xi) = \sum_{v=1}^n \frac{q_{vr}}{\sigma_v} \left[\frac{\sin \frac{\xi}{\sigma_v}}{\operatorname{ch} \frac{\eta - \eta_v}{\sigma_v} - \cos \frac{\xi}{\sigma_v}} + 2 \sum_{x=1}^{\infty} \gamma_{vx}(\eta) \sin \frac{x\xi}{\sigma_v} \right],$$

$$\gamma_{vx}(\eta) = A_{xv} \exp \frac{x(2H_1 - \eta_v - \eta)}{\sigma_v} - B_{xv} \exp \frac{x(\eta + \eta_v - 2H_0)}{\sigma_v},$$

$$A_{xv} = \frac{1 + \exp \frac{2x(\eta_v - H_0)}{\sigma_v}}{1 + \exp \frac{2x(H_1 - H_0)}{\sigma_v}}; B_{xv} = \frac{1 - \exp \frac{2x(H_1 - \eta_v)}{\sigma_v}}{1 + \exp \frac{2x(H_1 - H_0)}{\sigma_v}},$$

$$\xi = \frac{\pi x}{\sigma}; \eta = \frac{\pi y}{\sigma}; \eta_v = \frac{\pi y_v}{\sigma}; H_0 = \frac{\pi h_0}{\sigma}; H_1 = \frac{\pi h_1}{\sigma},$$

$$q_{vr} = \frac{\Delta_{vr}}{\Delta}; \xi_{or}(\theta) = \frac{\pi x_0(\theta)}{\sigma}; \tau_{1r} = \frac{\pi q t}{4m_r \sigma^2 b_r}.$$

Здесь использованы следующие обозначения величин: q_v и q_{vr} — приведенные к величине q дебиты одной скважины, полученные из всех пластов и из r -го пласта соответственно; P_{kr} и P_{lr} — давление соответственно на поверхности напора и на забое скважины; h_0 ; h_1 ; y_1 — приведенные к величине σ расстояния от оси абсцисс до непроницаемой поверхности, поверхности напора, ряда скважин; b_r , σ_v — мощность пласта и приведенное к величине σ полурастояние между скважинами; $x_{or}(\theta)$ — абсциссы точек пересечения линий тока с первоначальным контуром нефтеносности, описываемым уравнением $y=y_0$; θ — угол обводнения; m_r — пористость; (x, y) — декартовы координаты произвольной точки области течения; n — количество рядов скважин в пласте; l и v — номер ряда скважин; q и σ — постоянные величины, имеющие размерность соответственно дебита и длины; Δ — определитель n -го порядка, составленный из элементов g_{lv} ; Δ_{vr} — определитель, полученный из Δ заменой v -го столбца столбцом, составленным из элементов β_{1r} ; индекс r указывает номер пласта. g_{lv} и β_{1r} определяются из следующих равенств:

$$g_{lv} = \frac{\eta_l + \eta_v - 2H_1}{2\sigma_v} - \ln 2 \operatorname{sh} \frac{|\eta_l - \eta_v|}{\tau_v} - \sum_{x=1}^{\infty} \frac{\gamma_{lv}(\eta_l)}{x} \quad \text{при } v \neq l,$$

$$g_{ll} = \frac{\eta_l - H_1}{\sigma_l} + \ln \frac{\sigma_l}{\pi r_{cl}} - \sum_{x=1}^{\infty} \frac{\gamma_{lr}(\eta_l)}{x} \quad \text{при } v = l,$$

$$\beta_{1r} = \frac{P_{kr} - P_{lr}}{\delta_r} \quad \text{при } r = 2, 3, \dots, S; \delta_r = \frac{q_{vr}}{2\pi b_r K_r},$$

$$\eta_{11} = 0, P_{1r} = P_{kr} - \delta_r \sum_{v=1}^n q_{vr} g_{vr}; \beta_{11} = \left[\sum_{v=1}^n q_v g_{1v} + \sum_{r=2}^S \frac{1}{\delta_{r1}} (P_{kr} - P_{kr} + \eta_{1r}) \right] \left(\sum_{r=1}^S \frac{\delta_r}{\delta_{r1}} \right)^{-1},$$

где P_{kr} и P_{lr} — давление соответственно на поверхности напора и забое скважины; K_r и b_r — соответственно коэффициент проницаемости и вязкость жидкости (для нефти и воды принимается равной); r_{cl} — радиус скважины; S — количество пластов.

Следует отметить, что при проведении расчетов по формулам (1) надо использовать зависимость между η и ξ вида:

$$\sum_{v=1}^n q_{vr} \left[\psi_{1v}(\xi, \eta) + \frac{\pi}{2} \psi_{2v}(\xi) \right] = 0, \quad (2)$$

где

$$\psi_{1v}(\xi, \eta) = \operatorname{arctg} \frac{\operatorname{th} \frac{\eta - \eta_v}{2\sigma_v}}{\operatorname{tg} \frac{\xi}{2\sigma_v}} + \sum_{x=1}^{\infty} \frac{1}{x} \gamma_{vr}(\eta) \sin \frac{x\xi}{\sigma_v},$$

$$\psi_{2v}(\xi) = \begin{cases} \frac{\xi}{2\sigma_v} - 1 & \text{при } v = 1, 2, \dots, l-1, \\ \frac{\xi}{2\sigma_1} - \frac{2\theta}{\pi}; -\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \frac{\pi}{2} & \text{при } v = l, \\ \frac{\xi}{2\sigma_v} + 1 & \text{при } v = l+1; l+2, \dots, n. \end{cases}$$

Зависимость дебита нефти и воды от времени соответственно найдена в виде:

$$q_{1чн}(\tau) = [q_{1ч1}(\tau) + q_{1ч2}(\tau)] q_{1ч}; q_{1чн}(\tau) = q_{1ч} - q_{1чн}(\tau), \quad (3)$$

где $q_{1ч1}(\tau)$ и $q_{1ч2}(\tau)$ являются приведенными к величине $q_{1ч}$ долями дебита нефти, полученными из разных подобластей, расположенных между главной и нейтральной линиями токов и определяются равенством

$$q_{1чк}(\tau) = 0,5 + (3 - 2K) \frac{\theta(\tau)}{\pi}. \quad (4)$$

Здесь

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \theta_{1r} \quad \text{при } K = 1; \theta_{1r} \leq \theta \leq \frac{\pi}{2} \quad \text{при } K = 2$$

(θ_{1r} — значение угла обводнения по главной линии тока).

Расчеты для вычисления накопленной добычи нефти и воды проводятся согласно формулам, полученным путем интегрирования (3) по τ

$$Q_{lрн}(\tau) = \frac{4m_r \sigma^2 b_r q_{lr}}{\pi} \int_{\tau_{lрп}}^{\tau} [q_{lr1}(\xi) + q_{lr2}(\xi)] d\xi, \quad (5)$$

$$Q_{lрв}(\tau) = \frac{4m_r \sigma^2 b_r q_{lr}}{\pi} [\tau - \tau_{lрп} - Q_{lрн} Q(\tau)], \quad (6)$$

где $\tau_{lрп}$ — время прорыва воды в скважину.

Отметим, что приведенные здесь формулы позволяют в рамках принятых допущений точно определить показатели разработки многопластовой залежи, состоящей из изолированных пластов. Однако установлено, что при проведении практических расчетов можно пренебречь бесконечными суммами или ограничиться их первыми членами в предложенных формулах.

Как известно, во многих случаях, исходя из различных соображений, приходится регулировать процесс разработки нефтяных залежей. В частности приходится регулировать процесс перемещения контура нефтеносности для предотвращения преждевременного обводнения скважин в пластах, имеющих лучшую по сравнению с другими проводимость. Отметим, что этого скорее всего можно добиться при определенных отношениях дебитов скважин и следовательно и при изменяющихся при этом забойных давлениях.

Пусть отношение дебитов скважин последующих рядов к дебиту скважин первого ряда определяется числом b_{lr} , т. е. $q_{lr} = b_{lr} q_{1r}$. Тогда для проведения расчетов в данном случае достаточно в формулах (1) — (6) принять

$$1 + \sum_{x=1}^S \frac{P_{kr} - P_{kx} + \eta_{lx} - \eta_{lr}}{q \delta_x \sum_{v=1}^n b_{vx} g_{lv}} \quad (7)$$

$$P_{lr} = P_{kr} - \delta_r q_{lr} \frac{\sum_{v=1}^n b_{vr} g_{lv}}{\sum_{v=1}^n b_{vx} g_{lv}} \quad (8)$$

В частности, если $b_{lr} = 1$ для всех l , имеем более упрощенную формулу расчета:

$$\tau_{lr}(\theta) = \frac{[\tau_x(0) + \sum_{i=1}^{\alpha} \tau_{i-1}(i)] \sum_{x=1}^S \frac{\delta_r}{\delta_x}}{1 + \sum_{x=1}^S \frac{P_{kr} - P_{kx} + \eta_{lx} - \eta_{lr}}{q \delta_x \sum_{v=1}^n g_{lv}}}, \quad (9)$$

$$\alpha = \begin{cases} l-1 & \text{при } \xi_{1l-1} \leq \xi_0 \leq \xi_{2l}, \\ l & \text{при } \xi_{2l} < \xi_0 \leq \xi_{1l}. \end{cases}$$

Отметим, что выражения $\tau_{i-1}(i)$, $\tau_x(0)$ и ξ_{jl} такие же, как в работе [3].

В заключение отметим следующее: отношение времени движения частицы жидкости при заданном значении угла обводнения для l -ой батареи r -го пласта многопластовой залежи к значению времени в соответствующей однопластовой залежи определяется согласно формулам (7) и (9) из выражения:

$$\frac{\sum_{x=1}^S \frac{\delta_r \sum_{v=1}^n b_{vr} g_{lv}}{\delta_x \sum_{v=1}^n b_{vx} g_{lv}}}{1 + \sum_{x=1}^S \frac{P_{kr} - P_{kx} + \eta_{lx} - \eta_{lr}}{q \delta_x \sum_{v=1}^n b_{vx} g_{lv}}} \quad \text{или} \quad \frac{\sum_{x=1}^S \frac{\delta_r}{\delta_x}}{1 + \sum_{x=1}^S \frac{P_{kr} - P_{kx} + \eta_{lx} - \eta_{lr}}{q \delta_x \sum_{v=1}^n g_{lv}}}$$

Отсюда следует, что в отличие от случая однопластовой залежи в многопластовой залежи процесс обводнения скважин и перемещение контура нефтеносности зависят вообще от всех исходных параметров решения.

По формуле (9) проведены расчеты при $S=2$; $n=3$; $y_1 = (1+2l)$ σ ; $h_0 = 8\sigma$; $h_1 = 0$ для различных значений отношения $\frac{K_1}{K_2}$ с учетом равенства мощностей и вязкости жидкостей, насыщающих пласты. Соотношение между контурными давлениями такое же, как и между забойными давлениями скважин. Результаты расчетов приводятся в табл. и рис. На рис. 1 накопленная добыча нефти и воды увеличена в 4 раза. В табл. 1 приведены значения безразмерных времен прорыва воды в скважину ($\tau_{21рп}$, $\tau_{31рп}$) и конечного срока разработки (τ_{21} конеч., τ_{31} конеч.) в зависимости от $\frac{K_1}{K_2}$, а в табл. 2 и 3 — значения безразмерного времени, подсчитанные с момента прорыва воды в сква-

жины второго и третьего рядов в зависимости от $\frac{q_1}{q}$ для пласта с проницаемостью K_1 .

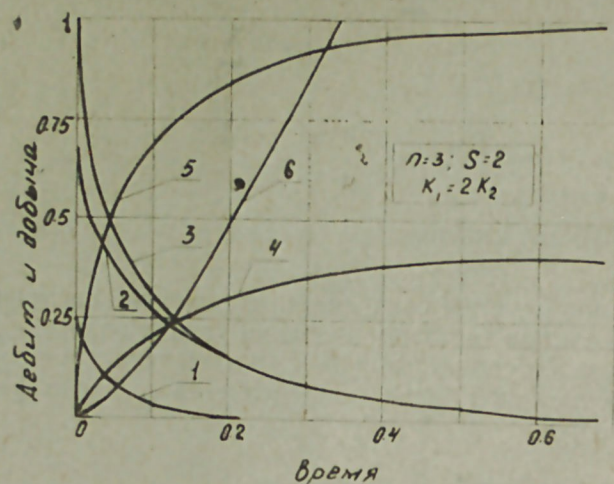


Рис. 1. Изменение дебита и добычи одной скважины второго ряда трехрядной системы во времени в пласте с проницаемостью K_1 . 1 и 2 — доли дебита нефти, полученные из I и II подобластей питания; 3 и 4 — дебит и добыча нефти; 5 и 6 — дебит и добыча воды.

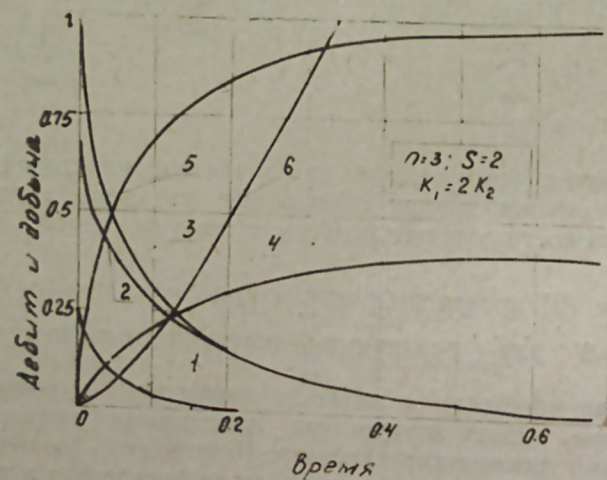


Рис. 2. Изменение дебита и добычи одной скважины третьего ряда трехрядной системы во времени в пласте с проницаемостью K_1 . 1 и 2 — доли дебита нефти, полученные из I и II подобластей питания; 3 и 4 — дебит и добыча нефти; 5 и 6 — дебит и добыча воды.

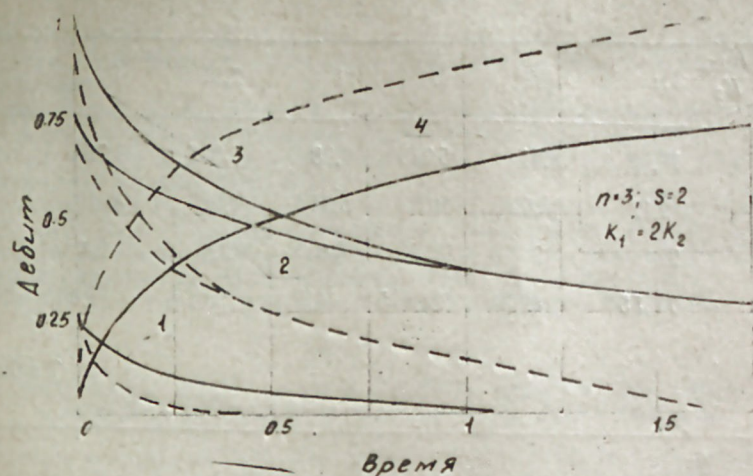


Рис. 3. Изменение дебита одной скважины трехрядной системы во времени в пласте с проницаемостью K_2 . 1 и 2 — доли дебита нефти, полученные из I и II подобластей; 3 и 4 — дебит нефти и воды. Линии пунктирные и сплошные относятся соответственно ко второму и третьему рядам.

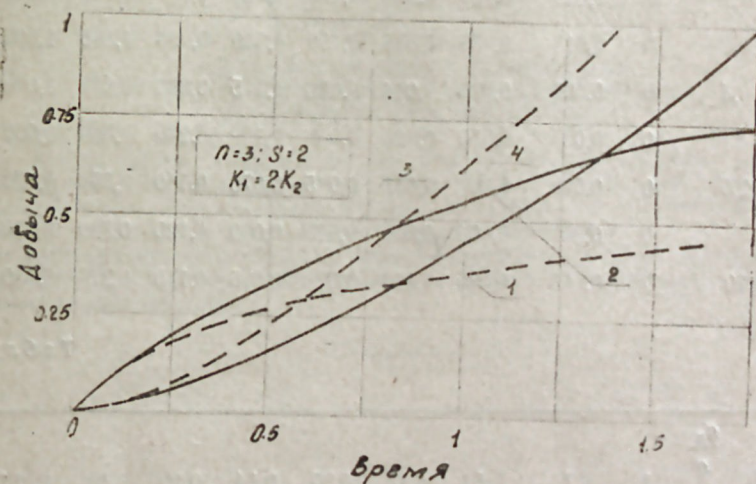


Рис. 4. Изменение добычи одной скважины трехрядной системы во времени в пласте с проницаемостью K_2 . 1 и 2 — добыча нефти; 3 и 4 — добыча воды. Линии пунктирные и сплошные относятся ко второму и третьему рядам соответственно.

Анализ данных таблиц и рисунков показывает, что изменение значения проницаемости одного пласта оказывает определенное влияние на время прорыва воды в скважины и срок разработки как для отдельных удельных областей, так и рассматриваемого элемента в целом. Это особенно заметно при малых значениях проницаемости рассматриваемого пласта и при больших ее значениях в другом пласте. Кроме того изменение проницаемости оказывает ощутимое влияние и на темп обводнения, причем, как и следовало ожидать, темп обводнения близких к контуру нефтеносности рядов намного больше.

Таблица 1

τ \ / $\frac{K_1}{K_2}$	0,1	0,2	0,4	1	2,5	5	10
τ_{21} пр.	16,39	8,94	5,215	2,98	2,086	1,788	1,639
τ_{21} кон.	32,12	17,52	10,22	5,84	4,088	3,704	3,212
τ_{31} кон.	22	12	7	4,00	2,8	2,4	2,2
τ_{31} кон.	77,55	42,3	24,675	14,1	9,87	8,46	7,855

Таблица 2

τ \ / $\frac{q_n}{q}$	1	0,77	0,67	0,55	0,46	0,35	0,22	0,06	0,04	0,01	
$\tau_{21} - \tau_{31}$ пр.	0,1	0	0,028	0,056	0,138	0,275	0,550	1,100	2,750	3,300	5,000
	0,2	0	0,015	0,030	0,075	0,150	0,300	0,600	1,500	1,800	2,727
	0,4	0	0,009	0,018	0,044	0,088	0,175	0,350	0,875	1,050	1,591
	1	0	0,035	0,010	0,025	0,050	0,100	0,200	0,500	0,600	0,909
	2,5	0	0,003	0,007	0,018	0,035	0,070	0,140	0,350	0,420	0,636
	5	0	0,003	0,006	0,015	0,030	0,060	0,120	0,300	0,160	0,545
	10	0	0,003	0,006	0,014	0,028	0,055	0,110	0,275	0,330	0,500

Таблица 3

τ \ / $\frac{q_n}{q}$	1	0,78	0,62	0,43	0,29	0,14	0,10	0,08	0,085	0,056	
$\tau_{31} - \tau_{21}$ пр.	0,1	0	0,275	1,100	2,750	5,500	16,50	27,5	33,00	38,50	49,50
	0,2	0	0,150	0,600	1,500	3,000	9,000	15,00	18,00	21,00	24,90
	0,4	0	0,088	0,350	0,875	1,750	5,25	8,750	10,50	12,25	14,52
	1	0	0,050	0,200	0,500	1,000	3,000	5,000	6,000	7,000	8,300
	2,5	0	0,035	0,140	0,350	0,700	2,100	3,500	4,200	4,900	7,810
	5	0	0,030	0,120	0,300	0,600	1,800	3,000	3,600	4,200	4,980
	10	0	0,028	0,110	0,275	0,550	1,650	2,750	3,300	3,850	4,565

Литература

1. Абасов М. Т., Гаджиев М. А., Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д., Эфендиев Р. М. Вопросы обводнения скважин в многопластовых месторождениях, Баку, Элм, 1980.
2. Абасов М. Т., Кулиев А. М. Методы гидрогазодинамических расчетов разработки многопластовых месторождений нефти и газа. Баку, Элм, 1976.
3. Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д., Кадыров Р. Н. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1980, № 5.
4. Джафаров Н. Д. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 1.
5. Джафаров Н. Д. Приток жидкости к скважинам, вскрывающим одновременно несколько изолированных неоднородных круговых пластов. Вопросы разработки, геологии и бурения месторождений нефти и газа. Баку, Элм, 1978.
6. Пирвердян А. М. Нефтяная подземная гидравлика. Баку, 1956.

Н. Ч. Чэфаров

ЧОХЛАЈЛЫ НЕФТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ЧОХСЫРАЛЫ СИСТЕМ
ГУЈУЛАРЫНЫН СУЛАШМАСЫНЫН ДИНАМИКАСЫ

Магаләдә чохлајлы нефт јатагларынын чохсыралы систем гујуларынын сулашмасы динамикасынын гидродинамик тәјини үсулунун ишләнмәсиндән бәһс едилир. Алынмыш нәтичәләр гујулар дебитини ишләмә вә сусуз ишләмә мүддәтләрини, гујулардан нефт вә су чыхарылышыны, гујудибн тәзјигләрини тапмаға имкан верир.

Икилајлы јатагларда үчсыралы систем гујуларынын сулашмасы динамикасының сәчијјәви хусусијјәтләри өјрәнилмиш, бу процесн фәргләндиран әсас чәһәтләр мүәјјән едилмишдир.

N. D. Jafarov

DYNAMICS OF WELLS FLOODING OF
MULTI-LINED SYSTEM IN MULTI-BEDDED
OIL DEPOSITS AT A WATER DRIVE

The present article suggests us the method of hydrodynamic calculations of determining the dynamics of the change of the research indexes (oil production and oil and water recovery, well bore pressures, time of waterless production and research) of multi-bedded oil deposit in a multi-lined system at a water drive.

The hydrodynamic calculations of wells water encroachment for three-lined system in a two-bedded deposit are made. The author has defined the characteristic peculiarities of water encroachment of wells.

УДК 622.276.21

Г. П. ГУСЕИНОВ, И. А. НАСРУЛЛАЕВ, Ю. Г. КЕРИМОВ, А. С. ГУСЕИНОВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН ПРЯМОЛИНЕЙНОЙ ЦЕПОЧКИ В БЕЗГРАНИЧНОМ ПЛАСТЕ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ

Задаче притока жидкости к наклонным и многозабойным скважинам при стационарной фильтрации посвящены ряд теоретических и экспериментальных работ. Ввиду сложности этих задач многие из них в точной математической постановке решены лишь приближенно. При этом основное гидродинамическое предположение состояло в том, что фильтрация пластовой жидкости в каждом отдельном горизонтальном слое определена как плоско-радиальное течение [1, 3].

Тем не менее фильтрации жидкости к наклонным и многозабойным скважинам при упругом режиме необходимо рассматривать с учетом вертикальной составляющей потока. С этой целью сначала рассмотрим случай, когда в безграничном пласте имеется точечный сток, непрерывно действующий с постоянным дебитом Q . Требуется определить перепад давления в любой момент времени t .

Для этого воспользуемся уравнением движения для сферически-радиальной фильтрации.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (1)$$

где P — давление в пласте, r — расстояние от стока до произвольной точки пласта, α — пьезопроводность пористой среды, t — время. Тогда начальные и граничные условия для функции P запишутся в виде:

$$\left(r^2 \frac{\partial P}{\partial r} \right) \rightarrow q \text{ при } r \rightarrow 0 \quad (2)$$

$$P \rightarrow P_0 = \text{const при } r \rightarrow \infty \quad (3)$$

$$P \rightarrow P_0 \text{ при } t = 0, \quad (4)$$

где

$$q = \frac{\mu Q}{4\pi Kh}$$

Применяя к уравнению (1) преобразование Лапласа и учитывая условия (1) — (4), для точечного стока получим

$$\Delta \bar{P} = \frac{1}{r} \operatorname{erfc} \frac{r}{2\sqrt{\alpha t}}, \quad (5)$$

где

$$\bar{r} = r/h.$$

Интегрируя формулу точечного стока (5) от нуля до l для перепада давления при работе наклонной скважины, имеем:

$$\Delta \bar{P} = \int_0^l \operatorname{erfc} \frac{R(s)}{2\sqrt{\alpha t}} \cdot \frac{ds}{R(s)}, \quad (6)$$

где

$$\Delta \bar{P} = \frac{4\pi Kh}{\mu Q} (P - P_0), \quad R(s) = \sqrt{r^2 + (z - z_0)^2}, \quad r = \sqrt{(x - x_0)^2 + (y - y_0)^2},$$

l — длина скважины, которая составляет с осью z угол θ_0 ; а проекция ее на плоскость xy составляет с осью x угол φ ; $x_0(S)$, $y_0(S)$, $z_0(S)$ — координаты произвольной точки скважины, зависящие от S ; Q — интенсивность скважины; h — характерная длина, $\operatorname{erfc} x = 1 - \operatorname{erf} x$, $\operatorname{erf} x$ — интеграл вероятности.

Ограничимся определением забойного давления. Направляя ось z вдоль скважины, полагая $r = r_c$, $s = z_0$ и используя интегральное представление функции $\operatorname{erfc} x$, интеграл в (6) можно привести к виду:

$$\Delta \bar{P}_c = \int_1^\infty l^{-\frac{r_c^2 - \xi}{4\alpha t}} \left[\operatorname{erf} \frac{z \cdot \xi}{2\sqrt{\alpha t}} + \operatorname{erf} \frac{h - z}{2\sqrt{\alpha t}} \right] \frac{d\xi}{\xi}. \quad (7)$$

Формула (7) при больших значениях времени становится трудоемкой для вычислений. Поэтому, пользуясь разложением функции $\operatorname{erf} x$, формулу (7) представим в виде:

$$\Delta \bar{P}_c = \ln \frac{z + \sqrt{r_c^2 + z^2}}{r_c} + \ln \frac{h - z + \sqrt{r_c^2 + (h - z)^2}}{r_c} - \frac{h}{r_c} \operatorname{erf} \frac{r_c}{2\sqrt{\alpha t}} + \frac{1}{\sqrt{\pi}} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n-1}}{n! (2n+1)} \left[\left(\frac{z}{r_c} \right)^{2n+1} + \left(\frac{h-z}{r_c} \right)^{2n+1} \right] I \left(\frac{r_c^2}{4\alpha t}, n + \frac{1}{2} \right), \quad (8)$$

где $J(x, m) = \frac{1}{\Gamma(m)} \int_0^x e^{-t} t^{m-1} dt$ — отношение неполной гамма-функции к полной, которая табулирована в [6].

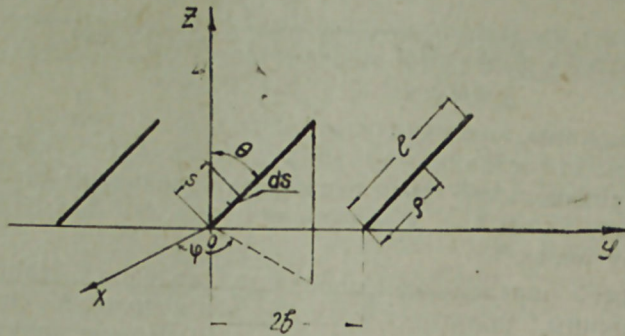
При больших значениях времени $\tau = \frac{\alpha t}{h^2} \gg 1$ ряд в (8) сходится быстро, поэтому можно ограничиваться первыми членами ряда. Приближая в (8) t к бесконечности, получим решение, соответствующее стационарной задаче, которая рассмотрена в [7].

Теперь предположим, что имеется бесконечная прямолинейная батарея наклонных скважин, которые пущены в эксплуатацию одновременно с постоянными равными дебитами Q (рис.). На основании (6), по принципу суперпозиции получим распределение безразмерного перепада давления для произвольной точки пласта в любой момент времени t :

$$\Delta \bar{P} = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \int_0^1 \operatorname{erfc} \frac{R(s)}{2\sqrt{t}} \frac{ds}{R(s)}, \quad (9)$$

где

$$R = \sqrt{r^2 + (2nb + y_0 - y)^2}, \quad r = \sqrt{(x - x_0)^2 + (z - z_0)^2}$$



Формула (9) является удобной для вычисления при малых значениях времени. Для больших значений t указанная формула для расчетов становится трудоемкой. Поэтому приведем ее к другому виду.

Выражение (9) напомним в виде:

$$\Delta \bar{P} = \frac{1}{\sqrt{\pi t}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \int_0^1 \int_0^{\infty} e^{-\frac{R^2(s)}{4\sqrt{t}} \xi^2} d\xi ds. \quad (10)$$

Используя известную формулу суммирования Пуассона [4] и учитывая соотношение [2] (стр. 354, ф. 9):

$$\int_0^{\infty} e^{-\frac{\beta}{x} - \gamma x} \frac{dx}{x} = 2K_0(2\sqrt{\beta\gamma}) \quad (11)$$

Для практически интересных значений времени формулу (10) можно представить в виде:

$$\Delta \bar{P} = \frac{1}{2} \int_0^1 \left[-E_1 \left(-\frac{r^2}{4\sqrt{t}} \right) + 4 \sum K_0 \left(\frac{n\pi}{b} r \right) \cos \frac{n\pi}{b} (y - y_0) \right] ds, \quad (12)$$

где b — расстояние между скважинами по оси y .

В подынтегральном выражении формулы (12), выделяя независимые от времени части, получим решение стационарной задачи, приведенной М. Маскетом [5] в виде:

$$\Delta \bar{P}_c = -C + 2 \ln \frac{2}{r} + 4 \sum K_0 \left(\frac{n\pi}{b} r \right) \cos \frac{n\pi}{b} (y - y_0). \quad (13)$$

В формуле Маскета постоянная Эйлера C отброшена. Переходя в (12) к сферическим координатам и проводя интегрирование, легко

можно получить выражение для распределения перепада давления во времени. Однако входящий в формулу (12) интеграл от функции Бесселя не раскрывается. Поэтому, используя формулу 8.526 из [2], вначале приведем сумму в (12) к следующему виду:

$$\Delta \bar{P} = \int_0^1 \left\{ -E_1 \left(-\frac{r^2(s)}{4\sqrt{t}} \right) + 2C + \ln \frac{r^2(s)}{4b^2} + \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{b}{\sqrt{r^2(s) + (nb - y + y_0)^2}} - \frac{b}{\sqrt{r^2(s) + (nb + y - y_0)^2}} - \frac{2}{n} \right] \right\} ds. \quad (14)$$

Полагая в формуле (14) $r^2(s) = x^2 + (z - z_0)^2$, $x = r_c$, $z_0 = s \cos \theta_0$, $z = \rho \cos \theta_0$, $y_0 = s \sin \theta_0$, $y = \rho \sin \theta_0$ и проведя интегрирование для забойного давления, получим формулу в виде:

$$\begin{aligned} \Delta \bar{P}_c = & -\bar{\rho} E_1 \left(-\frac{\bar{r}_c^2 + \bar{\rho}^2 \cos^2 \theta_0}{r} \right) - \bar{\rho}_1 E_1 \left(-\frac{\bar{r}_c^2 + \bar{\rho}_1^2 \cos^2 \theta_0}{r} \right) + \\ & -\frac{\sqrt{\pi t}}{\cos \theta_0} e^{-\frac{r_c^2}{4\sqrt{t}}} \left[\operatorname{erf} \frac{\bar{\rho} \cos \theta_0}{\sqrt{\pi t}} + \operatorname{erf} \frac{\bar{\rho}_1 \cos \theta_0}{\sqrt{\pi t}} \right] + \bar{\rho} \ln (\bar{r}_c^2 + \bar{\rho}^2 \cos^2 \theta_0) + \\ & + \bar{\rho}_1 \ln (\bar{r}_c^2 + \bar{\rho}_1^2 \cos^2 \theta_0) - 2(1 + \ln 2) \bar{l} + \ln \left(1 - \frac{4 \sin^2 \theta_0}{3 + \sin^2 \theta_0} \right) + \\ & + \ln \frac{\Gamma(1 - \bar{\rho}) \Gamma(1 - \bar{\rho}_1)}{\Gamma(1 + \bar{\rho}) \Gamma(1 + \bar{\rho}_1)} - \ln \left| \frac{\Gamma(\bar{\rho} \sqrt{\frac{1}{2}(1 - \sin \theta_0) + i \frac{1}{2} \bar{\rho}(1 - \sin \theta_0)})}{\Gamma(\bar{\rho} \sqrt{\frac{1}{2}(1 - \sin \theta_0) + i \frac{1}{2} \bar{\rho}(1 + \sin \theta_0)})} \right|^2 \times \\ & \times \left| \frac{\Gamma(\bar{\rho}_1 \sqrt{\frac{1}{2}(1 - \sin \theta_0) + i \frac{1}{2} \bar{\rho}_1(1 - \sin \theta_0)})}{\Gamma(\bar{\rho}_1 \sqrt{\frac{1}{2}(1 - \sin \theta_0) + i \frac{1}{2} \bar{\rho}_1(1 + \sin \theta_0)})} \right|^2 + \\ & + \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \ln \frac{1 + \frac{\bar{\rho}^2(1 - \sin \theta_0)}{(n + \bar{\rho}) [\sqrt{n^2 + 2n\bar{\rho} \sin \theta_0 + \bar{\rho}^2} + n + \bar{\rho} \sin \theta_0]}}{1 + \frac{\bar{\rho}^2(1 - \sin \theta_0)}{2[n + \frac{1}{2} \bar{\rho}(1 + \sin \theta_0)]^2}} \right. \\ & \left. + \ln \frac{1 + \frac{\bar{\rho}^2(1 - \sin \theta_0)}{2[n + \frac{1}{2} \bar{\rho}(1 - \sin \theta_0)]^2}}{1 + \frac{\bar{\rho}^2(1 - \sin \theta_0)}{(n - \bar{\rho}) [\sqrt{n^2 - 2n\bar{\rho} \sin \theta_0 + \bar{\rho}^2} + n - \bar{\rho} \sin \theta_0]}} \right\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& 1 + \frac{\bar{\rho}_1^2 (1 - \sin \theta_0)}{(n + \bar{\rho}_1) \left[\sqrt{n^2 - 2n\bar{\rho}_1 \sin \theta_0 + \bar{\rho}_1^2} + n - \bar{\rho}_1 \sin \theta_0 \right]} + \\
& \left. \frac{1 + \frac{\bar{\rho}_1^2 (1 - \sin \theta_0)}{2 \left[n + \frac{1}{2} \bar{\rho}_1 (1 + \sin \theta_0) \right]^2}}{1 + \frac{\bar{\rho}_1^2 (1 - \sin \theta_0)}{2 \left[n + \frac{1}{2} \bar{\rho}_1 (1 - \sin \theta_0) \right]^2}} \right\} + \\
& + \ln \frac{1 + \frac{\bar{\rho}_1^2 (1 - \sin \theta_0)}{(n - \bar{\rho}_1) \left[\sqrt{n^2 - 2n\bar{\rho}_1 \sin \theta_0 + \bar{\rho}_1^2} + n - \bar{\rho}_1 \sin \theta_0 \right]}{1 + \frac{\bar{\rho}_1^2 (1 - \sin \theta_0)}{2 \left[n + \frac{1}{2} \bar{\rho}_1 (1 + \sin \theta_0) \right]^2}} - \\
& + \left\{ \frac{2r_c}{\cos \theta_0} \left[\operatorname{arctg} \left(\frac{\rho \cos \theta_0}{r_c} \right) + \operatorname{arctg} \left(\frac{\rho_1 \cos \theta_0}{r_c} \right) \right] - \right. \\
& \left. - 2\bar{r}_c^2 \int_0^{\bar{\rho}_1} \frac{e^{-\frac{\bar{r}_c^2 + \xi^2 \cos^2 \theta_0}{\tau}}}{r_0^2 + \xi^2 \cos^2 \theta_0} d\xi - 2\bar{r}_c^2 \int_0^{\bar{\rho}_1} \frac{e^{-\frac{\bar{r}_c^2 + \xi^2 \cos^2 \theta_0}{\tau}}}{r_c^2 + \xi^2 \cos^2 \theta_0} d\xi \right\}, \quad (15)
\end{aligned}$$

где

$$\bar{\rho} = \frac{\rho}{b}, \quad \bar{\rho}_1 = \frac{l - \rho}{b}, \quad \tau = \frac{4 \times t}{b^2}.$$

Для практических целей можно пренебречь величинами малого порядка, так что может быть опущена из решения вся последняя фигурная скобка. Расчет показывает, что ряд, входящий в формулу (15), сходится быстро, поэтому с высокой степенью точности можно ограничиваться первыми членами ряда.

τ	ΔP_c		ΔP_{cp}	$\Delta \bar{P}_c$		$\Delta \bar{P}_{cp}$
	$\bar{Z} = 0,1; 1,3$	$\bar{Z} = 0,7071$		$\bar{Z} = 0,1; 169$	$\bar{Z} = 1$	
1	7,7697	9,1058	8,215	7,8078	9,4686	8,3614
2	7,9308	9,2670	8,376	8,1358	9,6965	8,5894
5	8,1882	9,4120	8,576	8,3200	9,9716	8,8644
8	8,2992	9,5650	8,676	8,4338	10,195	8,9874
10	8,2476	9,5838	8,694	8,4578	10,137	9,0294
16	8,2408	9,7444	8,854	8,7098	10,371	9,2630

По формуле (8) произведен расчет при различных θ_0 и ρ (табл.). Из табл. видно, что наибольшее значение безразмерного перепада давления по длине скважины наблюдается в ее средней части. В точках, симметричных по отношению к средней части, значения перепада давления одинаковы. Как и следовало ожидать, расчеты показывают, что с увеличением длины скважины перепад давления у забоя увеличивается, а дебит скважины уменьшается.

Литература

1. Борисов Ю. П., Табаков В. П. Расчет взаимодействия батарей наклонных и многозабойных скважин в слоистом пласте. НТС по добыче нефти, № 15. Гостоптехиздат, 1961.
2. Градштейн И. С., Рыжик И. М. Таблицы интегралов сумм, рядов и произведений. М., физматгиз, 1962.
3. Евченко В. С., Максимов В. П. Взаимодействие наклонно-направленных скважин. Труды ВНИИ, № 66, М., 1978.
4. Карслау Х. Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. М., Наука, 1964.
5. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Гостоптехиздат, 1949.
6. Пагурова В. И. Таблицы неполной гамма-функции. ВЦАН СССР, М., 1963.
7. Полубаринова-Кочина П. Я. О наклонных и горизонтальных скважинах конечной длины. Прикл. мат. и механика, т. XX. АН СССР, 1956.

h. П. хүсеинов, И. Э. Насруллаев, J. h. Керимов, Э. С. хүсеинов

СОНСУЗ СЭРХЭДЛИ ЛАЈДА, ХЭТТИ ДҮЗҮҮЛМҮШ МАИЛИ ГУЈУЛАРДА ТЭЗЈИГИН ЕЛАСТИКИ РЕЖИМДЭ ТЭЈИНИ

Мәгаләдә еластики режимдә, сабит һасилатда маили гујуларә шагули сел ахымыны нәзәрә алараг, ихтијари заман үчүн тәзјиг дүшкүсү тәјин едилмишдир. Мәсәлә лајдә бир гују вә хәтти гујулар батарејасы олдуғу һал үчүн һәлл едиләрәк, аналитик дүстур верилмишдир. Алынмыш дүстурла һесабат апарылыб вә нәтичә чәдвәл шәклиндә верилмишдир.

Һесабат кәстәрир ки, гујунун узунлуғу артыгча гују дибиндә тәзјиг дүшкүсү артыр, һасилат исә азалыр.

G. P. Guseinov, I. A. Nasrullayev, Yu. G. Kerimov, A. S. Guseinov

THE DEFINITION OF PRESSURE FOR SLANT HOLES STRAIGHT LINE CHAIN IN BOUNDLESS FORMATION ON ELASTIC DRIVE

The filtration of slant holes in elastic drive with gauging vertical consisting flow is described in this article. The drop of pressure at any moment for drain and infinite straight line battery of slant holes with constant rate is described, too. The analytical solution of mentioned problem is got and on the base of received results the table is constituted.

The analysis of calculations shows that by increasing the length of well the drop of pressure at the bottom enlarges but the production coming to the unit of its lengths decreases.

З. С. АЛИЕВ

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕСОВЕРШЕННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Естественные возможности газоотдачи пластов существенно зависят от степени их загрязнения в процессе бурения, диаметра скважины, совершенства по степени и характера вскрытия и др.

Изучению влияния несовершенства по степени вскрытия пласта на производительность скважин при линейном законе фильтрации жидкости и газа посвящены работы [1, 3, 5, 9—12 и др.]. Влияние несовершенства при нелинейном законе фильтрации газа к несовершенной по степени вскрытия скважине изучено недостаточно, что вызвано сложностью задачи и трудностью получения достаточно точного для практики простого решения. Имеющиеся приближенные решения для изотропных пластов [2, 4, 6, 7] показали, что величина коэффициента несовершенства при линейной части двучленной формулы в целом совпадает с его значением, полученным при решении задач фильтрации жидкости и газа к несовершенной газовой скважине при линейном законе сопротивления. Установлено, что в изотропных пластах коэффициент несовершенства по степени вскрытия при нелинейной фильтрации газа не зависит от проницаемости пласта. Поэтому методы определения коэффициентов несовершенства при нелинейной фильтрации к несовершенной по степени вскрытия скважине неприемлемы для анизотропных и неоднородных пластов. Влияние анизотропии и неоднородности пласта на коэффициенты несовершенства и продуктивности несовершенной скважины при линейном законе фильтрации исследовалась в работах [8] и др. Влияние анизотропии пласта на коэффициенты несовершенства при стационарной нелинейной фильтрации газа аналитически и экспериментально изучено в [2].

В данной статье приведены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния неоднородности пласта по толщине на производительность и на коэффициенты несовершенства газовой скважины при нелинейном законе фильтрации и дано сравнение величин этих коэффициентов, полученных при исследовании изотропных, анизотропных и неоднородных пластов.

На рис. 1 показана схема экспериментальной установки, которая состоит из круговой модели пласта 1, толщиной $h=0,15$ м, радиусами контура питания $R_k=0,15$ м и скважины $r_c=0,005$ м. Равномерность подачи газа в пласт обеспечивается через кольцевое пространство между корпусом модели 1 и втулкой 2. Влияние характера вскрытия на результаты экспериментов исключено плотной равномерной сеткой отверстий на поверхности ствола скважины 3 в пределах толщины модели пласта. Все узлы установки рассчитаны на рабочее давление 5,5 МПа. Изучение влияния несовершенства скважины, вскрывшей неоднородный пласт, на производительность ведется путем изменения степени вскрытия пласта с помощью поршня 4. Конструкция установки

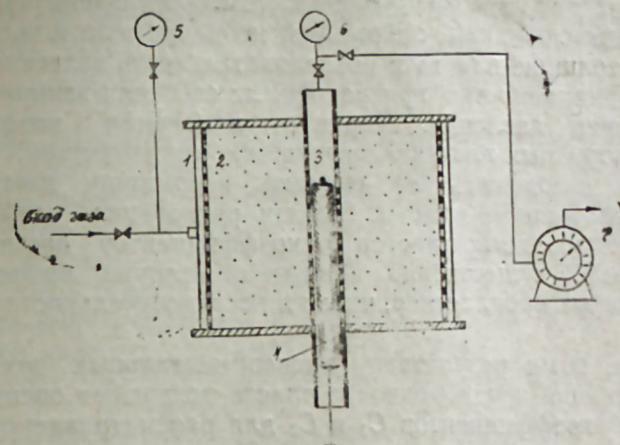


Рис. 1. Схема экспериментальной установки для изучения влияния несовершенства по степени вскрытия на производительность газовых скважин. 1 — корпус модели; 2 — внутренняя втулка; 3 — ствол скважины; 4 — поршень; 5, 6 — манометры; 7 — расходомер.

позволяет обеспечить изменение относительного вскрытия пласта в пределах $0 \leq \bar{h} \leq 1$. При каждом положении поршня после достижения установившегося режима измеряются давления на входе манометром 5 и на выходе из модели манометром 6, а также количество газа расходомером 7. Число режимов для каждого положения поршня, т. е. для каждого значения относительного вскрытия \bar{h} равнялось 8. Снятые таким образом для каждой степени вскрытия пласта индикаторные кривые обрабатывались по формуле

$$P_k^2 - P_c^2 = a_n Q + b_n Q^2, \quad (1)$$

где

$$a_n = \frac{\mu z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 \right); \quad b_n = \frac{\rho_{ат} z P_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} \cdot \frac{1}{R_k} + C_2 \right), \quad (2)$$

$P_k, P_c, P_{ат}$ — соответственно контурное, забойное и атмосферное давления; $T_{пл}, T_{ст}$ — пластовая и стандартная температуры; μ — вязкость газа; z — коэффициент сверхсжимаемости;

h — толщина пласта; l — коэффициент макрошероховатости;

C_1 и C_2 — коэффициенты несовершенства по степени вскрытия. Для совершенной скважины C_1 и C_2 равны нулю. Обозначив для совершенной скважины коэффициенты фильтрационных сопротивлений через a_c и b_c и экспериментально определив значения a_n, a_c, b_n, b_c можно вычислить коэффициенты несовершенства c_1 и c_2 по формулам:

$$C_1 = \left(\frac{a_n}{a_c} - 1 \right) \ln \frac{R_k}{r_c}; \quad C_2 = \left(\frac{b_n}{b_c} - 1 \right) \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right). \quad (3)$$

Для изотропных и анизотропных пластов значения C_1 и C_2 с достаточной для практики точностью могут быть определены аналитически

согласно [2]. В настоящее время отсутствуют простые аналитические методы определения коэффициентов C_1 и C_2 для несовершенной по степени вскрытия скважины, вскрывшей неоднородные пласты. Неоднородность по толщине пласта и последовательность залегания пластов с различной проницаемостью при различных степенях вскрытия влияют на распределение давления. Характер изменения коэффициентов C_1 и C_2 в неоднородных пластах отличается от характера изменения коэффициентов несовершенства скважин, вскрывших изотропные и равномерно анизотропные пласты. Степень отклонения коэффициентов C_1 и C_2 для неоднородных пластов от коэффициентов несовершенства изотропных пластов существенно зависит от величин проницаемостей и толщин отдельных пропластков, числа и последовательности их залегания.

Полученные нами результаты экспериментальных исследований по изучению влияния неоднородности пласта позволяют оценить характер отклонения коэффициентов C_1 и C_2 для рассматриваемой модели неоднородного пласта от однородного. Изучаемая модель неоднородного пласта состояла из двух слоев проницаемостями $K_2=5K_1$ и $h_1=0,08$; $h_2=0,07$ м. Модель анизотропного пласта имела параметр анизотропии $\nu = \sqrt{K_v/K_r} = 0,10$, т. е. отношение вертикальной проницаемости K_v к горизонтальной K_r равнялось $K_v/K_r = 0,01$. Вскрытие неоднородного двухслойного пласта производилось сверху вниз, с низкопроницаемого пропластка толщиной h_1 и проницаемостью K_1 . Поэтому на полученные результаты влияли не только степень вскрытия, но и проницаемость и толщина низкопроницаемого пропластка. Результаты экспериментов обрабатывались по формуле (1) в координатах $\Delta P^2/Q$ от Q для определения a_n, a_c, b_n, b_c при частичном и полном вскрытиях изотропного, анизотропного и неоднородного двухслойного пластов, по которым были рассчитаны по формулам (3) коэффициенты C_1 и C_2 . Характер изменения C_1 и C_2 от относительного вскрытия \bar{h} показан на рис. 2, а, б. Как видно из рис. 2, а, анизотропия и неоднородность пласта приводят к увеличению коэффициента C_1 по сравнению изотропным пластом. Абсолютная величина увеличения C_1 ани-

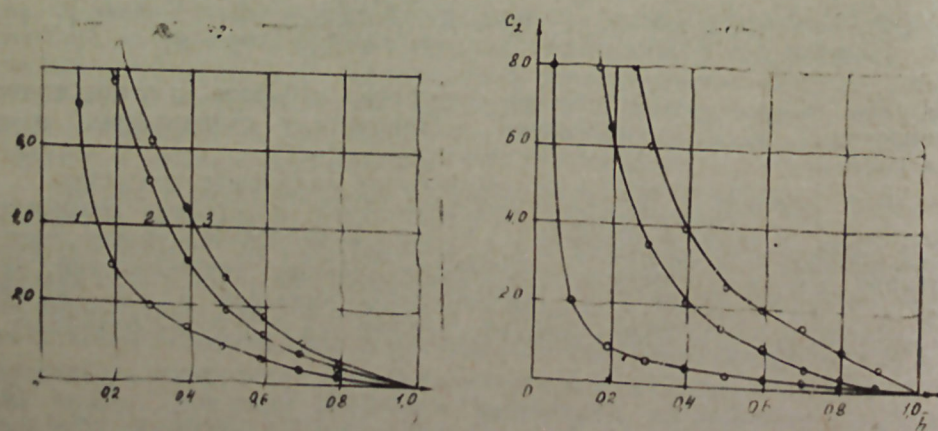


Рис. 2. Зависимости коэффициентов несовершенства C_1 и C_2 от относительного вскрытия \bar{h} для изотропного (1), анизотропного (2) и неоднородного двухслойного (3) пластов.

зотропного и неоднородного пластов зависит от параметра анизотропии ν и неоднородности, последовательности залегания и толщины неоднородных пластов. Существует возможность, когда C_1 для анизотропного пласта может быть больше C_1 для неоднородного. В предельных случаях, когда параметры анизотропии ν и неоднородности $\frac{K_1}{K_2}$ стремят-

ся к единице, значения C_1 этих пластов стремятся к коэффициенту C_1 для изотропного пласта. Из рис. 2, б видно, что коэффициент C_2 для анизотропного пласта выше коэффициента C_2 для изотропного пласта. В случае, если параметр анизотропии ν стремится к единице, то кривая C_2 для анизотропного пласта также стремится к кривой C_2 для изотропного пласта. Достаточно низкое по сравнению с изотропным пластом значение C_2 (кривая 3) для неоднородного пласта не является закономерным и при изменении последовательности залегания и параметров неоднородности может превышать значения C_2 для изотропного пласта. Нами изучается влияние параметров неоднородности, толщины отдельных пропластков и последовательности их залегания на коэффициенты C_1 и C_2 .

Влияние анизотропии и неоднородности пластов на производительность газовых скважин показано на рис. 3 в виде зависимости

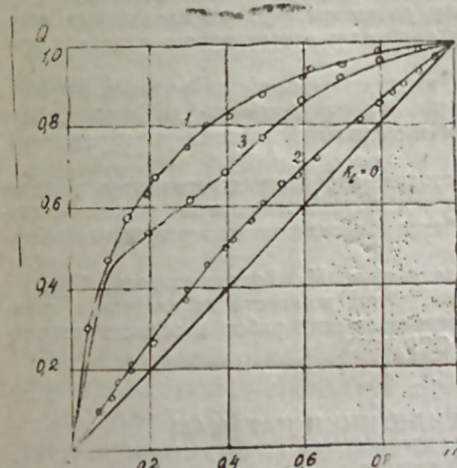


Рис. 3. Зависимости \bar{Q} от относительного вскрытия \bar{h} изотропного (1), анизотропного (2) и неоднородного двухслойного (3) пластов.

$Q = Q_n/Q_c$ от $\bar{h} = h_w/h$. Как видно из рис. 3, для изотропного пласта (кривая 1) при вскрытии половины от общей толщины, т. е. при $\bar{h} = 0,5$, дебит несовершенной скважины составляет около 90% дебита совершенной скважины. При вертикальной проницаемости равной нулю, т. е. $K_v = 0$ прирост дебита пропорционален вскрытию пласта. Все остальные значения анизотропии, влияющие на производительность скважины $0 \leq \nu \leq 1$ находятся между линией $K_v = 0$ и кривой 1. Кривой 2 показана зависимость \bar{Q} от \bar{h} при $\nu = 0,1$ или $K_v/K_r = 0,01$. При $\nu = 1$ кривая 2 совпадает с кривой 1. Кривая 3 показывает зависимость \bar{Q} от \bar{h} двухслойного с толщинами h_1 и h_2 и проницаемостями $K_2=5K_1$ неоднородного пласта. Причем каждый из пропластков в отдельности является изотропным. Если вскрытие пласта производилось бы снизу вверх, т. е. первоначально вскрывался бы пласт с проницаемостью K_2 , то кривая

3 была бы более близка к кривой 1. При наличии нескольких, с резко отличающимися параметрами пластов форма кривой 3 может существенно измениться. Характер изменения \bar{Q} от \bar{h} изотропного, анизотропного и неоднородного пластов позволяет научно обосновать необходимость полного или частичного вскрытия пласта эксплуатационными газовыми скважинами с учетом специфики разреза продуктивного интервала на каждом месторождении.

Литература

1. Абасов М. Т., Джалилов К. Н. Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных и газовых месторождений. Баку, Азербайджанский институт нефти и газа, 1960.
2. Алиев З. С. и др. Технологический режим работы газовых скважин. М., Недра, 1978.
3. Глоговский М. М. Дебит скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта. Труды МНИ, вып. II. М., Гостоптехиздат, 1951.
4. Зотов Г. А. Расчет фильтрационных сопротивлений скважины, несовершенной по степени вскрытия пласта при нелинейном режиме фильтрации. Тр. ВНИИГАЗа, вып. 18/26. М., Гостоптехиздат, 1963.
5. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористых средах. М., Гостоптехиздат, 1949.
6. Минский Е. М. О притоке к забою несовершенной скважины при нелинейном законе сопротивления. Тр. ВНИИ, вып. V. М., Гостоптехиздат, 1954.
7. Минский Е. М., Марков П. П. Экспериментальное исследование сопротивления несовершенных скважин. Тр. ВНИИ, вып. VIII. М., Гостоптехиздат, 1956.
8. Телков А. П. Расчет фильтрационных сопротивлений, обусловленных несовершенством скважины и экраном, в условиях однородно-анизотропного пласта и взаимодействия скважин. НХ, 1972, № 4.
9. Хейн А. Л. Теория линейного притока жидкости и газа к скважинам, несовершенным по характеру и степени вскрытия пласта, и новые формулы по расчету их продуктивности. В кн. Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1953.
10. Хейн А. Л. Теоретические основы и методика определения параметров пластов по данным испытания несовершенных скважин при неустановившемся режиме фильтрации жидкости и газа. В кн. Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1953.
11. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М., Гостоптехиздат, 1963.
12. Шуров В. И. Влияние перфорации на приток жидкости из пластов в скважину. Труды совещ. по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. Изд-во АН Азерб. ССР, 1953.

З. С. Алиев

ЛАЈЫН ГЕЈРИ—БИРЧИНСЛИЛИЈИНИН НАТАМАМ ГАЗ ГУЈУЛАРЫНЫН МӘХСУЛДАРЛЫГЫНА ТӘСИРИНИН ТӘҶРҮБИ ТӘДҶИГИ

Мәғаләдә гејри-хәтти мугавимәт гануну чәрчивәсиндә гејри-бирчинселиларда газма дәрәчәсинә кәрә натамамлыгын гујуларын мәхсулдарлыгына тәсиринә нәзәр дән кечирилмишдир. Натамамлыг әмсалларынын тәјини үчүн тәҶрүбә гурғусунун схеминә вә шәхсәтләри кәстәрилмишдир.

Мәхсулдар кәсийин хәсусијјәти нәзәрә алынмагла газ лајларынын ачылма дәрәчәсинә үчүн тәклифләр ирәли сүрүлмүшдүр.

Z. S. Aliev

EXPERIMENTAL INVESTIGATIONS OF RESERVOIR HETEROGENEITY EFFECT ON DELIVERY OF IMPERFECT GAS WELLS

The paper considers the effect of imperfection (by the extent of reservoir tapping) on wells delivery for non-linear law of resistance. The scheme of applied experimental installation and techniques for determining C_1 and C_2 coefficients are given.

Comparison of C_1 and C_2 is made for isotropic, anisotropic, and heterogeneous reservoirs. The character of change in delivery for wells tapping the reservoirs in question is shown. Recommendation on the mode of tapping gas bearing reservoirs is proposed while specific features of the production section are taken into consideration.

УДК 622.279.53

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

К ИССЛЕДОВАНИЯМ ПРОЦЕССА ИСТОЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ЛЕГКОЙ НЕФТИ

Снижение пластового давления в процессе истощения залежей легкой нефти сопровождается, как известно, образованием газовой фазы и переходом некоторой части потенциально жидких углеводородов в газовую фазу. В пределах рассматриваемого процесса нефть, получаемая из скважины, представлена нефтью, поступившей из пласта в виде фильтрующей в пористой среде углеводородной жидкости, и нефтью, растворенной в газовой фазе. Учитывая сказанное, исследование особенностей этого сложного процесса представляется важным.

Сложный характер массопереноса нефти естественно вызвал необходимость создания соответствующей гидродинамической модели исследуемого процесса. Были предложены два подхода для решения указанной задачи. Основы первого подхода закладывались в [8]. Систематизированное его описание дано в [9, 10]. В пределах этого подхода процесс фильтрации в пористой среде легкой нефти рассматривается с позиций теории фильтрации многокомпонентных смесей. Основы второго подхода были заложены в [1, 2], где движение взаиморастворимых углеводородных жидкостей рассматривается как фильтрация двухфазной и двухкомпонентной жидкости.

В [3—7] был проведен круг исследований по фильтрации легкой нефти и разработке залежей легких нефтей. В [3, 5, 7] был исследован процесс фильтрации легкой нефти в пористой среде и установлен механизм этого процесса. В [3, 6] было проведено исследование процесса истощения залежи легкой нефти и влияния массопереноса жидких углеводородов на текущие характеристики процесса. В [5, 7] была решена задача и исследован процесс фильтрации легкой нефти в пределах начальной фазы ее течения в пласте. В [4] был изучен процесс вытеснения легкой нефти водой применительно к условиям разработки таких залежей на водонапорном режиме.

Ниже приводятся некоторые результаты исследований по установлению влияния испарения нефти (массопереноса нефти в газовой фазе) на коэффициент ее извлечения из пласта. Для сравнения все рассмотренные варианты разработки были продублированы с использованием расчетной схемы течения газированной нефти. Расчеты выполнялись для различных депрессий на пласт ($\Delta P = 1,96 \div 9,81$ МПа). На рис. 1—3 показано изменение во времени газо- и нефтеотдачи залежи при трех фиксированных депрессиях, которые являлись ограничениями, налагаемыми на работу скважины. Следует отметить, что все расчеты останавливались при достижении забойного давления одной и той же величины 3,92 МПа.

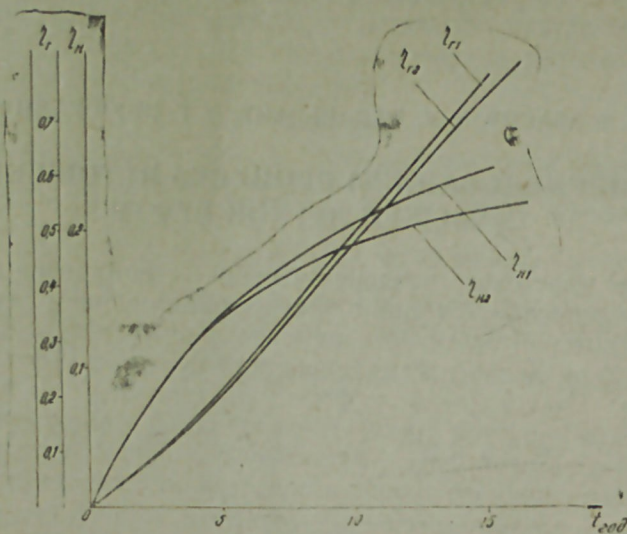


Рис. 1. Изменение нефте- η_n и газоотдачи η_g во времени (1 — с учетом испарения нефти; 2 — с использованием расчетной схемы фильтрации газированной нефти) при $\Delta P = 1,96$ МПа.

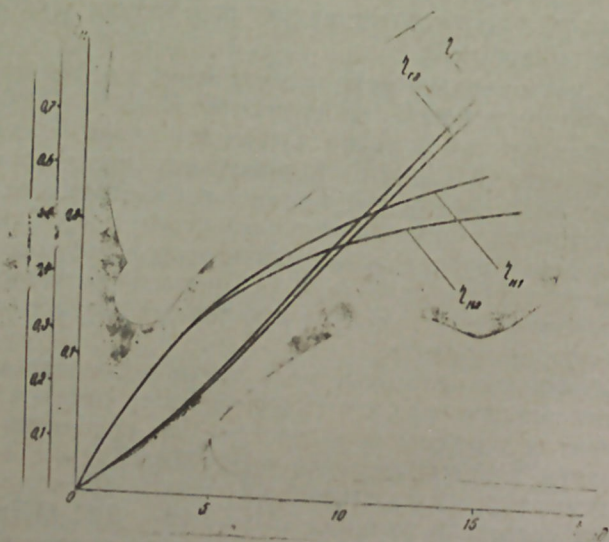


Рис. 2. Изменение нефте- η_n и газоотдачи η_g во времени (1 — с учетом испарения нефти; 2 — с использованием расчетной схемы фильтрации газированной нефти) при $\Delta P = 3,92$ МПа.

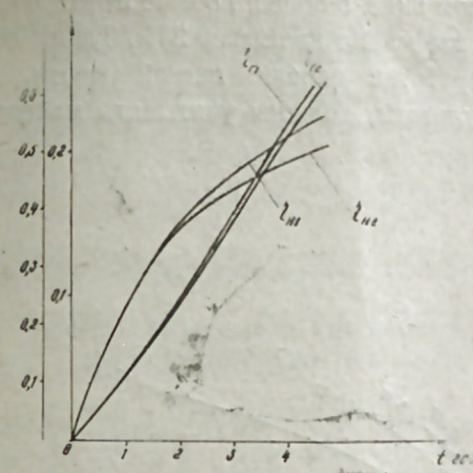


Рис. 3. Изменение нефте- η_n и газоотдачи η_g во времени (1 — с учетом испарения нефти; 2 — с использованием расчетной схемы фильтрации газированной нефти) при $\Delta P = 5,88$ МПа.

Анализ приведенных зависимостей показывает, что использование расчетной схемы фильтрации газированной нефти всегда занижает определяемую величину нефтеотдачи и несколько удлиняет продолжительность процесса. Несколько занижается и газоотдача. Таким образом, в подтверждение ранее полученных результатов [3, 6] и по такому важному интегральному показателю, каким является нефтеотдача, использование расчетной схемы течения газированной жидкости для описания фильтрации легкой нефти приводит к существенным ошибкам.

Представлялось, кроме того, интересным определение фактической доли нефти, которая выносится из пласта в парообразном виде. Для этого использовался основной расчет, учитывавший массоперенос нефти в газовой фазе. В каждый момент времени в уравнении притока к скважине [3, 6], определяющем ее мгновенный дебит, пренебрегалось газовой составляющей. По полученным таким образом мгновенным дебитам рассчитывалась нефтеотдача и определялось соотношение

$$\frac{\eta_{нф} - \eta_{нус}}{\eta_{нф}}$$

Здесь $\eta_{нф}$, $\eta_{нус}$ — коэффициенты нефтеотдачи фактический и усеченный (не учитывающий парообразно поступившую в скважину нефть). Приведенное выражение определяет долю нефти, полученную из пласта в виде пара, в долях от общей ее добычи. На рис. 4 показано изменение в виде пара, в долях от общей ее добычи. На рис. 4 показано изменение отмеченного показателя во времени для условий работы скважин с различными фиксированными перепадами. Различие в конечных значениях связано в значительной степени с отмеченной выше остановкой расчетов по достижении забойного давления заданной величины. Поскольку при этом пластовые давления на конец рассмотренных процессов различны, то конечные коэффициенты нефтеотдачи между вариантами со- личны, то конечные коэффициенты нефтеотдачи между вариантами со- ставят не следует. Главное, что показывает рисунок и что было предметом поиска, это значительность доли нефти, поступающей из

пласта в парообразном виде, в общей добыче нефти из пласта. Как следует из рис. 4, доля эта может достигать 25%. Таким образом, исследования вопросов разработки залежей легкой нефти, как показывают представленные результаты, должны учитывать массоперенос нефти в газовой фазе.

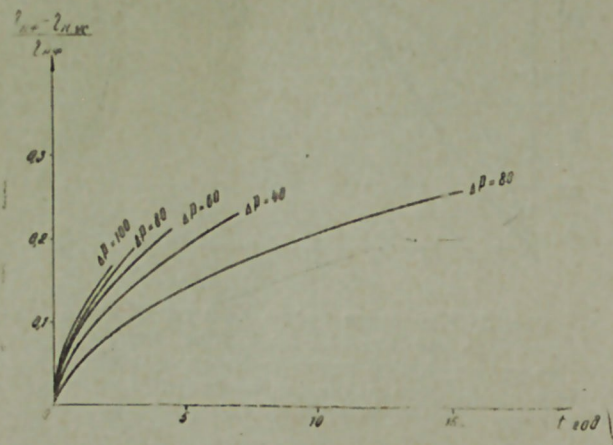


Рис. 4. Изменение во времени доли накопленного отбора нефти, полученного за счет массопереноса нефти в газовой фазе.

Литература

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г. К расчетам разработки газоконденсатнонефтяных 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., Эйбатов Х. И., Юнусов Я. К. О фильтрации легких нефтей в пористой среде. «Изв. АН Азерб. ССР», сер. наук о Земле, 1978, № 4.
4. Абасов М. Т., Дадашзаде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. Вытеснение легкой нефти водой. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1981, № 4.
5. Абасов М. Т., Дадашзаде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. и др. Начальная фаза прямолинейного движения легкой нефти в пласте при режиме растворенного газа. Деп. в ВИНТИ от 9 марта 1982, № 939—82.
6. Абасов М. Т., Дадашзаде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. К вопросам истощения залежей легких нефтей. «Изв. АН Азерб. ССР», сер. наук о Земле, 1982, № 3.
7. Дадашзаде Х. И. Начальная фаза плоскорадиальной фильтрации легкой нефти в пласте. Деп. в ВИНТИ от 8 апреля 1982, № 167—82.
8. Желтов Ю. П., Розенберг М. Д. О фильтрации многокомпонентных систем. Научно-технический сборник по добыче. ВНИИ, 1962, № 18.
9. Розенберг М. Д., Кундин С. А., Курбанов А. К. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. М., Недра, 1969.
10. Розенберг М. Д., Кундин С. А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М., Недра, 1976.

М. Т. Абасов, Х. И. Дадашзаде, Ф. Г. Оруджалиев

ЈУНКЎЛ НЕФТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ТЎКӘНМӘ ПРОСЕСИНИН ТӘДГИГИНӘ ДАИР

Мәгаләдә јункүл нефт јатагларынын газ вә нефт вермәсинин әмәләкәлмә характери көстәрилмишир. Бу просеси әкс етдирмәк үчүн газлы нефтин сүзүлмә просесиндә бураһылан хәта тутушдурма һесабатларынын нәтичәләриндә верилмишир. Белә јатагларда нефтин гујуја мәје вә бухар шәкилли аһыны сәјәсиндә нефтвермә механизми мүәјјән едилмишир.

M. T. Abasov, H. I. Dadash-zade, F. G. Orudjaliev

TO INVESTIGATION OF THE PROCESS OF LIGHT OIL DEPOSITS DEPLETION

The article shows the character of gas and oil recovery formation of flying oil deposits. On the base of comparative calculations the error to which the usage for description of the shown process of gased oil flowing model leads is shown. The mechanism of the process creating the recovery of such deposits owing to oil inflow in a well both in liquid and in vaporous type has been determined.

УДК 622.276.7.002.5

С. Н. ЗАКИРОВ, Б. Е. СОМОВ, Б. М. ПАЛАТНИК

ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ЗАДАЧАХ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Большинство газовых месторождений разрабатываются в условиях проявления водонапорного режима. Проектирование разработки таких месторождений осуществлялось с использованием балансовых уравнений, результатов решения различных двумерных задач теории фильтрации. Результаты расчетов, выполненных на двумерных моделях, показали существенное влияние таких факторов, как двухфазный характер потока при вытеснении газа водой и капиллярные силы на границе раздела газ — вода. Теория и практика разработки месторождений типа Медвежьего, Уренгойского и других требует создания эффективных методов решения трехмерных двухфазных фильтрационных задач. Значимость этих месторождений в системе дальнего газоснабжения, высокие капитальные затраты на разработку и сравнительно небольшой фонд эксплуатационных скважин вызывают необходимость более полного учета в прогнозных расчетах объемной неоднородности продуктивного пласта по коллекторским свойствам при исследовании процессов обводнения залежи.

Авторами настоящей работы сформулирована и решена задача трехмерной двухфазной фильтрации реального газа и жидкости в неоднородном по коллекторским свойствам пласте. Разработан алгоритм решения и реализован в виде комплекса программ, написанных на языке ФОРТРАН.

Фильтрация двухфазной двухкомпонентной смеси в пласте описывается следующей системой дифференциальных уравнений в частных производных, которая получается в результате объединения уравнения неразрывности для каждой из фаз и закона Дарси.

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left(\frac{\kappa_r \rho_r}{\mu_r} C_r^r \cdot (\operatorname{grad} P_r + \rho_r g) + \frac{\kappa_v \rho_v}{\mu_v} C_v^r \cdot (\operatorname{grad} P_v + \rho_v g) \right) = \\ = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_r C_r^r m S_r + \rho_v C_v^r m S_v) + q^r \\ \operatorname{div} \left(\frac{\kappa_r \rho_r}{\mu_r} C_r^v \cdot (\operatorname{grad} P_v + \rho_v g) + \frac{\kappa_v \rho_v}{\mu_v} C_v^v \cdot (\operatorname{grad} P_v + \rho_v g) \right) = \\ = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_r C_r^v m S_r + \rho_v C_v^v m S_v) + q^v \end{aligned} \quad (1)$$

В уравнениях (1) верхние индексы обозначают соответствующий компонент, нижние — фазу; индексы *г* и *в* относятся к газу и воде со-

ответственно; *m* и *κ* — коэффициент пористости и проницаемости; *ρ* и *μ* — плотность, вязкость соответственно; *C_г^г*, *C_в^г*, *C_г^в*, *C_в^в* — растворимости компонентов в фазах; *S_г* и *S_в* — коэффициенты насыщенности порового пространства газом и водой; *q^г* и *q^в* — объемные дебиты компонентов; *P_г* и *P_в* — давления в газовой и водяной фазах соответственно:

$$\begin{aligned} \kappa_r &= K(x, y, z, P_r) \cdot K_{\text{гот}}(S_v) \\ \kappa_v &= K(x, y, z, P_v) \cdot K_{\text{вот}}(S_v) \end{aligned} \quad (2)$$

κ(x, y, z, P) — абсолютная проницаемость пласта; *K_{гот}(S_в)* и *K_{вот}(S_в)* — относительные проницаемости газовой и водяной фаз соответственно. Будем считать, что абсолютная проницаемость может быть представлена в следующем виде

$$\kappa(x, y, z, P) = \kappa_1(x, y, z) \cdot \kappa_2(P). \quad (3)$$

При этом зависимость *κ₂(P)* известна и задача некоторым полиномам:

$$P = (P_r + P_v)/2.$$

Считаются заданными в виде полиномов от соответствующих давлений также следующие физические параметры:

$$\begin{aligned} m &= m_1(x, y, z) \cdot m_2(P); \quad \rho_r = \rho_r(P_r); \\ \rho_v &= \rho_v(P_v); \quad \mu_r = \mu_r(P_r); \quad \mu_v = \mu_v(P_v); \\ C_v^r &= C_v^r(P_v); \quad C_r^v = C_r^v(P_r); \\ S_v &= S_v(P_k), \quad \text{где } P_k = P_r - P_v \\ K_{\text{гот}} &= K_{\text{гот}}(S_v); \quad K_{\text{вот}} = K_{\text{вот}}(S_v). \end{aligned} \quad (4)$$

Внешнее воздействие на пласт выражается заданием объемных плотностей отбора фаз.

$$\begin{aligned} q_r &= q_r(x, y, z, t) \\ q_v &= q_v(x, y, z, t). \end{aligned} \quad (5)$$

Продифференцируем по времени правые части уравнений системы (1). Тогда после несложных преобразований получаем:

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left(\frac{\kappa_r \rho_r}{\mu_r} C_r^r \cdot (\operatorname{grad} P_r + \rho_r g) + \frac{\kappa_v \rho_v}{\mu_v} C_v^r \cdot (\operatorname{grad} P_v + \rho_v g) \right) = \\ = B_{11} \frac{\partial P_r}{\partial t} + B_{12} \frac{\partial P_v}{\partial t} + q^r \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left(\frac{\kappa_r \rho_r}{\mu_r} C_r^v \cdot (\operatorname{grad} P_v + \rho_v g) + \frac{\kappa_v \rho_v}{\mu_v} C_v^v \cdot (\operatorname{grad} P_v + \rho_v g) \right) = \\ = B_{21} \frac{\partial P_r}{\partial t} + B_{22} \frac{\partial P_v}{\partial t} + q^v. \end{aligned} \quad (7)$$

Здесь *B₁₁*, *B₁₂*, *B₂₁*, *B₂₂* — функции *P_г* и *P_в*.

Система дифференциальных уравнений (6) решается методом сеток. Для аппроксимации уравнений системы (6) используется однородная консервативная разностная схема с восьмиточечным шаблоном «крест». Запишем ее на прямоугольной равномерной сетке в обозначениях работы [3]:

$$(AP_x^{n+1})_x + (AP_y^{n+1})_y + (AP_z^{n+1})_z = B \left(\frac{P^{n+1} - P^n}{\Delta\tau} \right) + \frac{q}{\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z} \quad (8)$$

в уравнении (8) Δx , Δy , Δz и $\Delta\tau$ — шаги по осям x , y , z и t соответственно; A и B — матрицы; P — вектор давлений; q — вектор стоков — источников по компонентам; величины с индексом $(n+1)$ и (n) относятся к $(n+1)$ и (n) временным слоям.

$$A = \begin{vmatrix} \frac{K_r \rho_r}{\mu_r} C_r^r & \frac{K_b \rho_b}{\mu_b} C_b^r \\ \frac{K_r \rho_r}{\mu_r} C_r^b & \frac{K_b \rho_b}{\mu_b} C_b^b \end{vmatrix}; \quad P = \begin{vmatrix} P_r \\ P_b \end{vmatrix};$$

$$B = \begin{vmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{vmatrix}; \quad q = \begin{vmatrix} q^r \\ q^b \end{vmatrix}.$$

Как показано в работе [3], схема (8) аппроксимирует исходную систему (6) со вторым порядком по пространственным переменным и с первым порядком по времени.

После группирования коэффициентов при неизвестных давлениях на $(n+1)$ -м временном слое уравнение (8) переписывается в следующем виде:

$$G_{i,j,k} \cdot P_{i-1,j,k}^{n+1} + C_{i,j,k} \cdot P_{i,j-1,k}^{n+1} + D_{i,j,k} \cdot P_{i,j,k-1}^{n+1} + E_{i,j,k} \cdot P_{i,j,k}^{n+1} + H_{i,j,k} \cdot P_{i+1,j,k}^{n+1} + S_{i,j,k} \cdot P_{i,j+1,k}^{n+1} + Z_{i,j,k} \cdot P_{i,j,k+1}^{n+1} = F_{i,j,k} \quad (9)$$

В уравнении (9) коэффициенты G , C , D , E , H , S и Z представляют собой матрицы размерностью 2×2 , P — неизвестный вектор давлений на $(n+1)$ временном слое, F — вектор правой части.

Записав уравнение (9) для всех внутренних узлов сетки и исключив давление на контуре, используя граничное условие, получаем замкнутую систему нелинейных алгебраических уравнений с сеидиагональной блочной матрицей. Необходимо заметить, что граничные условия могут быть заданы в любой форме, лишь бы они могли быть записаны на введенном восьмиточечном шаблоне. В матричной форме система уравнений может быть записана в виде

$$A \times P = F, \quad (10)$$

Здесь A — матрица системы; P — неизвестный вектор давлений; F — вектор правой части.

Полученная система нелинейных алгебраических уравнений решается итерационным SIP методом [4]. Этот метод представляет собой вариант метода неполной факторизации [2]. Он характеризуется значительной эффективностью при решении краевых задач теории

фильтрации с резко меняющимися коэффициентами. После определения давлений на $(n+1)$ временном шаге рассчитывается распределение насыщенных по формулам:

$$P_k^{n+1} = P_r^{n+1} - P_b^{n+1} \quad S_n^{n+1} = S_b(P_k^{n+1}). \quad (11)$$

Пересчет объемных дебитов фаз q_r и q_b в объемные дебиты компонентов q^r и q^b , фигурирующих в уравнениях (6) и (8), производится в процессе итераций по текущим значениям растворимостей C_b^r и C_r^b

$$q_{i,j,k}^r = q_{r,i,j,k} (1 - C_b^r) + q_{b,i,j,k} C_b^r$$

$$q_{i,j,k}^b = q_{r,i,j,k} C_r^b + q_{b,i,j,k} (1 - C_r^b). \quad (12)$$

Коэффициенты при пространственных производных в уравнении (8) рассчитываются следующим образом: водонасыщенность S_b по схеме «против течения», подвижности $\frac{K \rho}{\mu} \cdot C$, как полусумма в двух соседних ячейках. Коэффициенты матрицы B при временной производной берутся с предыдущей итерации.

Оценка в среднем погрешности решения задачи осуществляется сопоставлением текущих запасов компонентов, вычисляемых на основе уравнения материального баланса и по распределению давлений на соответствующий момент времени.

По разработанному алгоритму на ЭВМ типа М-4030 ВЦ ПО «Надымгазпром» выполнены расчеты для целого ряда вариантов по исходным данным.

Все размерные параметры в уравнениях (1) безразмерны по обычной схеме [1] и расчеты проведены для безразмерных величин.

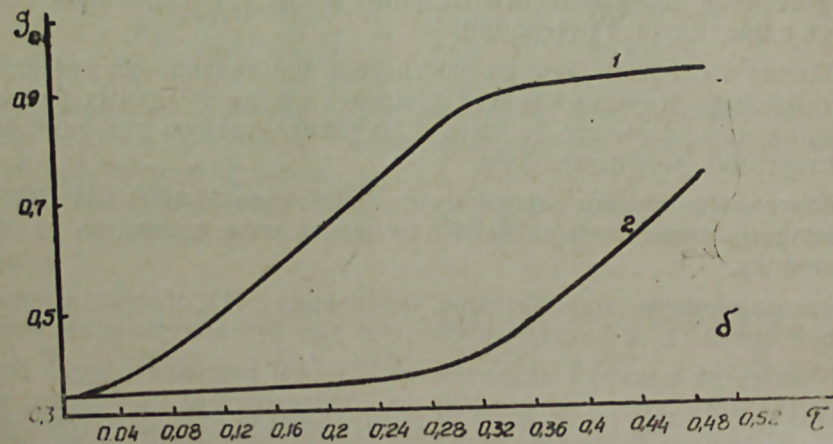
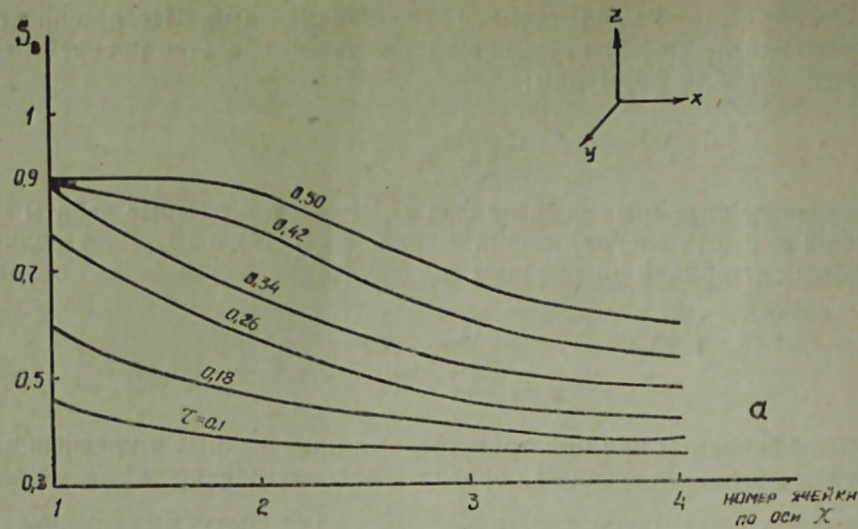
В качестве примера приведем результаты решения одной задачи. Продуктивный пласт, однородный по коллекторским свойствам, имеет форму параллелепипеда с длинами ребер равными 4 и высоту 0,5. Граничное условие задается отсутствием перетока флюидов через контур. Поступление воды в пласт моделируется источниками по воде, расположенными в подошве пласта. Мощность источников задается следующим образом:

$$Q_b(x, y, z, t) = \alpha (P_r(x, y, z, t) - P_{гн}),$$

Здесь Q_b — мощность источника по воде; α — некоторый коэффициент, зависящий от плотности и вязкости воды; P_r — давление в газовой фазе; $P_{гн}$ — начальное давление в газовой фазе. Начальная водонасыщенность равна 0,35.

Продуктивный пласт аппроксимируется прямоугольной сеточной областью с шагами 1 по осям x и y и 0,1 по оси z . Скважины находятся в ячейке (1,1, 5).

На рис. а приведены графики изменения водонасыщенности в точках подошвы пласта на различные моменты времени. Точка 1 находится непосредственно под ячейкой-скважиной.



а — графики изменения водонасыщенности в точках подошвы пласта на различные моменты времени; б — графики изменения водонасыщенности от времени в точках, находящихся под ячейкой-скважиной.

На рис. б приведены графики изменения водонасыщенности от времени в точках, находящихся под ячейкой-скважиной: график 1 для точки подошвы пласта; график 2 для точки, находящейся непосредственно над подошвой.

Литература

1. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М., Недра, 1974.
2. Марчук Г. И. Методы вычислительной математики. М., Наука, М., 1980.
3. Самарский А. А. Теория разностных схем. М., Наука, 1977.
4. Weinstein H. G., Stone H. L. and Kwan T. V. An Iterative Procedure for Solution of Systems of Parabolic and Elliptic Equations in Three Dimensions, Ind. Chem. Fundamentals, vol. 8, 281, 1969.

С. Н. Закиров, Б. Ж. Сомов, Б. М. Палатник

ГАЗ ЯТАГЛАРЫНЫН ИШЛЭНМЭСИ МЭСЭЛЭЛЭРИНДЭ ИКИ ФАЗАЛЫ ҮЧӨЛЧҮЛҮ СҮЗҮЛМЭ ПРОСЕСЛЭРИНИН МОДЕЛЛЭШДИРИЛМЭСИ

Мэгалэдэ маје вэ реал газларын үчөлчүлү икифазалы сүзүлмэснни характеризэ едэн хүсуси төрэмэли дифференциал тэнликлэр системиниң һалли үчүн шәбәкә үсүлү тәтбиг едиләрәк, бир нечә вариантда һесабат апарылмыш вэ әмәли әһәмийәти олан нәтижәләр верилмишдир.

S. N. Zakirov, B. E. Somov, B. M. Palatnik

THE THREE-DIMENSIONAL SIMULATION OF TWO-PHASE FILTRATION IN THE PROBLEMS OF MINING OF GAS DEPOSITS

For the solution of the system of differential equations in partial derivatives, describing three-dimensional two-phase filtration of real gas and liquid in an heterogeneous layer, the net method is applied. The algorithm, realizing the complex of programs written in the language of FORTRAN, is worked out. The series of variants on different hypothetical models is calculated.

УДК 622.276.6.532.135

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

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ПЛАСТОВЫХ
СКОРОСТЯХ СДВИГА**

Практический интерес к реологическим характеристикам полимерных растворов обусловлен необходимостью их учета в связи с тем, что они оказывают существенное влияние на поведение полимерных растворов при фильтрации в пористой среде [4].

В настоящее время проведен большой объем реологических исследований [1, 5], однако большинство работ выполнено в диапазоне скоростей сдвига, не соответствующих пластовым (0,1—1) с⁻¹ и без учета влияния температуры. Перенос же данных этих исследований на пластовые скорости и температуры не правомерен и может привести к ошибочным результатам. Этот вопрос приобретает еще большую актуальность, так как согласно современным представлениям об эффективной вязкости полимерных растворов она зависит от напряжения и скорости сдвига, притом так, что в диапазоне как малых, так и больших скоростей сдвига полимерные растворы проявляют ньютоновский характер течения. Поэтому представляет огромный практический интерес знание пределов скоростей сдвига, отвечающих условиям аномальной вязкости, особенно в области малых скоростей сдвига.

Таким образом, исходя из вышесказанного, основной проблемой становится возможность измерения реологических характеристик при малых скоростях сдвига и пластовых температурах. Так как отечественные вискозиметры не позволяют работать в данном диапазоне скоростей сдвига (0,1—1) с⁻¹, все исследования были выполнены во ВНИИ нефти на ротационном реометре Low shear 30°. Реометр работает по принципу Куэтта и предназначается специально для реологических исследований, проведение которых возможно благодаря наличию высокочувствительного измерительного устройства для определения величины крутящего момента. Прибор позволяет исследовать реологические свойства полимерных растворов в диапазоне скоростей сдвига (17,4·10⁻³ ÷ 0,128·10³) с⁻¹ при температурах до 333 К. Точность замера величины крутящего момента ± 2%.

Как известно, для полного описания реологических свойств необходимо определение всех составляющих тензора напряжения: касательных τ и нормальных σ напряжений (точнее, первой разности нормальных напряжений $\sigma_{11} - \sigma_{22}$), характеризующих упругое поведение полимерных растворов.

Нормальные напряжения определялись расчетом по вискозиметрическим данным, обработка которых производилась по методике, изложенной в работах [2, 3]. Основой методики является существование

тесной связи между двумя эффектами, специфичными для полимерных растворов — появлением аномалии вязкости и возникновением нормальных напряжений, которая обусловлена тем, что все свойства полимерных растворов, как вязкоупругих систем, определяются их релаксационным спектром. Зная зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига $\mu(\dot{\gamma})$, определяется величина начального коэффициента нормальных напряжений ξ_0 [2]:

$$\xi_0 = 0,36 \frac{\mu_0}{B},$$

где μ_0 — наибольшая ньютоновская вязкость, мПас;
 B — скорость сдвига, отвечающая началу области аномально-вязкого течения, с⁻¹.

Вычислив ξ_0 и зная зависимость $\mu(\dot{\gamma})$, определяется коэффициент нормальных напряжений $\xi(\dot{\gamma})$:

$$\xi(\dot{\gamma}) = \xi_0 (\mu/\mu_0)^2.$$

Величина нормальных напряжений $\sigma(\dot{\gamma})$ вычисляется по формуле:

$$\sigma(\dot{\gamma}) = 2\dot{\gamma}(\dot{\gamma})^2 = 2\xi_0 (\mu/\mu_0)^2 \cdot \dot{\gamma}^2.$$

Имея зависимость $\mu(\dot{\gamma})$ и определив $\xi(\dot{\gamma})$, можно вычислить характерное время релаксации нормальных напряжений:

$$t_p = \frac{\xi(\dot{\gamma})}{\mu(\dot{\gamma})},$$

а затем и равновесный модуль высокоэластичности:

$$G_0 = \frac{\mu_0^2}{\xi_0}.$$

Таким образом, полученные данные дают полную картину реологии полимера.

Представленные и обсуждаемые экспериментальные результаты получены при исследовании реологических свойств серии растворов промышленного полиакриламида (ПАА) в пресной воде. Молекулярный вес полимера 1,5·10⁶. Исследовали растворы концентрацией 0,025; 0,05; 0,1; 0,25 и 0,5% при температурах от 298 до 333 К (табл. 1, 2 на рис. 1—5).

Опыты показали (табл. 1), что растворы полимера во всех исследованных диапазонах концентраций и температур являются псевдопластическими жидкостями, о чем свидетельствует показатель степени $n < 1$, степенной зависимости:

$$\tau = k \dot{\gamma}^n$$

где k и n — коэффициенты степенного закона.

Однако здесь необходимо отметить, что показатель течения изменяется и приближается к единице, показателю ньютоновского течения, не только с уменьшением концентрации полимера в растворе, но и с

Зависимость коэффициентов кип водных растворов ПАА от концентрации и температуры

Концентрация ПАА, %	Температура, К											
	298		303		313		323		333		n	k, мПас·с ⁿ⁻¹
	k, мПас·с ⁿ⁻¹	n	k, мПас·с ⁿ⁻¹	n	k, мПас·с ⁿ⁻¹	n	k, мПас·с ⁿ⁻¹	n	k, мПас·с ⁿ⁻¹	n		
0,5	0,328	0,9232	0,0305	0,9270	0,0231	0,9356	0,0209	0,9559	0,0135	0,9627		
0,25	0,083	0,9377	0,0121	0,9461	0,0093	0,953	0,0081	0,9596	0,0052	0,9635		
0,1	0,060	0,9386	0,0057	0,9476	0,0045	0,980	0,0030	0,9617	0,0031	0,934		
0,05	0,038	0,9399	0,0031	0,9633	0,0026	0,9618	0,0022	0,9611	0,0018	0,9732		
0,025	0,020	0,964	0,0019	0,9737	0,0016	0,7792	0,0013	0,9783	0,0011	0,9763		

увеличением температуры, причем эта тенденция наблюдается для всех исследованных концентраций. То же самое относится и к коэффициенту consistency «к», который уменьшается под действием температуры. Следовательно, на основании полученных данных можно сказать, что с ростом температуры растворы полимера ПАА по своим характеристикам приближаются к ньютоновским жидкостям.

Как уже отмечалось, для практических целей представляет большой интерес знание скорости сдвига, после чего происходит явление аномалии вязкости, одной из основных характеристик гидродинамического поведения полимерных растворов.

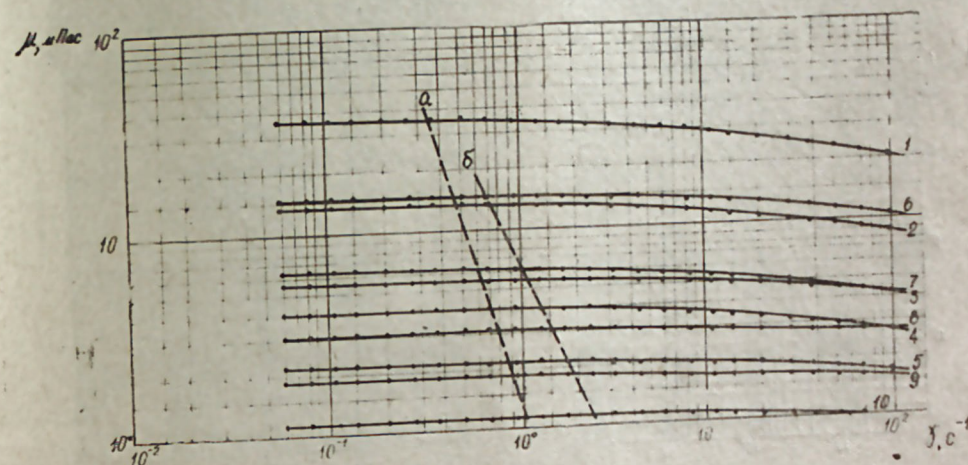


Рис. 1. Зависимость эффективной вязкости водных растворов ПАА различной концентрации от скорости сдвига: кривые 1—5 соответствуют концентрациям, %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025 при температуре 298 К; кривые 6—10 соответствуют концентрациям, %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025 при температуре 333 К.

На рис. 1 приведены зависимости вязкости от скорости сдвига для исследуемых полимерных растворов при температурах 298 и 333 К. В связи с тем, что данные для температур, находящихся внутри этого диапазона, охватываются представленной областью исследований, их значения не приводятся. Как видно из расположения пунктирных линий, область начала аномалии вязкости для растворов ПАА с увеличением температуры с 298 до 333 К перемещается в сторону увеличения скоростей сдвига, однако во всех случаях она лежит в области скоростей сдвига 0,376—2,37 с⁻¹, что практически соответствует пластовым скоростям сдвига.

Зависимости касательных (τ) и нормальных (σ) напряжений, а также времени релаксации (t_p) для растворов ПАА концентраций 0,025; 0,05; 0,1; 0,25; 0,5% и при температурах 298, 313 и 333 К приведены на рис. 2, 3, 4. Во всех представленных примерах в области малых значений скоростей сдвига ($\dot{\gamma}$) нормальные напряжения (пунктирные линии) оказываются существенно меньше касательных и вязкостные свойства преобладают над упругими. По мере увеличения скорости сдвига увеличиваются и τ и σ , но темп роста нормальных напряжений выше, при некоторых значениях ($\dot{\gamma}$) нормальные напряжения становятся

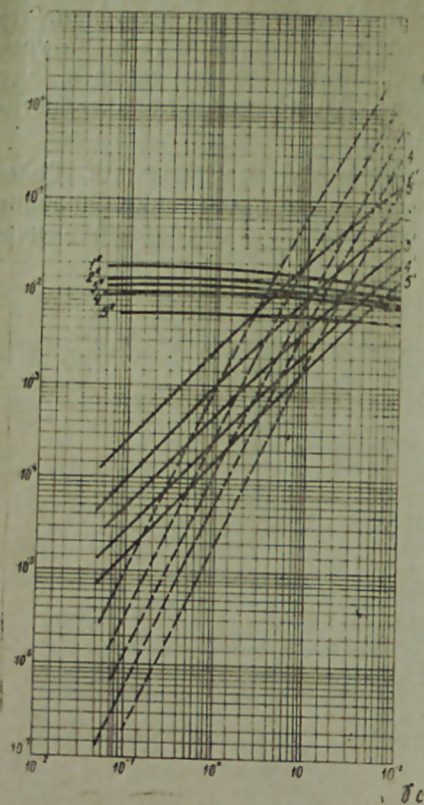


Рис. 2. Зависимость касательных, релаксации от скорости сдвига при нормальных напряжениях и времени температуры 298; 313; 333 К: кривые 1—5 соответствуют нормальным напряжениям и концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025; кривые 1—5 соответствуют касательным напряжениям и концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025; кривые 1—5 соответствуют времени релаксации и концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025.

ся равными, а потом и большими, чем касательные напряжения, что приводит к усилению упругих свойств полимерных растворов. Причем, как видно из рис. 2, 3, 4, равенство $\sigma = \tau$ выполняется для каждой из концентраций при одних и тех же значениях напряжений для всех исследованных температур, в то время как скорость сдвига, при которой происходит равенство, с увеличением температуры смещается в сторону больших значений (табл. 2).

Время релаксации нормальных напряжений в сильной степени зависит от концентрации полимера, температуры и скорости сдвига. Так, у раствора ПАА концентрацией 0,5% при $\dot{\gamma} = 0,695 \text{ c}^{-1}$ и при темпера-

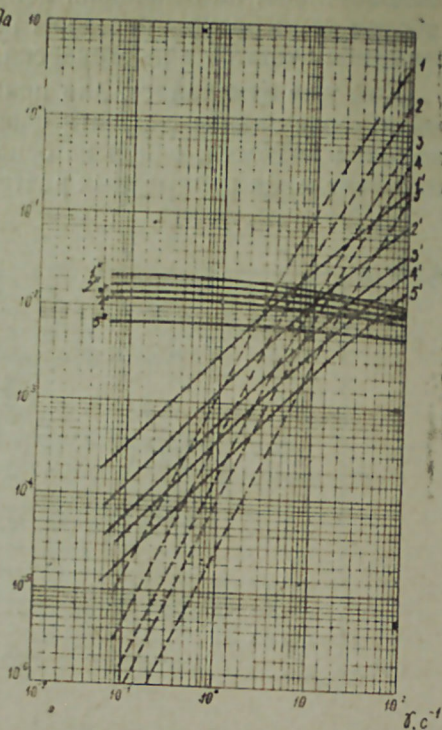


Рис. 3. Зависимость касательных, нормальных напряжений и времени релаксации от скорости сдвига при температуре 313 К: кривые 1—5 соответствуют нормальным напряжениям концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025; кривые 1—5 соответствуют касательным напряжениям и концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025; кривые 1—5 соответствуют времени релаксации и концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025.

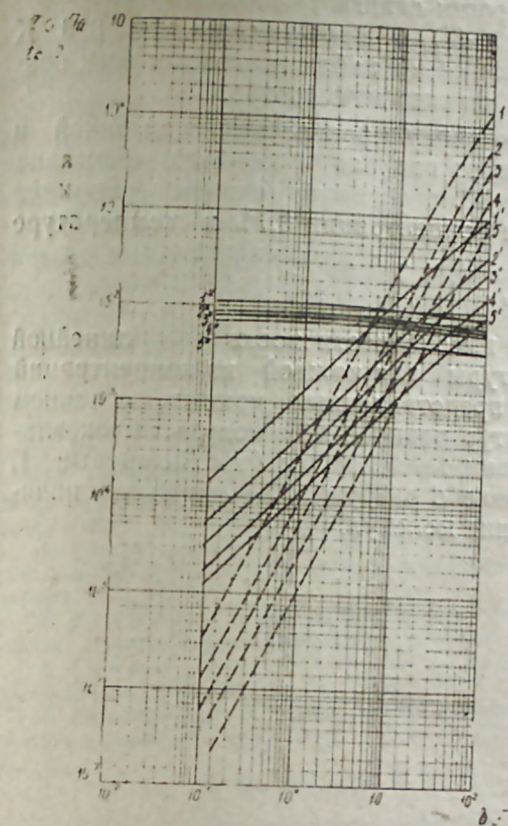


Рис. 4. Зависимость касательных, нормальных напряжений и времени релаксации от скорости сдвига при температуре 333 К: кривые 1—5 соответствуют нормальным напряжениям и концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025; кривые 1—5 соответствуют касательным напряжениям и концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025; кривые 1—5 соответствуют времени релаксации и концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025.

Таблица 2

Зависимость скорости сдвига, соответствующей равенству нормальных и касательных напряжений, $\sigma = \tau$ от концентрации и температуры

Концентрация ПАА, %	Температура, К		
	298	313	333
	$\dot{\gamma}_c^{-1}$	$\dot{\gamma}_c^{-1}$	$\dot{\gamma}_c^{-1}$
0,5	2,3	3	5
0,25	3	3,6	6
0,1	4	5	6,3
0,05	4,4	6	7,6
0,025	7	9	10,96

туре 298 К время релаксации $t_p = 0,205 \text{ c}$ (рис. 2, кривая 1"), а при концентрации 0,025% при той же скорости сдвига и температуре $t_p = 0,068 \text{ c}$ (рис. 2, кривая 5). Такая тенденция уменьшения времени релаксации с уменьшением концентрации полимера присуща растворам ПАА во всех исследованных диапазонах концентраций и температур.

Увеличение температуры раствора приводит к уменьшению времени релаксации нормальных напряжений: у раствора ПАА концентрацией

0,05% при температуре 298 К и скорости сдвига $\dot{\gamma} = 0,695 \text{ с}^{-1}$ время релаксации $t_p = 0,11 \text{ с}$ (рис. 2, кривая 4''), а при температуре 333 К $t_p = 0,073 \text{ с}$ (рис. 4, кривая 4''). То же самое наблюдается для всех концентраций во всем исследованном диапазоне температур.

Если проанализировать любую кривую релаксации при одной и той же температуре и концентрации, то начиная с момента аномалии вязкости время релаксации зависит от скорости сдвига (например рис. 3, кривая 3'', соответствующая концентрации 0,1% и температуре 313 К, при $\dot{\gamma} = 0,695 \text{ с}^{-1}$ $t_p = 0,118 \text{ с}$, при $\dot{\gamma} = 4,39 \text{ с}^{-1}$ $t_p = 0,106 \text{ с}$, при $\dot{\gamma} = 14,98 \text{ с}^{-1}$ $t_p = 0,099$, при $\dot{\gamma} = 94,5 \text{ с}^{-1}$ $t_p = 0,081 \text{ с}$).

Величина равновесного модуля высокоэластичности G_0 в линейной области в зависимости от температуры для каждой из концентраций приведена на рис. 5. Как видно из представленных кривых, в данном диапазоне концентраций и температур равновесный модуль высокоэластичности уменьшается с увеличением температуры (рис. 5, кривые 1, 2, 3, 4, 5), что по-видимому обусловлено разрушением структуры полимера в результате теплового движения молекул.

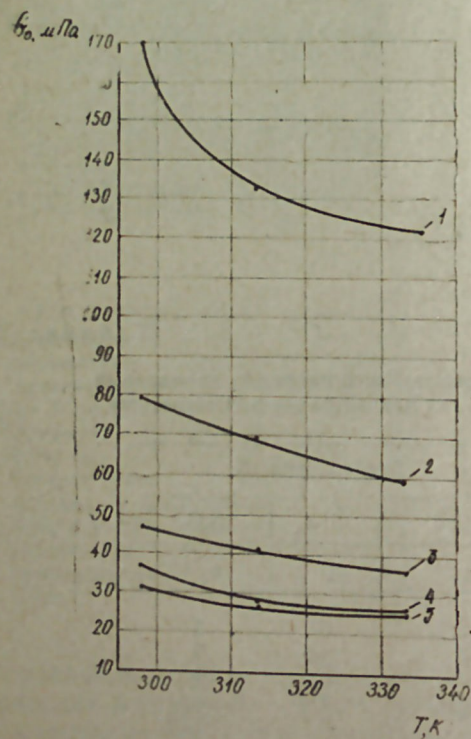


Рис. 5. Зависимость равновесного модуля высокоэластичности от температуры для ПАА различной концентрации: кривые 1—5 соответствуют концентрациям %, 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,025.

Выводы

У растворов полиакриламида (ПАА) в исследованном диапазоне концентраций и температур явление аномалии вязкости (отклонение от ньютоновского течения) наступает в диапазоне скоростей сдвига $0,376—2,37 \text{ с}^{-1}$, т. е. практически при пластовых скоростях сдвига.

Растворы ПАА показали сильную зависимость своих реологических характеристик, таких как касательное напряжение τ , нормальное напряжение σ , время релаксации нормальных напряжений t_p , равновесный модуль высокоэластичности G_0 от температуры. В результате изменения этих характеристик под действием температуры растворы по своим свойствам приближаются к ньютоновским жидкостям, о чем можно судить по изменению показателя течения n .

Поэтому при проектировании полимерного заводнения необходимо учитывать не только зависимость вязкости раствора от температуры и концентрации, но и зависимость вязкости раствора от скорости сдвига, а также изменение свойств раствора и характеристик течения под действием температуры.

Литература

1. Богомолва А. Ф. Исследование реологических и фильтрационных свойств водных растворов полиакриламида применительно к вопросам разработки месторождений нефти повышенной вязкости. В кн.: Фильтрация, теплоперенос и нефтегазоотдача в сложных пластовых системах. М., Наука, 1978.
2. Виноградов Г. В., Малкин А. Я., Бережная Г. В. и др. — Нормальные напряжения при течении аномально-вязких полимерных систем. «Механика полимеров», 1971, № 4.
3. Малкин А. Я. Нормальные напряжения при течении аномальных вязких полимерных систем. Расчет нормальных напряжений. «Механика полимеров», 1971, № 3.
4. Григоращенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В. и др. Применение полимеров в добыче нефти. М., Недра, 1978.
5. Швецов И. А. Исследование реологических свойств растворов при их фильтрации в пористой среде. В сб. Реология (Полимеры и нефть). Новосибирск, 1977.

Ч. Ш. Вэзиров, А. М. Гасымов, Ш. Ф. Нүсејнова

ЛАЈА САҲӨ БОЈУНЧА СУ ВУРДУГДА МЭСАМЭЛИ МҮҮЙТИН ЗОНА ҮЗРЭ ГЕЈРИ-БИРЧИНСЛИЛИНИН НЕФТВЕРМЭЖЭ ТЭСИРИНИН ТЭДГИГИ

Мэгалэдэ лаја саһө бојунча су вурдугда зона үзрө жарадылмыш гејри-бирчинс кечирчилијин нефтвермэжэ тэсиринин тэчрүби нэтичэлэри верилмишдир. Тэчрүбэлэр гујуларын беш нөгтэли дүзүлүшүнү тэмин едэн лај элементинин моделиндэ апарылмышдыр.

Сечилмиш зона үзрө гејри-бирчинслилијин (лај элементинин моделиндэ дөрд чүр гејри-бирчинсли саһө арадылмышдыр) сусуз вэ сон нефтвермэжэ тэсири багында мэдумат элдэ едилмишдир.

D. Sh. Vesirov, A. S. Strekov, A. M. Dadashev

EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF TEMPERATURE INFLUENCE ON THE POLYMER SOLUTIONS REOLOGICAL CHARACTERISTICS AT THE RESERVOIR SLOPE RATES

The article gives us the results of experimental investigations of temperature influence on the reological characteristics of polyacrilamide solutions at the reservoir slope rates. The experimental data show that the polyacrilamide solutions at the reservoir rates have the non-Newtonian properties and their reological characteristics depend on the temperature.

УДК 622.279.34.001.5

З. И. ДЖАЛИЛОВ

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ ВОДЫ ГАЗОМ ИЗ ОДНОРОДНЫХ И НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ МАЛЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЯХ

Одной из ранних экспериментальных исследований, посвященных вытеснению воды газом, является работа А. Л. Хейна, С. Н. Бузинова, П. Я. Алтухова [5]. В исследованиях освещены результаты изучения показателей вытеснения воды газом с целью выяснения характера зависимости коэффициента вытеснения от скорости движения газовой границы.

Опыты проводились при постоянном перепаде и при постоянном общем давлении. Для изучения влияния гравитационного эффекта на коэффициент вытеснения (σ_{gr}) были проведены три серии опытов (горизонтальное положение трубы, вытеснение воды сверху вниз, вытеснение снизу вверх). Скорость движения границы зоны газовой смеси определяли делением длины модели на время безгазового периода вытеснения.

Установлено, что с увеличением скорости перемещения границы газовой смеси ($V_{гр}$) коэффициент вытеснения уменьшается. При этом эффект изменения $V_{гр}$ или скорости фильтрации вытесняемой газом воды (V_n) тем больше, чем меньше скорость движения границы зоны газовой смеси. На основе этих исследований сделан вывод о возможности использования полученных результатов в расчетах закачки газом в реальных пластах с близкими к модели характеристиками.

В работе [2] изложены результаты экспериментального исследования вытеснения воды газом из модели слоистого пласта. При использовании в качестве вытесняющего агента азота движение газа вплоть до его прорыва к выходу модели происходило по более проницаемому пропластку. Стабилизации скорости вытеснения в исследованном диапазоне изменения параметров не наблюдалось. Вода из менее проницаемого пропластка практически вытеснялась азотом. Результаты исследований подтверждают целесообразность создания в подземных газохранилищах буферной зоны из растворимого в воде газа.

Полученные в работе [4] результаты показали, что изменение капиллярных сил оказывает отрицательное влияние на вытеснение воды газом вследствие снижения поверхностного натяжения и увеличения вязкости вытесняющего агента. Замена системы газ—вода системой пена—вода приводит к значительному повышению коэффициента вытеснения в пористой среде и при «местной» неоднородности строения модели пласта.

В работе [1] было проведено изучение процесса вытеснения воды газом при различных давлениях и температурах. Пределы изменения давления 1—15,6 МПа, а температуры 20—90°C. Насыщенные породы, применяемые для опытов, состояли из смеси кварцевого песка с мар-

шаллитом, монтмориллонитовой глиной и карбонатами. Соотношение компонентов подбиралось таким образом, чтобы абсолютные проницаемости были одинаковыми. В качестве модельной жидкости применялась пресная вода, вытесняемая природным газом. Установлено, что остаточная водонасыщенность с увеличением давления увеличивается. По количеству связанной воды исследуемые смеси располагаются в следующей последовательности: смесь кварцевого песка с глиной, смесь кварцевого песка с карбонатами и с маршаллитом. Выявлено, что минералогический состав оказывает влияние на количество связываемой с породой воды. Для кварцевого песка с маршаллитом повышение температуры привело к уменьшению остаточной водонасыщенности, а в двух других случаях к ее увеличению. Сравниваются данные по вытеснению воды газом с данными по вытеснению воды моделью нефти.

В отличие от предыдущих работ в данных исследованиях моделируются процессы вытеснения воды газом из однородных и неоднородных пластов при малых проницаемостях. Для моделирования вытеснения воды газом из пористых сред была использована работа М. Ф. Каримова [3]. В опытах использованы модели с насыщенными породами. Длина моделей $L=1$ м, диаметр $D=0,048$ м. Пористая среда составлялась из смеси отмытого соляной кислотой кварцевого песка с зыхской глиной, а также из кварцевого песка проницаемостью 0,1 и 7 мкм².

Процентное содержание глины в кварцевом песке было 25. Опыты по вытеснению воды природным газом (93% CH₄) проводились при перепадах 0,1—0,6 МПа и общем давлении $P_n=3,0$ МПа. Аналогично проводились и опыты по вытеснению воды газом из слоисто-неоднородных моделей. Проницаемости слоев при этом были равны 0,1 и 7 мкм².

Результаты опытов по вытеснению воды газом показаны на рис. 1 и 2. Из них видно, что с увеличением объема прошедшего через пористую среду газа водоотдача увеличивается. В то же время остаточная водонасыщенность уменьшается.

Высокий коэффициент водоотдачи и соответственно низкая остаточная водонасыщенность наблюдаются при вытеснении воды газом из однородной высокопроницаемой ($K=7$ мкм²) модели пласта, созданной из кварцевого песка.

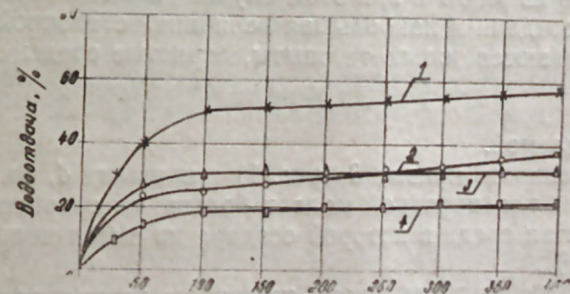


Рис. 1. Пршедшего через пористую среду газ, $v_{пар}$
(х — однородная порист. среда, $K=7$ мкм²; о — однородная порист. среда, $K=0,1$ мкм²; □ — кварц. песок+25% глина, $K=0,17$ мкм²; △ — слоисто-неоднородный пласт, $K_1 (K_2, K_1 > K_2)$.

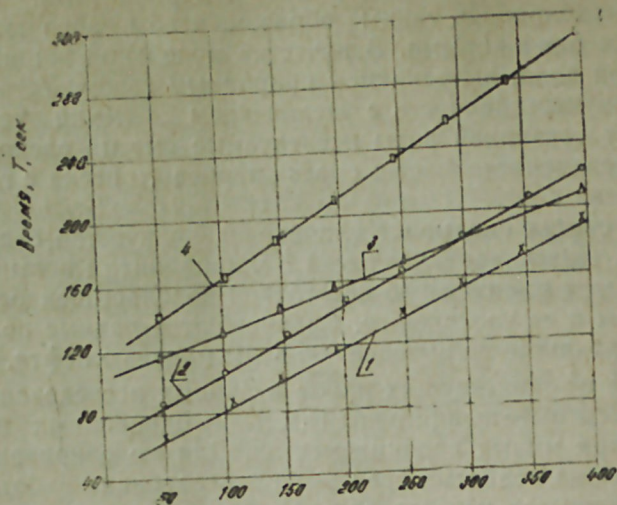


Рис. 2. Прошедшего через пористую среду газа, $v_{\text{пар}}$.
 (x — однор. среда, $K=7$ мкм²; ○ — однородная среда, $K=0,1$ мкм²; □ — кварц+25% глина, $K=0,17$ мкм²; △ — слоист. пласт, $K=0,1:7$ мкм²).

При вытеснении воды из малопроницаемой однородной модели коэффициент водоотдачи уменьшается. Так, при прохождении через пористую среду 400 объемов пор газа коэффициент водоотдачи уменьшается на 16—17%. Еще более резкое уменьшение водоотдачи наблюдается в случае создания модели пласта из смеси кварцевого песка с глином. В этом случае разница в коэффициентах водоотдачи по сравнению с высокопроницаемой пористой средой доходит до 34—35%.

Результаты опытов вытеснения воды газом из слоисто-неоднородного пласта также отличаются от результатов опытов, проведенных на однородных моделях. Как уже отмечалось, слоисто-неоднородная модель пласта состояла из двух пропластков, проницаемости которых равны $K_1=0,1$ мкм², $K_2=7$ мкм².

Как видно из рис. 1 и 2, в этом случае наблюдаются наименьшая величина водоотдачи и наибольшая величина остаточной водонасыщенности (сравниваются только те опыты, пористые среды в которых созданы из кварцевого песка). Водоотдача меньше на 5—6% по сравнению с менее проницаемой однородной средой и на 20—22% по сравнению с высокопроницаемой.

Если сравнивать кривые 3 (рис. 1) с кривыми 4, то можно увидеть, что водоотдача неоднородной модели больше по сравнению с моделью пласта, пористая среда в которой создана из смеси кварцевого песка и глины 10—12%.

При вытеснении воды газом из слоисто-неоднородного и однородного пласта абсолютная величина водоотдачи и разница в водоотдаче зависит от объема прошедшего через пористую среду газа, увеличиваясь по мере увеличения последнего.

Так, если через пористую среду прокачивается 50 объемов пор метана, то водоотдача однородной высокопроницаемой пористой среды равна 41%, менее проницаемой 21%, слоисто-неоднородной 23%. При

прокачке через пористую среду 200 объемов пор метана водоотдача соответственно равна 51,30 и 28%.

Результаты вытеснения воды газом из глинистых пород (рис. 1, кривая 4) показали, что при одинаковых условиях остаточная водонасыщенность в этом случае больше, чем в случае однородной (рис. 1, кривая 1, 2), созданной из кварцевого песка и слоисто-неоднородной пористой среды.

Наибольшая остаточная водонасыщенность глинистых пород, в основном, объясняется [1] набуханием глинистых частиц при контакте их с водой, что естественно затрудняет вытеснение водой.

Уменьшение коэффициента водоотдачи при вытеснении воды газом из слоисто-неоднородных пористых сред объясняется опережением движения газа по высокопроницаемому пропластку и отставанием вследствие этого движения воды в малопроницаемом пропластке. Поэтому и остаточная водонасыщенность больше, чем однородная. Этому способствует капиллярная сила, которая, как отмечается в [2], действуя со стороны воды на газ, способствует изоляции низкопроницаемых пропластков. В этих исследованиях была рассмотрена также связь между объемом прошедшего через модель пласта газа и временем в зависимости от проницаемости пористой среды.

Как видно из рис, существует прямолинейная зависимость между объемом прошедшего через пористую среду метана и временем. Причем, чем больше проницаемость пористой среды, тем меньше времени требуется для прохождения одного и того же объема метана через модель.

Литература

1. Джалилов З. И., Ханларов Б. М. Влияние давления и температуры на остаточную водонасыщенность при вытеснении воды газом. Материалы НТК ИПНГМ АН Азерб. ССР, 1980.
2. Каримов М. Ф., Евгеньев А. Е. Вытеснение воды газом из слоистых пористых сред. Тр. МИНХ и ГП им. Губкина, вып. 73, 1967.
3. Каримов М. Ф. Моделирование вытеснения воды газом из пористых сред. Тр. МИНХ и ГП им. Губкина, вып. 79, 1969.
4. Турниер В. Н., Каримов М. Ф., Евгеньев А. Е. Экспериментальное исследование процесса вытеснения воды газом из «местной» неоднородностью коллекторских свойств. Тр. МИНХ и ГП им. Губкина, вып. 79, 1969.
5. Хейн А. Л., Бузинов С. Н., Алтухов П. Я. Экспериментальное исследование коэффициента вытеснения воды газом в связи с подземным хранением газа в водоносных структурах. Тр. ВНИИгаза, вып. 11/13, 1961.

З. И. Чалилов

КИЧИК КЕЧИРИЧИЛИКЛЭРДЭ БИРЧИНСЛИ, ГЕЈРИ-БИРЧИНСЛИ ВЭ КИЛЛИ ЛАЈЛАРДАН СУЈУН ТЭБИИ ГАЗ ИЛЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНЫН ТЭЧРҮБИ ТЭДГИГИ

Мәгаләдә кичик кечиричиликлардә бирчинсли, гејри-бирчинсли вә килли лајлардан сујун тәбии газ илә сыхышдырылмасынын тәчрүби олараг өјрәнилмәсиндән бәһс едилир. Ән аз су, килли вә гејри-бирчинсли лајлардан алынмышдыр. Кечиричилик чоһалдыгча ејли һәчмдән кечән метанын мигдарына сәрф олуан ваһт азалыр.

THE EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF
WATER DISPLACEMENT BY MEANS OF GAS
FROM THE HOMOGENEOUS AND
HETEROGENEOUS RESERVOIRS AT
LOW PERMEABILITIES

The article gives us the results of investigation of water displacement by gas from the homogeneous and heterogeneous clay reservoirs under the conditions of constant pressure. The author determines that the most small water recovery occurs in the clay reservoirs and also in the heterogeneous reservoirs, and he also defines that the more is the permeability of the porous media, the less is the time for the penetration of the methane of one and the same volume through the model.

Н. А. ПИРВЕРДЯН

ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ
В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ПРОБКОВОМ РЕЖИМЕ

Для пробкового режима имеем следующие выражения: для скорости жидкости $u_{ж2}$ за кормой пузыря, $u_{ж1}$ — скорости жидкости в зазоре между пузырем и стенкой трубы и u_r — скорости самого газового пузыря [2]:

$$u_{ж1} = \frac{(q_{ж} + q_r) - q_r \frac{\varphi_1}{\varphi}}{F(1 - \varphi_1)}$$

$$u_{ж2} = \frac{q_{ж} + q_r}{F}$$

$$u_r = \frac{q_r}{F(\varphi)}$$
(1)

где $q_{ж}$ и q_r — собственно объемные расходы жидкости и газа; φ_1 — газосодержание в области газового пузыря; φ — среднее газосодержание; F — площадь поперечного сечения трубопровода.

Для случая «развитой» турбулентности распределение скоростей в зазоре практически равномерное, поэтому можно считать величины локальных скоростей в «ядре» кольцевого потока постоянными и равными $u_{ж1}$. Только непосредственно у стенки происходит убывание скорости от значения $u_{ж1}$ до нуля, и у поверхности пузыря, движущегося со скоростью u_r , происходит возрастание скорости от $u_{ж1}$ до u_r .

Касательное напряжение на участке газового пузыря определится по формуле:

$$\tau_1 = \xi_1 \rho u_{ж1}^2,$$
(2)

где ρ — плотность жидкости; ξ_1 — коэффициент сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса и состояния поверхности.

Если l_1 — длина пузырька, а D — диаметр трубы, то из условия динамического равновесия получим следующее выражение для потери давления ΔP_1 на участке пузырька:

$$\Delta p_1 \frac{\pi D^2}{4} = \xi_1 \rho \pi D l_1 u_{ж1}^2$$
(3)

или:

$$\Delta p_1 = \frac{4 \xi_1 l_1 \rho}{D} u_{ж1}^2 = \lambda_1 \rho \frac{l_1}{2D} u_{ж1}^2$$
(4)

$$\lambda_1 = 8 \xi_1.$$

На участке l_2 жидкого столбика имеем:

$$\tau_2 = \xi_2 \rho u_{ж2}^2, \quad (5)$$

где τ_2 — касательное напряжение на внутренней поверхности трубы на участке жидкого столбика.

Потерю давления на участке l_2 определим по формуле:

$$\Delta p_2 = \frac{\pi D^2}{4} \xi_2 \rho \pi D l_2 u_{ж2}^2 \quad (6)$$

$$\Delta p_2 = \frac{4 \xi_2 l_2 \rho}{D} u_{ж2}^2 = \lambda_2 \rho \frac{l_2}{2D} u_{ж2}^2 \quad (7)$$

$$\lambda_2 = 8 \xi_2.$$

Общая потеря на длине $l_1 + l_2 = l$ равна:

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2. \quad (8)$$

Подставляя в (4) и (7) выражения для $u_{ж1}$ и $u_{ж2}$ из (1), а затем используя (8), получим:

$$\Delta p = \frac{\rho l}{2D} \left(\lambda_1 \frac{l_1}{l} n_{ж1}^2 + \lambda_2 \frac{l_2}{l} u_{ж2}^2 \right) = \frac{\rho l}{2F^2 D} \left[\lambda_1 \frac{\varphi}{\varphi_1} \frac{(q_{ж} + q_r) - q_r \frac{\varphi_1}{\varphi}}{(1 - \varphi_1)^2} + \lambda_2 \left(1 - \frac{\varphi}{\varphi_1} \right) \times (q_{ж} + q_r)^2 \right]. \quad (9)$$

Здесь отношение l_2/l определяется из очевидного равенства:

$$\varphi_1 l_1 = \varphi l.$$

Связь между средним объемным (истинным) и расходным газосодержанием определяется как:

$$\varphi = K \beta = K_0^{-1} \beta, \quad (10)$$

Учитывая (10) и приравняв $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$, получим из (9):

$$\frac{i}{i_0} = \frac{1}{(1 - K_0 \varphi)^2} \left\{ \frac{\varphi}{\varphi_1} \frac{(1 - K_0 \varphi_1)^2}{(1 - \varphi_1)^2} + 1 - \frac{\varphi}{\varphi_1} \right\}, \quad (11)$$

где i_0 — потеря напора, приходящаяся на единицу длины трубопровода при движении лишь одной жидкой фазы, определяемая по формуле трубной гидравлики:

$$i_0 = \frac{\lambda \rho q_{ж}^2}{2DF^2}$$

$$i = \frac{\Delta p}{g \rho l}.$$

Выведем еще одно соотношение, устанавливающее зависимость между φ и φ_1 в функции экспериментального параметра k_0 . Для этого рассмотрим условие динамического равновесия пузыря диаметром d в трубе. Имеем:

$$\frac{\pi d^2}{4} \Delta p_1 = \xi' \pi d \rho l_1 (u_r - u_{ж1})^2 + \xi' \frac{\pi d^2}{4} \rho_r (u_r - u_{ж2}). \quad (12)$$

Первый член правой части уравнения (12) представляет собой силу трения на боковой поверхности пузыря, которая при квадратичном режиме пропорциональна разности между скоростью пузыря и средней скоростью жидкости в зазоре между пузырем и стенкой трубы; второй член характеризует совокупное действие лобового и кормового сопротивлений, которое определяется скоростью пузыря по отношению к скорости жидкого столбика:

$$w = u_r - u_{ж2}.$$

Здесь мы применяем принцип наложения сопротивлений (боковая сила трения плюс лобовое и кормовое сопротивления), который справедлив при $d/l \ll 1$.

ξ' — суммарный коэффициент лобового и кормового сопротивлений.

Используя уравнения (4) и (12), получим после некоторых преобразований

$$\left(\frac{d}{D} \right)^2 = \frac{\left(\frac{d}{D} \right) (u_r - u_{ж1})^2 \div \frac{\xi'}{\xi} \left(\frac{d}{D l_1} \right)^2 (u_r - u_{ж2})^2}{u_{ж1}}. \quad (13)$$

Учитывая, что $(d/D)^2 = \dots$ и используя систему уравнений (1) и уравнение (10), получим из (13):

$$\varphi_1^{\frac{1}{4}} = \left(\frac{k_0 - 1}{1 - k_0 \varphi_1} \right) \sqrt{1 + \frac{a}{(1 - \varphi_1)^2}}, \quad (14)$$

где

$$a = \frac{\xi'}{\xi} \frac{d^2}{D l}.$$

Из (14) имеем:

$$k_0 = \frac{1 + \varphi_1^4 - a(1 - \varphi_1)^{-2}}{[1 + a(1 - \varphi_1)^{-2}]^{\frac{1}{2}} + \varphi_1^{5/4}}. \quad (15)$$

При малых значениях $a(1 - \varphi_1)^{-2}$ по сравнению с единицей имеем из (15):

$$k_0 = \frac{1 + \varphi_1^{\frac{1}{4}}}{1 + \varphi_1^{5/4} + \frac{1}{2} a(1 - \varphi_1)^{-2}}. \quad (16)$$

Условие малости $a(1-\varphi_1)^{-2} \ll 1$ соответствует условию малости d по сравнению с длиной пузыря l_1 ($d/l_1 \ll 1$). Предполагая построить решение для очень больших длин l_1 , можно в первом приближении отбросить последний член в знаменателе, тогда:

$$k_0 = \frac{1 + \varphi_1^{\frac{1}{4}}}{1 + \varphi_1^{\frac{1}{5}}}, \quad (17)$$

что совпадает с решением, полученным в [3]

На рис. приводится графическая зависимость $k_0 = f(\varphi_1)$ по формуле (17). Основываясь на этой зависимости и серии зависимостей $\varphi = f(\beta, Fr_{см})$, приведенной в [1], предоставляется возможным определить i по формуле (11).

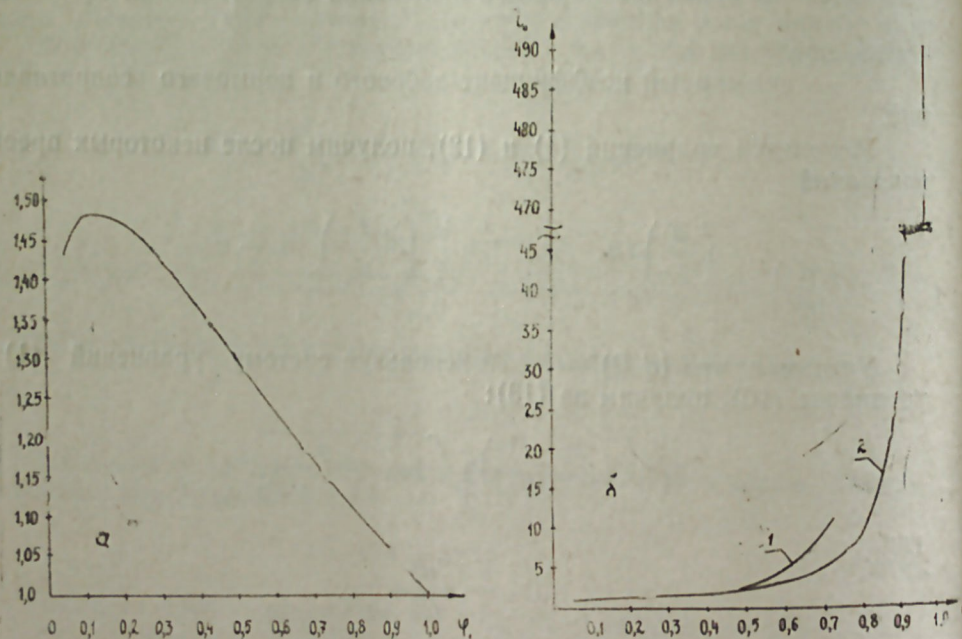


Рис., а б: 1 — $Fr_{см} = 2$; 2 — $Fr_{см} = 4 + 50$.

По [1] имеем:

$$\begin{aligned} Fr_{см} = 0, 4; & \quad 1 \leq k_0 \leq 2,04; \quad 0,05 \leq \beta \leq 0,47 \\ Fr_{см} = 0, 8; & \quad 1 \leq k_0 \leq 1,52; \quad 0,05 \leq \beta \leq 0,55 \\ Fr_{см} = 2; & \quad 1 \leq k_0 \leq 1,36; \quad 0,05 \leq \beta \leq 0,72 \\ Fr_{см} = 4, 8, 16, 50; & \quad 1 \leq k_0 \leq 1,27; \quad 0,05 \leq \beta \leq 0,975 \end{aligned}$$

Таким образом, как следует из рис., допущения, сделанные при выводе формулы (17), справедливы не для всей области существования пробкового режима при $Fr_{см} = 0,4$ и $0,8$.

Выше речь шла о горизонтальном трубопроводе. В случае наклонного трубопровода вместо уравнений (3) и (6) нужно пользоваться следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} \Delta p_1 \frac{\pi D^2}{4} &= \frac{\pi D^2}{4} (1 - \varphi_1) l_1 \rho g \sin \alpha + \xi' \rho l_1 \pi D u_{ж1}^2 \\ \Delta p_2 \frac{\pi D^2}{4} &= \frac{\pi D^2}{4} l_2 \rho g \sin \alpha + \xi_2 \rho \pi D l_2 n_{ж2}^2, \end{aligned}$$

где α — угол наклона трубопровода.

Литература

1. Мамаев В. А., Одишария Г. Э., Семенов Н. И., Точигин А. А. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах. М., Недра, 1969.
2. Пирвердян А. М. К теории воздушного подъемника. Н. Х., 1951, № 4.
3. Пирвердян А. М. Докт. дисс. Ин-т механики АН СССР, М., 1953.

Н. А. Пирвердиан

БОРУ КЭМЭРИНДЭ ТЫХАЧЛЫ РЕЖИМДЭ ТЭЗЛИГ ИТКИСИНИН ЁСАБЛАНМАСЫ

Мэгалэдэ говучуг вэ борунун дивары ики хэрэкат едэн говучуг арасында, ејни заманда говучугун өзү үчүн динамики маје мувазинэт шэрти нэзэрдэн кечирилир. Нэтичэдэ нэзэрдэн кечирдијимиз ахын типинин гидравлик иткилэринин ёсабланмасы үчүн јени дүстур тэклиф олунмушдур.

N. A. Pirverdyan

FORMULAS FOR ESTIMATION OF PRESSURE LOSSES FOR THE MOTION OF BUBBLES

Applying the earlier determined kinematics of bubbles motion and defining the dynamics balance of gas bubble and liquid, a new correlation of estimating pressure losses is determined.

УДК 622.276

А. Х. ШАХВЕРДИЕВ

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ОДНОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ В ДЕФОРМИРУЕМЫХ ЧИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

При решении задач о фильтрации флюидов в деформируемых чисто-трещиноватых коллекторах весьма полезно выявить основные параметры (или комплекс параметров), которые существенно влияют на процесс разработки. В конкретных физико-геологических условиях влияние какого-то из параметров может иметь преобладающую роль по сравнению с остальными. Поэтому в поставленных задачах иной раз достаточно учитывать влияние преобладающего параметра.

Особую актуальность эта задача приобретает для месторождений (залежей), залегающих на больших глубинах, поскольку это обусловлено разнохарактерными деформациями пород-коллекторов, приводящих к изменению пористости и проницаемости чисто-трещиноватой среды. В чисто-трещиноватых средах основные запасы нефти находятся в трещинах, которые служат емкостью и путями движения нефти. К чисто-трещиноватым средам можно отнести доломиты, известняки, песчаники и породы кристаллического фундамента.

Опыт разработки указывает на необходимость учета влияния изменения реальных свойств флюидов (вязкости, плотности и т. д.) и самой среды (пористости, проницаемости и т. д.). Наблюдения показывают [1—5], что в чисто-трещиноватом пласте изменения проницаемости значительно больше, чем пористости. Значение коэффициента изменения проницаемости $a_{кт}$ в трещиноватых средах в среднем на два порядка выше, чем остальные параметры жидкости и среды [2, 6].

С другой стороны, в промысловой практике наблюдаются «гистерезисные» индикаторные линии [1, 2, 4—6], свидетельствующие о влиянии необратимых изменений проницаемости на продуктивную характеристику скважин. С увеличением трещиноватости и глинистости, а также глубин и депрессии влияние необратимых деформаций становится существеннее. Поэтому в каждом удобном случае следует решать задачи не в общем виде, а в частных модификациях с учетом характерных условий залегания.

Рассмотрим фильтрацию жидкости в чисто-трещиноватом пласте с учетом обратимых, частично необратимых и полностью необратимых изменений проницаемости. В виду отсутствия точного аналитического выражения для изменения проницаемости (экспериментально этот вопрос малоизученный) обратимся к идеализированной схеме трещиноватой среды. Можно использовать достаточно известное приближенное выражение для проницаемости трещиноватой среды [3,4].

$$K_t = \frac{n \delta^3}{12}, \quad (1)$$

где n — число трещин; δ — раскрытость трещин.

Зависимость (1) можно выразить через давление следующим образом [3, 4]:

$$K_t = K_t^0 [1 + a_{кт} (P - P_0)]^3 \quad (2)$$

$a_{кт}$ — коэффициент изменения проницаемости трещиноватой среды, P_0, P — соответственно начальное и текущее давление.

Зависимость (2) характеризует изменения проницаемости упруго-деформируемого элемента чисто-трещиноватого пласта. В целом, проницаемость в процессе «нагрузка—разгрузка» либо полностью восстанавливается (упругий режим), либо частично не восстанавливается (упруго-пластический режим) и, наконец, проницаемость полностью не восстанавливается (пластический режим). Для первого случая справедлива зависимость (2). При неоднократном повторении процесса «нагрузка—разгрузка» элемента трещиноватого пласта коэффициент $a_{кт}$ также может изменяться.

Примем для коэффициента изменения проницаемости от давления аналогичную (2) зависимость

$$a_{кт} = a_{кт}^0 [1 + \eta_{кт} (P_1 - P_0)]^3, \quad (3)$$

P_1 — давление с которого начинается восстановление процесса;

$\eta_{кт}$ — коэффициент необратимого изменения проницаемости. Этот коэффициент предопределяет характерные особенности «петли гистерезиса», получаемые в процессе «нагрузки—разгрузки» упруго-пластического элемента пласта, и определяет степень необратимых изменений проницаемости.

Пользуясь методикой работ [1, 2, 6], определим изменение проницаемости упруго-пластического элемента пласта (рис. 1):

$$\Rightarrow K_t = \frac{K_t^0 [1 + a_{кт}^0 (P_1 - P_0)]^3 [1 + a_{кт}^0 [1 + \eta_{кт} (P_1 - P_0)]^3 (P - P_0)]^3}{[1 + a_{кт}^0 [1 + \eta_{кт} (P_1 - P_0)]^3 (P_1 - P_0)]^3} \quad (4)$$

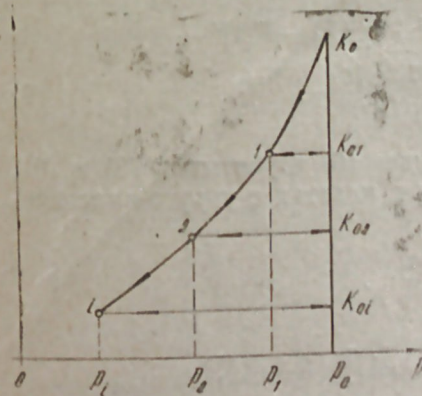


Рис. 1. Характер изменения проницаемости от давления в элементе пласта, представленного пластическими породами.

Изменение проницаемости для пластического элемента пласта согласно [1, 2, 6] получим в следующем виде (рис. 1):

$$\uparrow K_t = K_t^0 [1 + a_{кт}^0 (P_1 - P_0)]^3. \quad (5)$$

Имеются два предельных случая

- а) $\eta_{кт} = 0, a_{кт} \neq 0$ — упругий режим
 б) $\eta_{кт} = (P_1 - P_0)^{-1}$ — пластический режим.

Рассмотрим установившуюся фильтрацию несжимаемой жидкости в чисто-трещиноватом пласте с упругими, упруго-пластическими и пластическими породами.

1. Выпишем уравнение притока к скважине в дифференциальной форме

$$G = - \frac{2\pi h \rho_0 K_T}{\mu_0} r \cdot \frac{dP}{dr}, \quad (6)$$

где G — массовый дебит скважины; ρ_0 — коэффициент плотности нефти; h — толщина пласта; μ_0 — коэффициент вязкости нефти; R_k и R_c — соответственно радиусы контура питания и скважины.

Интегрируя уравнение (6) с учетом (2) в пределах от R_k до R_c и от P_k до P_c , получим формулу притока в чисто-трещиноватом пласте с упругими породами.

$$G = K_0 \frac{[1 + a_{кт}^0 (P_k - P_0)]^4 - [1 + a_{кт}^0 (P_c - P_0)]^4}{4 a_{кт}^0 \ln(R_k/R_c)}, K_0 = \frac{2\pi h \rho_0 K_T}{\mu_0}. \quad (7)$$

Формулы, аналогичные (7), в литературе известны [3, 4] и широко используются на практике.

2. Интерес представляет определение формул, описывающих процесс фильтрации в чисто-трещиноватых пластах с упруго-пластическими породами. Для этого необходимо получить зависимость давления (когда-либо достигнутого в пласте и с которого начинается восстановление процесса) через произвольный радиус и параметры пласта. Пользуясь методикой [1, 2, 6] находим $P_1(r)$ в следующем виде

$$P_1(r) = \frac{\sqrt[4]{\Psi(r)} - 1}{a_{кт}^0} - P_0, \quad (8)$$

где

$$\Psi(r) = [1 + a_{кт}^0 (P_{к1} - P_0)]^4 - \{ [1 + a_{кт}^0 (P_{к1} - P_0)]^4 - [1 + a_{кт}^0 (P_{с1} - P_0)]^4 \} \frac{\ln(R_k/r)}{\ln(R_k/R_c)}. \quad (9)$$

Тогда, представив формулу (4) в уравнение (6) и учитывая (8) и (9), получим уравнение фильтрации жидкости в пластах с упруго-пластическими породами.

$$\uparrow \downarrow G = - \frac{2\pi h \rho_0 K_T}{\mu_0} \times \left\{ \frac{[\sqrt[4]{\Psi(r)}]^3 [1 + a_{кт}^0 [1 + \frac{2\eta_{кт}}{a_{кт}^0} (\sqrt[4]{\Psi(r)} - 1)]^3 (P - P_c)]^3}{[1 + [1 + \frac{2\eta_{кт}}{a_{кт}^0} (\sqrt[4]{\Psi(r)} - 1)]^3 (\sqrt[4]{\Psi(r)} - 1)]^3} r \frac{dP}{dr} \right. \quad (10)$$

Уравнение (10) не имеет аналитического решения. Его решение можно получить с помощью ЭВМ.

3. Пластический режим характеризуется зависимостью (5). Получим уравнение притока жидкости в чисто-трещиноватом пласте пластическими породами. Для этого необходимо (9) и (5) подставить в уравнение (6):

$$\uparrow G = - \frac{2\pi h \rho_0 K_T^0}{\mu_0} [\sqrt[4]{A + B \ln r}]^3 r \frac{dP}{dr},$$

$$A = [1 + a_{кт}^0 (P_{к1} - P_0)]^4 - B \ln R_k, \quad (11)$$

$$B = [1 + a_{кт}^0 (P_{к1} - P_0)]^4 - [1 + a_{кт}^0 (P_{с1} - P_0)]^4 \frac{1}{\ln(R_k/R_c)}.$$

Проинтегрировав уравнение (11) в соответствующих пределах от R_k до R_c и от P_k до P_c , получим формулу притока однородной жидкости в чисто-трещиноватом пласте с пластическими породами.

$$\uparrow G = K_0 \frac{P_k - P_c}{\ln(R_k/R_c)}, K_0 = \frac{2\pi h \rho_0 K_T^0}{\mu_0},$$

$$K_T^0 = \frac{1}{4} \frac{[1 + a_{кт}^0 (P_{к1} - P_0)]^4 - [1 + a_{кт}^0 (P_{с1} - P_0)]^4}{a_{кт}^0 (P_0 - P_{с1})} \quad (12)$$

Полученная формула (12) аналогична формуле Дюпюи. Разница в том, что вместо постоянной величины проницаемости K_T в формуле (12) фигурирует приведенная проницаемость K_T^0 , которая является средненитегральной. В результате расчетов построены индикаторные линии. Индикаторные линии для упругого режима есть параболы четвертого порядка (рис. 2). В отличие от упругого режима при пластическом режиме сохраняется прямолинейный характер индикаторной линии (построенный для обратного хода). Как и видно из рис. 2, 3, «прямой ход» и «обратный ход» индикаторных линий образуют «петлю гистерезиса». На практике подобные индикаторные линии были получены многими исследователями [1–5]. Предложенная в работе теоретическая модель полностью характеризует необратимые изменения параметров пласта.

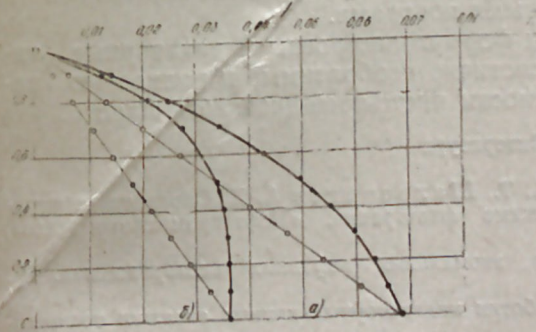


Рис. 2. Расчетные индикаторные линии, построенные для различных значений a_k . а) $a_k = 0$; б) $a_k = 1$. ● — прямой ход (упругий режим); ○ — обратный ход (пластический режим).

На рис. 3 представлены индикаторные линии, построенные для различных значений забойного давления на «обратном ходе» исследования. Как это видно из рис. 3, чтобы предотвратить необратимые изменения проницаемости, необходимо не допустить значительных снижений за-

бойного давления. При этом пластовое давление следует поддерживать на уровне начального или близкого к нему.

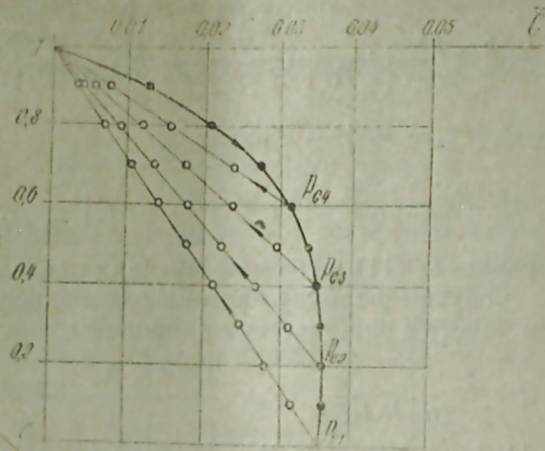


Рис. 3. Расчетные индикаторные линии. P_{ci} — забойное давление, с которого начинается восстановление при обратном ходе исследования.

В работе получены удобные формулы (7), (12) для ведения инженерных расчетов в промысловых условиях. С их помощью можно определить необходимые параметры деформируемых чисто-трещиноватых коллекторов.

Выводы

1. В работе получены формулы для определения дебитов скважин, дренирующих пласты (залежи) с упругими, упруго-пластическими и пластическими чисто-трещиноватыми породами.
2. На основании полученных формул построены индикаторные линии, учитывающие обратимые, частично необратимые и полностью необратимые изменения проницаемости чисто-трещиноватого пласта.

Литература

1. Абасов М. Т., Горбунов А. Т., Шахвердиев А. Х. Определение параметров пластов при пластическом режиме фильтрации. «Нефтепромысловое дело», 1981, № 5.
2. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М., Недра, 1981.
3. Исаев Р. Г. О методике обработки индикаторных кривых скважин трещиноватого коллектора. НХ, 1963, № 11.
4. Майдебор В. Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., Недра, 1971.
5. Матвеев И. М. Определение коэффициента сжимаемости трещин карбонатных коллекторов по промысловым данным. М., НТС «Нефтепромысловое дело», 1963, № 3.
6. Шахвердиев А. Х. Теоретические исследования процесса разработки сверхглубоких нефтяных месторождений. Автореф. канд. дисс. М., 1981.

Ә. Х. Шахвердиев

ДЕФОРМАЦИЈАЈА УҒРАЈАН ХАЛИС ЧАТЛЫ ЛАЈ СҮХУРЛАРЫНДА БИРЧИНСЛИ МАЈЕЛӘРИН СҮЗҮЛМӘСИ ПРОСЕСИНИН ТӘДГИГИ

Мәгаләдә мұхтәлиф характерли деформацијаја мә'руз галан халис чатлы лај сүхурларында мајеләрин сүзүлмәси просесинин тәдигиндән бәһс олунур. Нәтичәдә халис чатлы лај сүхурларында сүзүлмәни характеризә едән практикә әһәмијәтли садә дүстурлар алынмышдыр.

A. H. Shakhverdiev

THE INVESTIGATION OF UNIFORM FLUID FILTRATION IN DEFORMED PURELY FRACTURED COLLECTORS

The author has examined the process of uniform fluid filtration in various deformed purely fractured collectors. As a result formulae convenient for practical aims characterizing the process of filtration in purely fractured collectors have been received

УДК 338.984.2

Ю. И. МАКСИМОВ, В. В. БЕГЛЯРБЕКОВ

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕОРИИ АНАЛИЗА РИСКА ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Нефтяная промышленность СССР — отрасль, достигшая в последние годы значительных успехов, которые позволили нашей стране занять ведущее положение в мире по добыче нефти. Дальнейший прирост добычи нефти связан с существенным усложнением условий разведки и освоением запасов нефти в отдаленных и слабо изученных в геологическом отношении районах страны, характеризующихся сложными горно-геологическими и климатическими условиями, отдаленностью от мест потребления, районах, требующих создания новой, весьма дорогостоящей производственной и бытовой инфраструктуры. К таким районам относятся прежде всего Западная и Восточная Сибирь.

В IX пятилетке наряду с трудностями освоения новых месторождений усложняются условия эксплуатации на разрабатываемых месторождениях, многие из которых характеризуются естественным падением дебитов скважин, растущей обводненностью продукции. Так, за годы X пятилетки средний дебит одной скважины в целом по стране снизился на 23%, обводненность добываемой продукции возросла на 17—19% [7]. Сбалансированное развитие нефтегазодобывающей промышленности, как в масштабе страны, так и в отдельном регионе, требует решения ряда сложных задач, взаимосвязанных со многими отраслями народного хозяйства.

Немалую помощь в решении этих сложных задач могут оказать формальные математические методы, облегчающие нахождение оптимальной стратегии развития нефтедобывающей промышленности.

Необходимость повышения достоверности перспективных планов развития и размещения нефтегазовой промышленности, являющейся большой системой, функционирующей под воздействием ряда внешних и внутренних случайных факторов, и, следовательно, обладающей вероятностными свойствами, стимулирует применение к ней теории анализа риска.

Начавшая активно развиваться с начала 70-х годов XX в. эта теория разрабатывалась до сих пор в двух основных направлениях: анализ риска и неопределенности, связанных с возможностью возникновения аварийных ситуаций (здесь исследуются, в основном, их технологические и экономические последствия); анализ риска и неопределенности, связанных с возможностью возникновения катастроф, имеющих, наряду с экономическими и технологическими, труднопредсказуемые и трудноликвидируемые социальные и экономические последствия.

Определить всевозможные направления эффективного приложения теории анализа риска к исследованию и прогнозированию развития

сложных социально-экономических систем (таких, например, как топливно-энергетический комплекс (ТЭК), территориально-промышленные комплексы, нефтегазовые регионы и т. п.) в настоящее время не представляется возможным. Можно, однако, отметить ряд возможных направлений применения теории анализа риска к прогнозированию развития ТЭК, приведенных в [4]: анализ альтернатив восполнения сырьевой базы ТЭК; прогнозирование доли различных подотраслей ТЭК в топливно-энергетическом балансе в ближайшей и отдаленной перспективе; определение достоверных сроков и уровней вовлечения в топливно-энергетический баланс нетрадиционных источников энергии и т. д.

Теория анализа риска пока не сформировалась как законченная научная дисциплина: требуется значительное усовершенствование ее математического аппарата, необходимо разработать единый подход к оценке рассматриваемых социально-экономических явлений, продолжают исследования по анализу и учету качественных факторов, которые могут в будущем привести к образованию новой самостоятельной математической дисциплины, определяемой например, как «качественное исчисление».

Перспективные планы развития нефтяной промышленности характеризуются наличием значительной неопределенности и высокой степени риска вследствие некоторой неопределенности показателей и необходимостью прогнозирования добычи на основе перспективных и прогнозных запасов нефти.

Неопределенность, понимаемая здесь как отсутствие всеобъемлющих знаний об объекте исследования, обусловлена воздействием большого числа случайных природных факторов, приводящих к образованию залежей нефти и газа. Кроме того, неопределенность обусловлена воздействием целого ряда социально-экономических факторов, определяющих выбор инвестиционной политики.

Процесс принятия решений при наличии такой неопределенности (будем называть ее объективной) естественно связан с риском. Под риском здесь мы, следуя [1], понимаем возможность отклонения от цели, ради достижения которой принималось решение. Это может быть и необнаружение залежей нефти и газа, и непригодность обнаруженных запасов к разработке, и превышение лимитов капиталовложений и т. д. Процесс принятия решения разворачивается в следующей примерной последовательности.

С помощью современных геологических и геофизических методов накапливается информация, которая оценивается лицом или группой лиц на основе практического опыта и современных теоретических представлений. Лицо, принимающее решение (ЛПР), в данном случае им может быть плановик или геолог-разведчик, формирует определенные суждения о приемлемости того или иного плана действий. Такой интуитивный, неформальный анализ, в свою очередь, привносит в процесс принятия решений неопределенность, которую принято называть субъективной [6, 8], ибо она связана с ограниченностью знаний данного ЛПР и присущим лишь ему субъективным подходом к выбору и оценке того или иного решения.

Риск, вызванный такой неопределенностью, практически трудно учесть. Первые шаги в этом направлении сделаны, например, в [5, 6, 8, 9].

Задачей теории анализа риска является уменьшение степени неопределенности, значительно осложняющей процесс принятия решений, снижение влияния субъективного фактора в действиях ЛПР и, соответственно, повышение объективности и точности принимаемых решений. Довольно естественным представляется применение теории анализа риска и накопившим определенную информацию по разведке и разработке старым нефтегазодобывающим районам с последующим использованием полученных закономерностей в новых, относительно слабоизученных районах, близких к старым по ряду показателей (геологических, экономических, социальных).

При этом необходимо отметить, что и старым районам с высокой степенью разведанности и новым районам, введенным в разработку, присуща высокая степень риска, связанного с геологоразведочными работами. Разница состоит в том, что для новых районов значительно более вероятным является получение дополнительной прибыли (открытые запасы превысят прогнозные), а в старых районах существенно возрастает риск получения отрицательных результатов.

В настоящее время в условиях преимущественно интенсивного пути развития отрасли с учетом естественной ограниченности размеров капитальных вложений, которые в будущем будут производиться в нефтяную и газовую промышленность, и уменьшением их прироста, особенно актуальным становится ряд вопросов, связанных с выбором оптимальной (в данных конкретных условиях) инвестиционной политики. Эти вопросы связаны с порядком освоения выделенных капитальных вложений, с возможным их перераспределением вследствие изменения направлений экономической политики, созданием определенных размеров, с естественным риском экономических потерь.

Высокая капиталоемкость нефтяной промышленности обусловлена необходимостью постоянно вести поиск новых запасов нефти, осуществлять совершенствование системы разработки, развивать и внедрять эффективные методы повышения нефтеотдачи пластов. Расходы на разведку новых месторождений нефти и газа составляют около 1/3 всех капитальных вложений отрасли и продолжают непрерывно возрастать. Рост капитальных вложений и усложняющиеся условия поисков и разведки приводят к увеличению риска потерь части капитальных вложений и усложняющиеся условия поисков и разведки приводят к увеличению риска потерь части капитальных вложений (или даже всего их объема) вследствие необнаружения залежей нефти и газа, открытия непродуктивных (малопродуктивных) мелких месторождений непригодных к разработке на данном временном этапе. Об этом свидетельствуют результаты статистического анализа геологоразведочного процесса в США и СССР, приведенные в работе [2].

По этим данным, из 45472 разведочных скважин, пробуренных в США за 1966—1970 гг., 37635, или 82,3%, оказались безрезультативными, в 1971—1975 гг. безрезультативными оказались 77% скважин. Средние статистические данные по СССР показывают, что из числа законченных разведкой скважин нефть дали 24%, газ — 10%. При этом как в СССР, так и в США, примерно 2/3 всех открываемых нефтяных и газовых месторождений относятся к категории мелких, разработка которых в большинстве случаев является нерентабельной.

Объективная неопределенность труднопредсказуемых результатов геологоразведочного процесса оказывает существенное влияние на выбор инвестиционной политики.

Если ориентироваться при выборе размеров капиталовложений на лучший вариант (т. е. на открытие максимально возможных в данном районе запасов нефти и газа), то резко возрастет риск получения отрицательных результатов вследствие неподтверждения прогнозных оценок. Значительные объемы капитальных вложений, задействованные в результате выбора такой оптимистической политики развития, окажутся неэффективными.

Ориентирование на пессимистический уровень прогнозных результатов может в случае их неподтверждения привести к необходимости ввода, в действие дополнительных капитальных вложений, что, во-первых, существенно увеличит суммарный объем капитальных вложений, необходимых для разведки и освоения открытых запасов нефти и газа, и, во-вторых, приведет к значительному проигрышу в темпах развития отрасли.

Простой выбор срединной стратегии также может оказаться неэффективным, так как ему будут присущи недостатки как оптимистической, так и пессимистической политик.

Формализуем в соответствии с вышеизложенным процесс выбора направлений инвестиционной политики. Пусть K планируемый объем капитальных вложений отрасли (нефтегазодобывающего региона, района), K_i — объемы капитальных вложений, соответствующие различным вариантам развития отрасли, где $K_{i+1} \geq K_i$, $i = \overline{1, n}$.

Очевидно, $K_i \leq K$, $\forall i$, $i = \overline{1, n}$.

Прогнозные оценки позволяют наметить максимальный и минимальный уровни возможных запасов ресурсов, которые необходимо будет ввести в разработку и соответственно определить максимальный и минимальный объемы необходимых для этого капитальных вложений: при выборе стратегии развития, направленной на освоение максимально возможного уровня запасов ресурсов K_n при выборе стратегии развития, направленной на освоение минимально возможного уровня запасов ресурсов K_1 .

Тогда в соответствии с вышеизложенным ориентирование на максимально возможный уровень разведки и разработки запасов может при неподтверждении прогнозных оценок и открытии минимально возможных запасов ресурсов привести к неэффективности части капитальных вложений размером $K_n - K_1$.

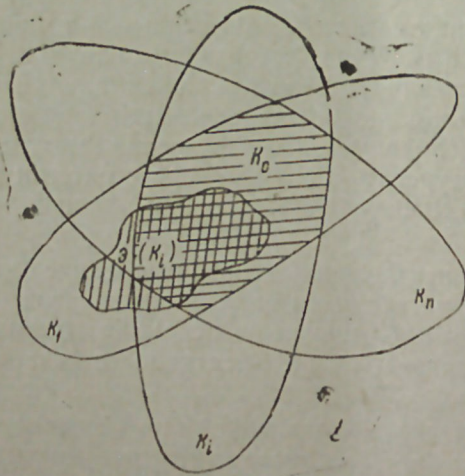
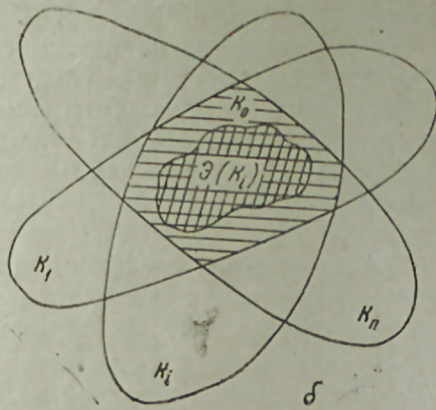
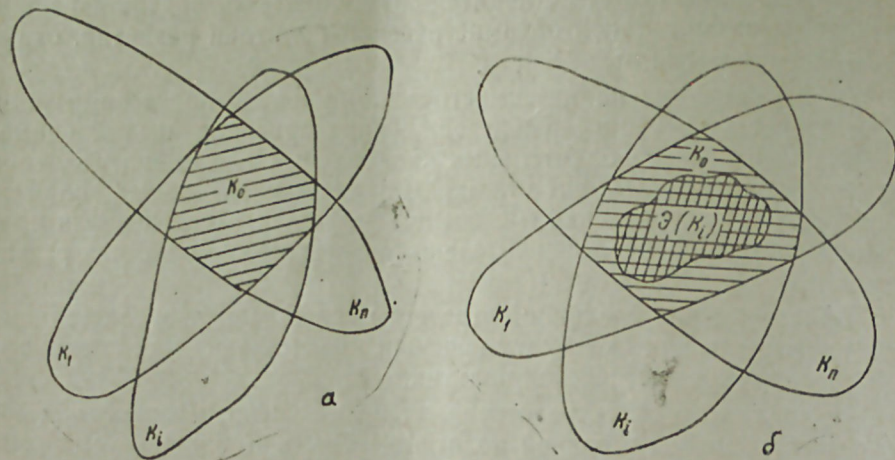
Выбор же стратегии развития, направленной на освоение минимально возможных запасов, может (в случае открытия максимально возможных запасов ресурсов) привести к необходимости ввода в действие дополнительных капитальных вложений K_D и при этом

$$K_1 + K_D > K_n.$$

Наилучшим путем ориентирования экономической политики представляется выбор некоторого ядра общности K_0 (общей части рассматриваемых объемов капитальных вложений $\{K_i\}_{i=1}^n$) (рис., а):

$$K_0 = n \{K_i; i = \overline{1, n}\}.$$

Начиная освоение выделенных капитальных вложений с этого ядра общности, можно в будущем без особых потерь перейти на любой из возможных путей развития K_i , $i = \overline{1, n}$, не проигрывая при этом ни в эффективности осваиваемых капитальных вложений, ни в темпах развития отрасли (региона, района).



а — ядро общности K_0 ; б — развитие без риска; в — развитие с риском.

Для определения критерия выбора варианта развития K_i , $i = \overline{1, n}$ с наименьшим риском экономических потерь введем понятие эксплуатационного минимума. Назовем эксплуатационным минимумом капитальных вложений такой их объем, который позволит: а) обеспечить опытно-промышленную эксплуатацию вводимых в разработку месторождений нефти и газа; б) даст возможность в течение определенного интер-

вала времени с достаточной достоверностью уточнить предварительные прогнозные оценки запасов нефти и газа.

Каждому из возможных вариантов развития K_i , $i = \overline{1, n}$ ставится в соответствие определенный эксплуатационный минимум $\mathcal{E}(K_i)$ и определяется его положение относительно ядра общности K_0 . Если хотя бы одного из рассматриваемых K_i , $\mathcal{E}(K_i) \subseteq K_0$ (рис. б), то этот вариант K_i является именно тем, на который можно без всякого риска перейти в будущем. Если же такого варианта нет, т. е. существует некоторое отклонение эксплуатационного минимума $\mathcal{E}(K_i)$ от ядра общности K_0 (рис. в), то, оценивая степень этого отклонения от ядра общности, мы получаем следующий критерий выбора стратегии экономического развития с наименьшим риском потерь капитальных вложений.

Наименее рискованной является та стратегия развития, для которой отклонение эксплуатационного минимума капитальных вложений от ядра общности возможных стратегий развития является минимальным.

Предложенный подход может быть реализован на примере нефтегазодобывающей промышленности Азербайджана, в рамках построения оптимального плана ее развития методом сужения зоны неопределенности оптимальных решений, изложенных в [3].

Литература

1. Бачкаи Т., Месена Д. и др. Хозяйственный риск и методы его измерения. М., Экономика, 1979.
2. Бреннер М. М. Экономика геологоразведочных работ на нефть и газ в СССР. М., Недра, 1979.
3. Макаров А. А., Мелентьев Л. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства, Новосибирск, Наука, 1973.
4. Максимов Ю. И. О некоторых приложениях теории анализа риска. В сб.: Статистические методы в экономических исследованиях. Новосибирск, Наука, 1982.
5. Райфа Г. Анализ решений. М., Наука, 1977.
6. Словик П. На пути к пониманию и улучшению принимаемых решений. Сб. трудов ВНИИСИ, № 9, 1980.
7. Стратегия экономического развития СССР на современном этапе. М., Экономика, 1981.
8. Kobsin S. J. Political risk: a review and reconsideration. J. International Business study.
9. Lversky A., Kahneman D. Judgement under uncertainty: Heuristic and biases. Sciend, 185, 1974.

Ю. И. Максимов, В. В. Бэглэрбэгов

НЕФТ ВӘ ГАЗ СӘНАЈЕСИНИН ИНКИШАФЫНЫН ПРОГНОЗУНДА РИСК АНАЛИЗИ НЭЗЭРИЈӘСИНИН ИСТИФАДӘСИНИН ЕФФЕКТИВЛИГИ ҲАГГЫНДА

Мәгаләдә ССРИ-нин нефт вә газ сәнајесинин бәзи инкишаф истигамәтләри тәһлил едилр.

Риск анализи нәзәријәсинин көмәји илә итисади инкишаф стратегијасынын сечмә критери тәклиф олунур.

Yu. I. Maksimov, V. V. Beglyarbekov

TO THE EFFICIENCY OF RISK ANALYSIS THEORYUSANE WHILE PREDICTING OIL AND GAS INDUSTRY DEVELOPMENT

The authors have analysed some tendencies of oil and gas industry development in the USSR. An attempt to form the selection of the strategy of oil and gas economical development by means of the risk analysis theory is suggested.

УДК 622.276.031:532.5.072.88

Ю. М. ГОРДЕЕВ

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Многообразие типов и физико-геологические особенности нефтегазоконденсатных залежей привели к применению различных способов их разработки. Наиболее простые основаны на использовании естественной пластовой энергии (разработка залежи на истощение). Более сложные способы предусматривают искусственное поддержание пластового давления, ввод в пласт извне оторочки какого-либо растворителя. Возможны также различные комбинации использования оторочек и вытесняющего газа.

Выбор способа воздействия применительно к конкретному месторождению должен решаться, конечно, после технико-экономического расчета, выполненного с учетом многих факторов. Однако прежде всего необходимо знать основные гидродинамические характеристики процесса. Эти данные могут быть получены экспериментальным путем. При этом возможно получение зависимостей, связывающих такие показатели процесса как объем закачанного агента, объемы извлеченных нефти и газа, время проведения процесса, коэффициент нефтевытеснения, изменения пластового давления, состав и свойства извлекаемых продуктов и т. п.

Ниже приводятся результаты опытов, в которых изучали основные гидродинамические характеристики процесса фильтрации при следующих вариантах разработки нефтегазоконденсатной залежи:

1. Опережающая разработка нефтяной оторочки на режиме истощения.

2. Одновременная разработка нефтяной оторочки и газоконденсатной шапки на режиме истощения.

3. Одновременная разработка нефтяной оторочки и газоконденсатной шапки с поддержанием начального пластового давления.

Моделью пластовой нефти и газоконденсата служили находящиеся в термодинамическом равновесии жидкая и газовая фазы трехкомпонентной системы метан-н-бутан-н-декан при давлении $P_{нач} = 175,6$ кгс/см² и температуре $T_{пл} = 71,1^\circ\text{C}$. Состав системы был выбран таким образом, чтобы в обеих фазах присутствовали все три компонента и содержание промежуточного компонента (в данном случае н-бутана) было достаточно высоким. В процессе фильтрации таких систем, в массовом обмене, происходящем при изменении пластовых условий, наиболее активно участвуют именно промежуточные компоненты [1].

Эксперименты проводили на насыпной модели нефтегазоконденсатного пласта, наклоненной под углом 40° к горизонтали, в присутствии в пористой среде погребенной воды. Отборы флюидов на выходе из модели производили с помощью измерительных прессов. Скорость

отбора была постоянная, равная 165 см³/час. Выбранная скорость находится в пределах возможных натуральных значений [2]. В процессе опыта измеряли объемы газовой и жидкой фаз, отобранных из пласта за определенный промежуток времени при пластовых и атмосферных условиях, определяли состав извлеченного газа. После окончания опыта модель промывали сжиженным пропаном до полного извлечения остатков метана, н-бутана и декана. При этом определяли остаточное содержание каждого углеводорода.

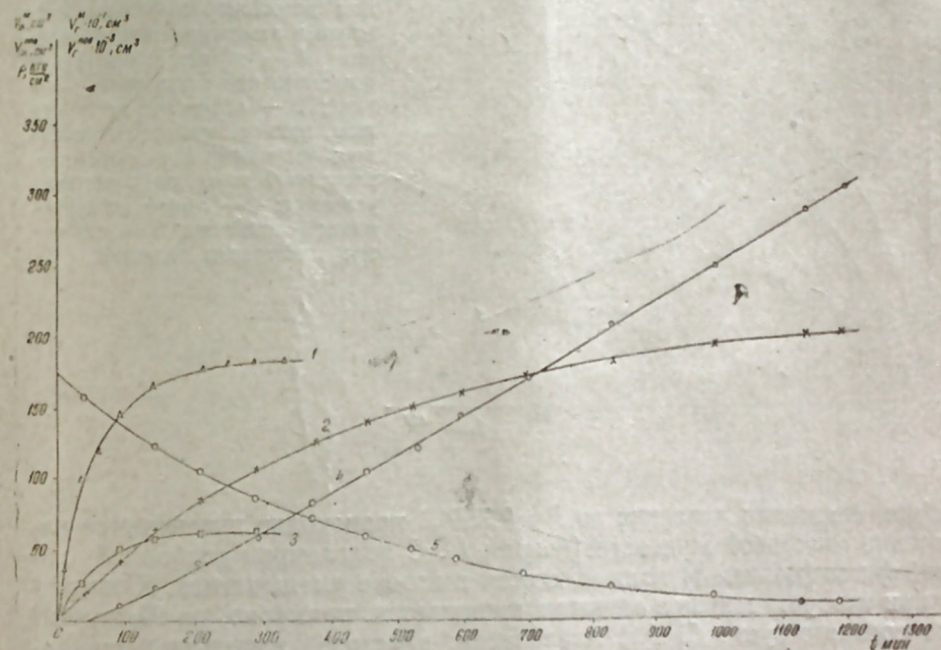


Рис. 1. Показатели процесса фильтрации при опережающей разработке нефтяной оторочки на режиме истощения: 1 — объем извлеченной жидкости при пластовых условиях; 2 — объем извлеченного газа, приведенный к атмосферным условиям; 3 — объем дегазированной жидкости; 4 — объем извлеченного газа при пластовых условиях; 5 — изменение пластового давления.

Результаты экспериментов приведены на рис. 1—4, на которых приняты следующие обозначения: $V_{ж}^{пл}$ и $V_{г}^{пл}$ — суммарные объемы жидкости и газа, извлеченные из пористой среды при текущем пластовом давлении P , $V_{г}^{пов}$ и $V_{ж}^{поэ}$ — суммарные извлеченные объемы газа и жидкости, приведенные к атмосферным условиям, t — время, $P_{нач}$ — начальное пластовое давление, K — компонентоотдача (отношение извлеченной массы данного углеводорода к его массе, первоначально содержащейся в пласте), индексы 4 и 10 относятся соответственно к н-бутану и декану, N — состав извлеченного газа в мольных долях, $\bar{V}_{зак}$ — безразмерный объем закачки (объем закачанного газа, отнесенный к объему пор пласта, насыщения во времени основных показателей процесса при опережающей разработке нефтяной оторочки на режиме истощения. Как видно из рисунка, в начальной стадии процес-

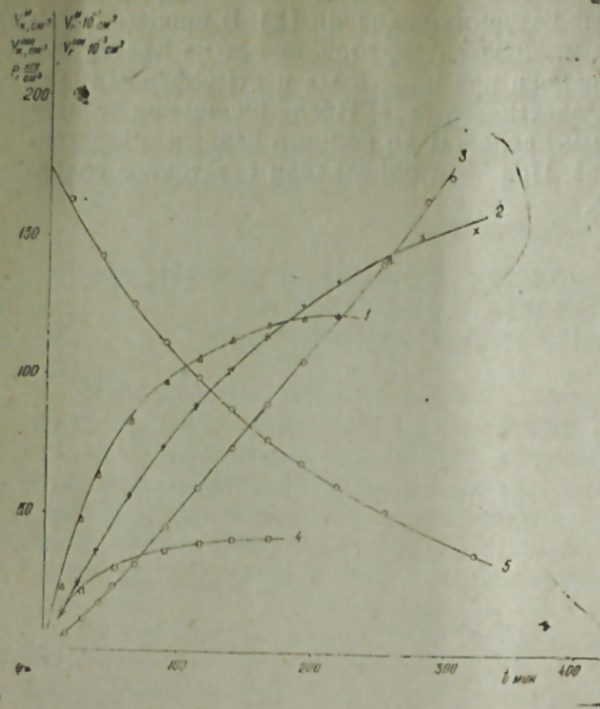


Рис. 2. Показатели процесса фильтрации при одновременном истощении нефтяной оторочки и газоконденсатной шапки: 1 — объем извлеченной жидкости при пластовых условиях; 2 — объем извлеченного газа, приведенный к атмосферным условиям; 3 — объем извлеченного газа при пластовых условиях; 4 — объем дегазированной жидкости; 5 — изменение пластового давления

са (при снижении давления до $P=0,75P_{II}$) происходит интенсивное извлечение пластовой жидкости (кривая 1). С появлением свободной газовой фазы (кривая 4) доля жидкости в потоке уменьшается. К моменту, при котором текущее давление понижается, примерно, до 90 кг/см^2 (что соответствует $0,51 P_{II}$), извлечение пластовой жидкости прекращается и при дальнейшем истощении из пласта выходит только газ. Компонентоотдача (рис. 3) н-бутана (кривая 2) и декана (кривая 1) в конце истощения (при $P=0,2P_{II}$) составила соответственно $0,63$ и $0,44$.

Показатели процесса одновременного отбора из нефтяной оторочки и из газовой шапки приведены на рис. 2. Из графика видно, что пластовое давление (кривая 5) снижается более интенсивно, чем в предыдущем опыте. Быстрое падение давления сказывается на извлечении жидкости. Так, объем извлеченной пластовой жидкости в конце истощения ($P=0,2P_{II}$) был, примерно, в 1,6 раза меньше, чем в опыте, моделирующем опережающую разработку нефтяной оторочки. Конечная компонентоотдача (рис. 3) достигла величины $K_4=0,57$ (кривая 3), $K_{10}=0,30$ (кривая 4).

В описанных опытах установлено, что при глубоком истощении углеводородоотдача достигает невысокого значения. Кроме того, конденсат, выпавший в газовой шапке в результате снижения давления, практически весь оставался в пористой среде. Это подтверждается результатами промывки после окончания каждого опыта.

Представлено интерес выяснить, как влияет на показатели процесса поддержание начального пластового давления. Для этой цели были проведены опыты, в которых давление поддерживали путем закачки ме-

тана в область газонефтяного контакта. Отборы флюидов одновременно вели как из нефтяной оторочки, так и из газоконденсатной шапки.

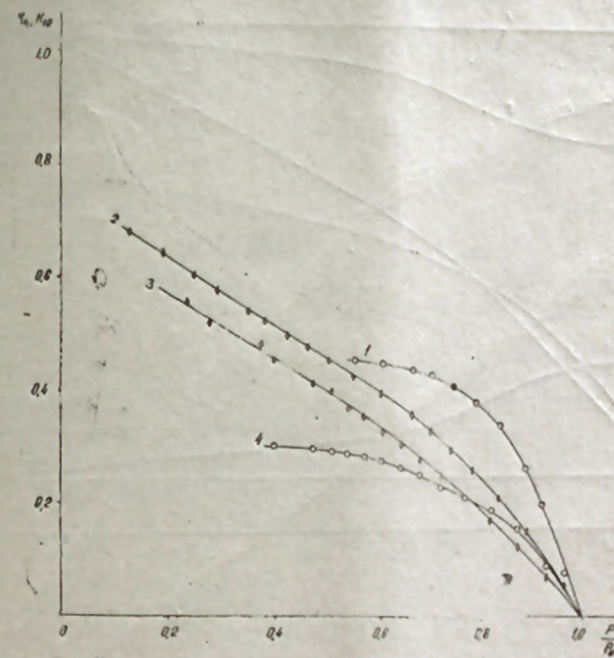


Рис. 3. Зависимость текущей компонентоотдачи от уровня снижения давления в опытах по истощению: 1 — декана при опережающей разработке нефтяной оторочки; 2 — н-бутана при опережающей разработке нефтяной оторочки; 3 — н-бутана при одновременно разработке нефтяной оторочки и газоконденсатной шапки; 4 — декана при одновременной разработке нефтяной оторочки и газоконденсатной шапки.

Результаты представлены на рис. 4 в виде кривых изменения компонентоотдачи и состава газа, в зависимости от безразмерного объема закачанного метана ($\bar{V}_{зак.}$). Из графика видно, что в опыте происходило поршневое вытеснение газоконденсата. Это следует из того, что до $\bar{V}_{зак.}=1,3$ состав газа, извлеченного из газоконденсатной части модели (кривые 1 и б) не менялся и был идентичен составу исходного продукта. При $\bar{V}_{зак.}=0,2$ в составе продукции, отобранной из нефтяной оторочки (кривая 2), наблюдалось повышение содержания метана, что свидетельствует о прорыве закачиваемого газа. При этом $K_4=0,20$ (кривая 3) и $K_{10}=0,25$ (кривая 4). Когда объем закачки достиг величины $1,3 V_{пор.}$, извлечение жидкости прекратилось. К этому моменту извлечение декана и н-бутана составило соответственно $K_4=0,88$, $K_{10}=0,62$.

Результаты экспериментов, в которых изучалась динамика изменения основных показателей разработки при трех способах воздействия на нефтегазоконденсатную залежь, позволяют сделать следующее заключение:

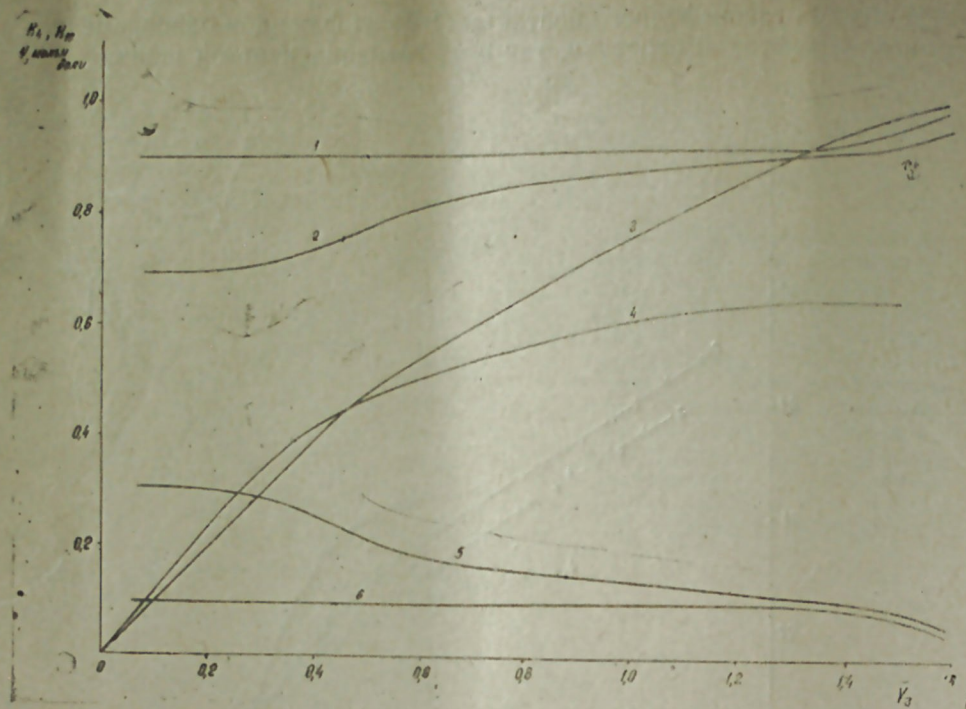


Рис. 4. Показатели процесса фильтрации при поддержании начального пластового давления: 1 — мольная доля метана в потоке, отобранном из газоконденсатной шапки; 2 — мольная доля метана в потоке, отобранном из нефтяной оторочки; 3 — компонентоотдача н-бутана; 4 — компонентоотдача декана; 5 — мольная доля н-бутана в потоке, отобранном из нефтяной оторочки; 6 — мольная доля н-бутана в потоке, отобранном из газоконденсатной шапки.

При разработке нефтегазоконденсатной залежи с поддержанием пластового давления существенно увеличивается извлечение промежуточного компонента (н-бутана) и тяжелого компонента (декана). Так, по сравнению с изученными двумя способами разработки на режимах истощения компонентоотдача н-бутана возрастает в 1,3 и 1,5 раза, а декана — в 1,4 и 2 раза.

Литература

1. Розенберг М. Д., Кундин С. А. Многофазная, многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М., Недра, 1976.
2. Culham W. E., Forougi Ali S. M., Stahl C. D. Experimental and Numerical Simulation of Two-Phase Flow with Interphase Mass Transfer in One and Two Dimensions. Soc. Pet. Eng., 7 (September, 1969).

J. M. Гордејев

НЕФТ-ГАЗ КОНДЕНСАТЛЫ ЈАТАГЛАРЫН ИШЛЭНМЭСИ ЗАМАНЫ СҮЗҮЛМЭ ПРОСЕСИНИН ТЭЧРҮБИ ТЭДГИГИ

Мэгалэдэ үчкомпонентли лажы системдэ нефт-газ конденсатлы лаж модели үзрэ тэчрүбэлэр апарылмыш вэ бу јатагларын лаж тэзјигинин сахланмасы вэ түкэнмэ режимлэриндэ ишлэдилмэси заманы сүзүлмэ просеслэри өјрөнүлмишдир.

Ишлэнмэ просеслэринин өсөс көстөрчилэриини динамик характеристикасы алынмышдыр.

Yu. M. Gordeev

AN EXPERIMENTAL STUDY OF THE FILTRATION PROCESSES UPON DEVELOPMENT OF THE OIL-GAS-CONDENSATE POOLS

The experiments with a three-component reservoir system were conducted on the model of an oil-gas-condensate reservoir. The processes of filtration upon development of the oil-gas-condensate pool under depletion drive and with maintaining the reservoir pressure were studied. The dynamic characteristics of the major indices of the development processes were obtained.

УДК 622 276.1/4.004.58

М. А. ГАДЖИЕВ, З. Б. КУЛИЕВА

О РЕГУЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИХ ЧЕРЕЗ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ ОКНО ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Практика эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что во многих случаях они характеризуются многопластовостью. Встречающиеся в разрезе таких типов месторождений нефтяные пласты при этом могут отличаться друг от друга геометрическими размерами (мощностью и протяженностью), запасами нефти, характером неоднородности пластов и физико-химическими свойствами нефти.

При изучении вопроса о течении жидкости к эксплуатационным скважинам в многопластовой системе приходится учитывать возможные ее перетоки (через малопроницаемые перемычки и литологические окна) из одного горизонта в другой, что сильно осложняет теоретические исследования и математическое решение практически важных задач. Если учесть, что пласт в вертикальном разрезе состоит из нескольких пропластков, то для решения задачи об определении забойных давлений или дебитов скважин в продуктивных пластах приходится решать систему из нескольких уравнений пьезопроводности при различных начальных и граничных условиях. При этом, чем больше пропластков в разрезе, тем больше уравнений и, следовательно, тем сложнее получение точного аналитического решения. По этой причине при решении аналогичных задач часто приходится пользоваться приближенными методами.

Разработка многопластовых нефтяных залежей одновременно — раздельной эксплуатацией одной сеткой скважин — может привести к неравномерным обводнениям всей эффективной мощности, вследствие чего срок разработки каждого пласта будет различным и тем самым может оказать влияние на показатели разработки всего месторождения.

Для улучшения показателей разработки многопластовых залежей в некоторых случаях приравнивают оптимальные сроки разработки отдельных пластов месторождения в зависимости от заданного дебита или забойного давления в одном из разрабатываемых пластов.

Задачи о регулировании разработки и вопросы обводнения скважин в многопластовых изолированных, взаимосвязанных через слабопроницаемую перемычку и литологические окна круговых и полосообразных залежей при различных режимах фильтрации газа и нефти и различных граничных условиях рассмотрены в работах [1, 2].

В работе [3] рассматривались вопросы регулирования процесса стягивания контура нефтеносности и обводнения скважин как в изолированных, так и в сообщающихся между собой через литологические окна многопластовых залежах при упругом режиме. Условием регулирования принималось равенство оптимальных сроков разработки от-

дельных пластов месторождения в зависимости от заданного дебита скважины.

В данной статье рассматриваются вопросы регулирования разработки многопластовых круговых нефтяных месторождений с учетом влияния литологического окна при нестационарной фильтрации. Условие регулирования достигается путем минимизации объема перетока через «литологическое окно».

Известно, что в большинстве многопластовых нефтяных залежах заполняющая пористую среду нефть в отдельных пластах отличается по своим физико-химическим свойствам. При эксплуатации таких месторождений, в силу разности давлений в нижнем и в верхнем пластах, нефть может перетекать из одного пласта в другой, т. е. происходит смешивание различных видов нефтей (сернистая, смолистая, парафинистая, легкая, тяжелая, маловязкая и т. д.), что часто бывает нежелательно.

Круговое нефтяное месторождение, состоящее из двух пластов с разными геолого-физическими характеристиками, которые сообщаются между собой литологическим окном, разрабатывается двумя сетками круговых батарей эксплуатационных скважин при нестационарной фильтрации (рис. 1). При заданном дебите или забойном давлении в одном из пластов необходимо найти дебит или забойное давление скважин, работающих в другом пласте, при условии, что переток через литологическое окно минимальный или не происходит. Поставленная задача решается приближенно — методом осреднения.

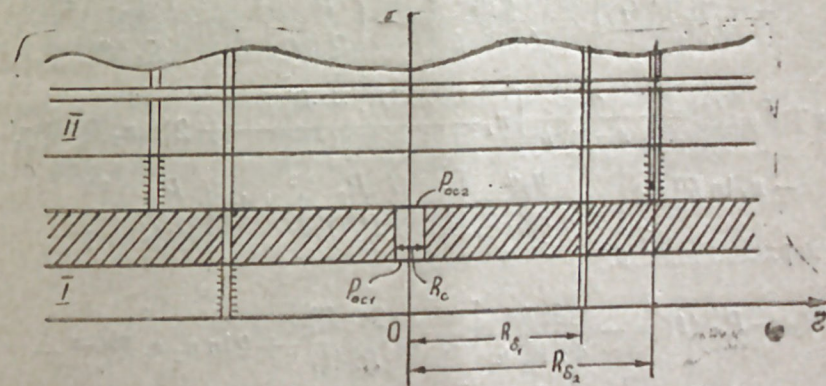


Рис. 1. Модель пласта.

Допустим, что начало координат помещено в центре литологического окна с радиусом R_c . Принимая литологическое окно за скважину, методом суперпозиции определяем поле давления в обоих пластах, которое имеет вид [4]:

$$P_1(r, \theta, t) = P_{01} + \frac{q_1 \mu}{4\pi k_1 h_1} \left[n_1 - \frac{n_1 (R_{01}^2 + r^2)}{K_1^2(t)} + \right. \\ \left. + \ln \frac{r^{2n_1} + R_{01}^{2n_1} - 2r^{n_1} R_{01}^{n_1} \cos n_1(\theta - \alpha)}{R_1^{2n_1}(t)} \right] \pm \frac{q_0 \mu}{4\pi K_1 h_1} \times$$

$$\times \left[1 - \frac{r^2}{R_1^2(t)} + \ln \left(\frac{r}{R_1(t)} \right)^2 \right] \quad (1)$$

$$R_1(t) R_{\delta_1} + \sqrt{8 \alpha_1 t}, \quad (2)$$

где $i=1,2$ (индекс 1 относится к нижнему пласту, а 2 — к верхнему); P_{0i} — первоначальное пластовое давление; $R_1(t)$ — радиус зоны возмущения; K_1 — коэффициент проницаемости; h_1 — мощность пласта; μ — вязкость жидкости; q_1 — дебит скважины; n_1 — число скважин; R_{δ_1} — радиус батарей скважин; α_1 — коэффициент проницаемости; q_0 — расход через литологическое окно; t — время.

Условие регулирования: $q_0=0$.

Предполагается, что задан дебит скважины, эксплуатирующей нижний пласт (q_1). Требуется определить значение дебита скважины (q_2), эксплуатирующей верхний пласт, при условии чтобы переток через литологическое окно был минимальным или не происходил.

Для этого сначала надо определить значение q_0 . Поэтому из выражения (1) при $\theta = \alpha$ и $\theta = \frac{\pi}{n}$ определяется разность давлений у скважин и у окна.

Для нижнего пласта:

$$P_{01} - P_{c1}(t) = - \frac{q_1 \mu}{4 \pi K_1 h_1} \left[n_1 - \frac{2n_1 R_{\delta_1}^2}{R_1^2(t)} + 2 \ln n_1 r_c R_{\delta_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1^2(t) \right] + \frac{q_0 \mu}{4 \pi K_1 h_1} \left[1 - \left(\frac{R_{\delta_1}}{R_1(t)} \right)^2 + \ln \left(\frac{R_{\delta_1}}{R_1(t)} \right)^2 \right] \quad (4)$$

$$P_{01} - P_{0c1}(t) = - \frac{q_1 \mu}{4 \pi K_1 h_1} \left[n_1 - \frac{n_1 (R_c^2 + R_{\delta_1}^2)}{R_1^2(t)} + 2 \ln n_1 R_c R_{\delta_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1^2(t) \right] + \frac{q_0 \mu}{4 \pi K_1 h_1} \left[1 - \left(\frac{R_c}{R_1(t)} \right)^2 + \ln \left(\frac{R_c}{R_1(t)} \right)^2 \right] \quad (5)$$

для верхнего пласта:

$$P_{02} - P_{c2}(t) = - \frac{q_2 \mu}{4 \pi K_2 h_2} \left[n_2 - \frac{2n_2 R_{\delta_2}^2}{R_2^2(t)} + 2 \ln n_2 r_c R_{\delta_2}^{n_2-1} - n_2 \ln R_2^2(t) \right] - \frac{q_0 \mu}{4 \pi K_2 h_2} \left[1 - \left(\frac{R_{\delta_2}}{R_2(t)} \right)^2 + \ln \left(\frac{R_{\delta_2}}{R_2(t)} \right)^2 \right] \quad (6)$$

$$P_{02} - P_{0c2}(t) = - \frac{q_2 \mu}{4 \pi K_2 h_2} \left[n_2 - \frac{n_2 (R_c^2 + R_{\delta_2}^2)}{R_2^2(t)} + 2 \ln n_2 R_c R_{\delta_2}^{n_2-1} - n_2 \ln R_2^2(t) \right] - \frac{q_0 \mu}{4 \pi K_2 h_2} \left[1 - \left(\frac{R_c}{R_2(t)} \right)^2 + \ln \left(\frac{R_c}{R_2(t)} \right)^2 \right] \quad (7)$$

Связь между давлениями $P_{0c2}(t)$ и $P_{0c1}(t)$ находится из соотношения:

$$q_0 = \frac{\pi K_0 R_c^2}{\mu h_0} [P_{0c1}(t) - P_{0c2}(t)], \quad (8)$$

где $P_{c1}(t)$ и $P_{c2}(t)$ — соответственно забойные давления скважин в нижнем и в верхнем пластах; $P_{0c1}(t)$ и $P_{0c2}(t)$ — соответственно давления у литологического окна в нижнем и в верхнем пластах; K_0 — проницаемость окна h_0 — мощность перемычки.

Подставляя найденное из (5) и (7) значение $[P_{0c1}(t) - P_{0c2}(t)]$ в (8), находим расход через литологическое окно:

$$q_0 = \frac{\pi K_0 R_c^2}{\mu h_0} \left\{ P_{01} - P_{02} + \frac{q_1 \mu}{4 \pi K_1 h_1} \left[n_1 - \frac{n_1 (R_c^2 - R_{\delta_1}^2)}{R_1^2(t)} + \frac{1}{K_1 h_1} \left[1 - \left(\frac{R_c}{R_1(t)} \right)^2 + \ln \left(\frac{R_c}{R_1(t)} \right)^2 \right] + 2 \ln n_1 R_c R_{\delta_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1^2(t) \right] - \frac{q_2 \mu}{4 \pi K_1 h_2} \left[n_2 - \frac{n_2 (R_c^2 + R_{\delta_2}^2)}{R_2^2(t)} + \frac{1}{K_2 h_2} \left[1 - \left(\frac{R_c}{R_2(t)} \right)^2 + \ln \left(\frac{R_c}{R_2(t)} \right)^2 \right] + 2 \ln n_2 R_c R_{\delta_2}^{n_2-1} - n_2 \ln R_2^2(t) \right] \right\} \quad (9)$$

Подставляя значение q_0 из (9) в (4) и (6), можно получить перепад давления у эксплуатационных скважин в верхнем и нижнем пластах.

Так как поставленная задача решена приближенным методом, влияние литологического окна на работу эксплуатационных скважин скажется с момента, когда $R_1(t) = R_{\delta_1}$. Это время определяется формулой (2).

Учет перетока из одного пласта в другой представляет интерес при решении практических задач для определения одного из основных показателей разработки — текущего коэффициента нефтеотдачи.

$$\eta_1 = \frac{n_1 \int_0^t q_1 dt + \int_{t_i}^t q_0(t) dt}{Q_{u_1}} \quad (10)$$

$$\eta_2 = \frac{n_2 \int_0^t q_2 dt - \int_{t_i}^t q_0(t) dt}{Q_{u_2}}, \quad (11)$$

где Q_{u_1} , Q_{u_2} — извлекаемый запас соответственно верхнего и нижнего пластов, $\int_{t_i}^t q_0(t) dt$ — объем перетока из одного пласта в другой, который вычисляется с учетом (9) одним из численных методов или графическим.

Используя условие регулирования (3), получим:

$$q_2 = \frac{\frac{4\pi K_2 h_2}{\mu} (P_{01} - P_{02}) + \frac{q_1 K_2 h_2}{K_1 h_1} \left[n_1 - \frac{n_1 (R_c^2 - R_{\delta_1}^2)}{R_1^2(t)} + \right.}{n_2 - \frac{n_2 (R_c^2 + R_{\delta_2}^2)}{R_2^2(t)} + 2 \ln n_2 R_c R_{\delta_2}^{n_2-1} - n_2 \ln R_2^2(t) + 2 \ln n_1 R_c R_{\delta_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1^2(t)} \quad (12)$$

Если первоначальное давление в нижнем и в верхнем пластах будет одинаковым, т. е. $P_{01} = P_{02}$, тогда (12) примет вид:

$$q_2 = q_1 \cdot \frac{K_2 h_2}{K_1 h_1} \cdot \frac{n_1 - \frac{n_1 (R_c^2 - R_{\delta_1}^2)}{R_1^2(t)} + 2 \ln n_1 R_c R_{\delta_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1^2(t)}{n_2 - \frac{n_2 (R_c^2 + R_{\delta_2}^2)}{R_2^2(t)} + 2 \ln n_2 R_c R_{\delta_2}^{n_2-1} - n_2 \ln R_2^2(t)} \quad (13)$$

При $K_1 = K_2$; $h_1 = h_2$; $n_1 = n_2$; $R_{\delta_1} = R_{\delta_2}$ и $x_1 = x_2$ получается, что $q_2 = q_1$.

В безразмерном виде формула (9) будет иметь вид:

$$\bar{q}_0 = \frac{\Delta \bar{P} + A_1(t) - a A_2(t)}{1 + b(B_1(t) + C B_2(t))} \quad (14)$$

где

$$\bar{q}_0 = \frac{4 K_1 h_1 q_0 h_0}{K_0 R_c^2 q_1}; \quad \Delta \bar{P} = \frac{4 \pi K_1 h_1 (P_{01} - P_{02})}{\mu q_1};$$

$$a = \frac{q_2}{q_1} C; \quad b = \frac{K_0 R_c^2}{4 K_1 h_1 h_0}; \quad C = \frac{K_1 h_1}{K_2 h_2};$$

$$A_1(t) = \left[n_1 - \frac{n_1 (R_c^2 - R_{\delta_1}^2)}{R_1^2(t)} + 2 \ln n_1 R_c R_{\delta_1}^{n_1-1} - n_1 \ln R_1^2(t) \right];$$

$$B_1(t) = \left[1 - \left(\frac{R_c}{R_1(t)} \right)^2 + \ln \left(\frac{R_c}{R_1(t)} \right)^2 \right];$$

$$A_2(t) = \left[n_2 - \frac{n_2 (R_c^2 + R_{\delta_2}^2)}{R_2^2(t)} + 2 \ln n_2 R_c R_{\delta_2}^{n_2-1} - n_2 \ln R_2^2(t) \right];$$

$$B_2(t) = \left[1 - \left(\frac{R_c}{R_2(t)} \right)^2 + \ln \left(\frac{R_c}{R_2(t)} \right)^2 \right].$$

При $q_0 = 0$ (условие регулирования) формула (12) будет в следующем виде:

$$\frac{q_2}{q_1} = \frac{\Delta \bar{P} + A_1(t)}{C \cdot A_2(t)} \quad (15)$$

Если $\Delta \bar{P} = 0$, то получим:

$$\frac{q_2}{q_1} = \frac{A_1(t)}{C \cdot A_2(t)} \quad (16)$$

А при $K_1 = K_2$; $h_1 = h_2$; $n_1 = n_2$; $R_{\delta_1} = R_{\delta_2}$ и $x_1 = x_2$ получается, что $q_2/q_1 = 1$ (17)

По полученным формулам проведены расчеты при следующих данных:

$n_1 = 1$; $n_2 = 8$; $h_1 = h_2 = h = R_c = 10$ м; $K_1 = K_2$; $R_{\delta_1} = 200$ м; $R_{\delta_2} = 300$ м; $x_2 = 2 x_1 = 2$ м²/сек.

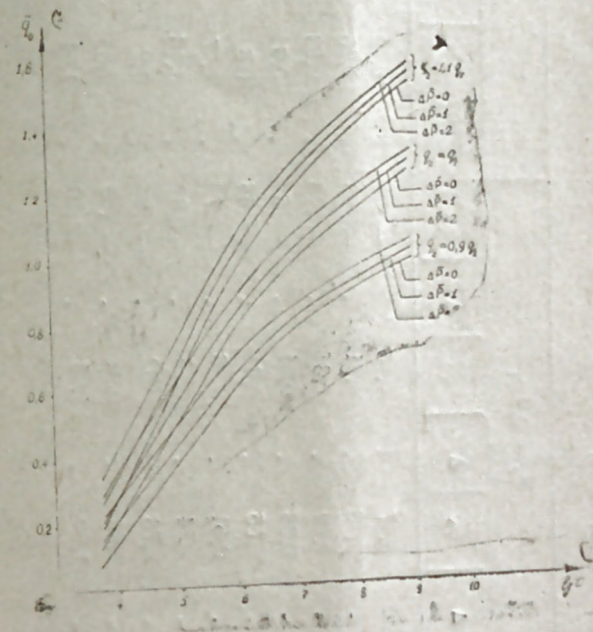


Рис. 2. Изменение во времени соотношения дебитов верхнего и нижнего пластов при равенстве их физико-геологических и технико-технологических показателей.

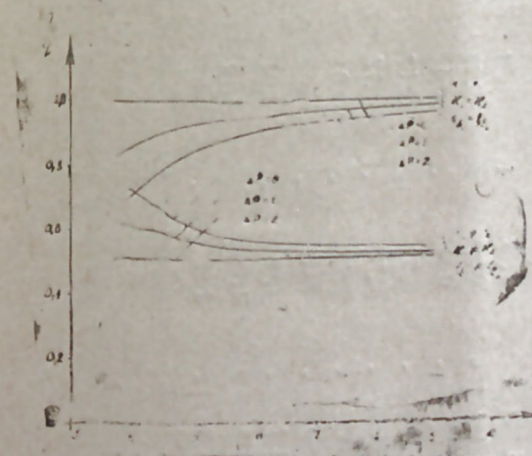


Рис. 3. Изменение во времени соотношения дебитов верхнего и нижнего пластов при неравенстве их физико-геологических и технико-технологических показателей.

Таблица 1

t	$q_2 = q_1$				$q_2 = 0,9 q_1$				$q_2 = 1,1 q_1$									
	$\overline{\Delta P}$	$\overline{q_0}$	$\overline{\Delta P}$	$\overline{q_0}$	$\overline{\Delta P}$	$\overline{q_0}$	$\overline{\Delta P}$	$\overline{q_0}$	$\overline{\Delta P}$	$\overline{q_0}$	$\overline{\Delta P}$	$\overline{q_0}$						
	0,5 · 10 ⁴	0	0,13	1	0,21	2	0,29	0	0,07	1	0,15	2	-0,23	0	0,19	1	0,27	2
1 · 10 ⁴	"	0,20	"	0,28	"	0,5	"	0,13	"	0,21	"	-0,28	"	0,25	"	0,35	"	0,43
0,5 · 10 ⁵	"	0,41	"	0,48	"	0,54	"	0,20	"	0,37	"	-0,43	"	0,53	"	0,59	"	0,66
1 · 10 ⁵	"	0,51	"	0,57	"	0,63	"	0,38	"	0,44	"	-0,5	"	0,64	"	0,70	"	0,76
0,5 · 10 ⁶	"	0,72	"	0,77	"	0,83	"	0,55	"	0,61	"	-0,66	"	0,80	"	0,84	"	0,10
1 · 10 ⁶	"	0,79	"	0,84	"	0,89	"	0,61	"	0,66	"	-0,71	"	0,7	"	0,02	"	0,07
0,5 · 10 ⁷	"	0,95	"	0,99	"	1,03	"	0,74	"	0,78	"	-0,82	"	1,16	"	1,20	"	1,24
1 · 10 ⁷	"	1,8	"	1,04	"	1,8	"	0,78	"	0,82	"	-0,86	"	1,22	"	1,26	"	1,30
0,5 · 10 ⁸	"	1,12	"	1,15	"	1,19	"	0,88	"	0,91	"	-0,95	"	1,36	"	1,39	"	1,43
1 · 10 ⁹	"	1,27	"	1,30	"	1,33	"	1,00	"	1,03	"	-1,06	"	1,54	"	1,57	"	1,60

Таблица 2

t	$\overline{q_0} = 0$													
	$n_2 = 2n; \alpha_2 = 2 \alpha_1; R \delta_2 = 1,5 R \delta_1$						$n_1 = n_2; \alpha_1 = \alpha_2; R \delta_1 = R \delta_2$							
	$\overline{\Delta P}$	q_2/q_1	ΔP_c	$\overline{\Delta P}$	q_2/q_1	ΔP_c	$\overline{\Delta P}$	q_2/q_1	ΔP_c	$\overline{\Delta P}$	q_2/q_1	ΔP_c		
0,5 · 10 ⁴	0	0,78	1,49	1	0,64	1,23	2	1,5	0,97	1	1	0,3	2	0,55
1 · 10 ⁴	"	0,72	1,40	"	0,62	1,20	"	0,51	1,00	"	"	0,6	"	0,71
0,5 · 10 ⁵	"	0,83	1,25	"	0,57	1,14	"	0,51	1,02	"	"	0,91	"	0,82
1 · 10 ⁵	"	0,61	1,21	"	0,56	1,12	"	0,51	1,02	"	"	0,92	"	0,85
0,5 · 10 ⁶	"	0,57	1,15	"	0,54	1,09	"	0,51	1,02	"	"	0,5	"	0,9
0,1 · 10 ⁶	"	0,56	1,13	"	0,54	1,07	"	0,51	1,02	"	"	0,95	"	0,90
0,5 · 10 ⁷	"	0,55	1,10	"	0,53	1,06	"	0,51	1,02	"	"	0,6	"	0,93
1 · 10 ⁷	"	0,54	1,09	"	0,52	1,03	"	0,51	1,02	"	"	0,97	"	0,93
0,5 · 10 ⁸	"	0,54	1,07	"	0,52	1,04	"	0,50	1,01	"	"	0,97	"	0,94
1 · 10 ⁹	"	0,53	1,05	"	0,51	1,03	"	0,50	1,01	"	"	0,98	"	0,95

Результаты вычислений по формулам (2), (14) и (15) приводятся в табл. 1 и 2 и в виде графиков (рис. 2, 3). Расчетным путем показано изменение во времени перетока через литологическое окно в зависимости от соотношения q_2/q_1 и перепада давления ΔP . Установлено, что с увеличением значений q_2/q_1 и ΔP расход q_0 увеличивается, причем это увеличение тем больше, чем больше соотношение дебитов.

Влияние ΔP на изменение q_0 чувствительно при малых значениях t . С течением же времени в виду того, что процесс становится стационарным, это влияние ослабевает и при больших значениях становится незначительным. Так, при $q_2=q_1$ с увеличением значения ΔP в два раза максимальная разница между значениями q_0 соответствует началу процесса и составляет 0,08, тогда как в конце его (при $t=1 \cdot 10^9$ сек) эта разница уменьшается до 0,03.

Используя условие регулирования (3), были проведены расчеты по определению изменения во времени соотношения дебитов верхнего и нижнего пластов при равенстве и неравенстве физико-геологических и технико-технологических показателей в них для различных значений перепада давления. Результаты расчетов представлены в виде кривых (рис. 3). Анализ их показывает, что в случае равенства физико-геологических и технико-технологических показателей отношение q_2/q_1 с течением времени увеличивается для всех рассмотренных значений ΔP . В начальный период значения q_2/q_1 для различных ΔP значительно отличаются друг от друга, а с течением времени кривые выпрямляются и по значению приближаются к случаю $\Delta P = 0$, при котором, как и следовало ожидать, отношение дебитов постоянно и равно единице.

Во втором случае, т. е. при неравенстве указанных показателей, отношение q_2/q_1 с течением времени уменьшается и постоянное свое значение, равное 0,5, получает при $\Delta P = 2$.

Нами также вычислены значения забойных давлений $\Delta P_c = \frac{P_{c2} - P_{02}}{P_{c1} - P_{01}}$ при неравенстве физико-геологических и технико-технологических показателей (табл. 2). В случае равенства этих показателей значения забойных давлений совпадают со значениями отношения q_2/q_1 .

Литература

1. Абасов М. Т., Кулиев А. М. Методы гидродинамических расчетов разработки многопластовых месторождений нефти и газа. Баку, Элм, 1976.
2. Абасов М. Т., Гаджиев М. А., Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д., Эфендиев Р. М. Вопросы обводнения скважин в многопластовых месторождениях. Баку, Элм, 1980.
3. Джалилов К. Н., Гаджиев М. А. О процессе обводнения скважин в круговых многопластовых залежах при нестационарном режиме. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1977, № 1.
4. Гаджиев М. А. О нестационарной фильтрации жидкости с учетом взаимодействия горизонтов через литологическое окно. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1975, № 1.

М. А. Гаджиев, З. В. Гулиева

ЛИТОЛОЖИ ПӘНЧӘРӘ ИЛӘ ӘЛАГӘЛӘНМИШ ЛАЈЛАРДА ГӘРАРЛАШМАМЫШ СҮЗҮЛМӘ ЫАЛЫ ҮЧҮН ЧОХЛАЈЛЫ НЕФТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ИШЛӘНМӘСИНН ТӘНЗИМИ

Мәгаләдә литоложи пәнчәрәнин тәсирини нәзәрә алараг, даирәви чохлајлы нефт јатагларынын ишләнмәсинин тәнзимедилмә мәсәләсинә бахылыр. Тәнзимедилмә шәрти литоложи пәнчәрәдән ахын һәчминини минимума чатдырылмасы илә өдәнилир.

Һесабат јолу илә литоложи пәнчәрәдән ахыннын ашағи вә јухары лајын иетисмар гујуларынын дебитләр исебәтиндән вә лајлардакы тәзјиг дүшкүсүндән асылы олараг, замана көрә дәјишилмәси кәстәрилмишидир.

M. A. Gadgiev, Z. B. Kulieva

ON THE REGULATION OF MULTI-BEDDED OIL FIELDS RESEARCH WITH THE ACCOUNT OF THEIR INTERACTION THROUGH LITHOLOGICAL WINDOW AT NON-STATIONARY FILTRATION

The article observes the questions of regulation of the research of multi-bedded oil fields of circular shapes with the account of the lithological window influence at the non-stationary filtration. The condition of the regulation is achieved by the way of minimizing of the flow volume through the lithological window depending on the relation of the production of wells which exploit accordingly the low and upper reservoir and pressure drop at the productive wells in these reservoirs.

УДК 622.279.031

З. Я. АБАСОВ, М. А. АБАСОВА, Г. К. ГРИБУНИНА

**АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ
 В РАБОТАЮЩИХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
 СКВАЖИНАХ**

Газовые и газоконденсатные скважины имеют, как правило, два ряда труб, отбор продукции осуществляется по двум каналам (рис. 1), а дебит определяется в целом для скважины. Это одно из обстоятельств, осложняющих расчет забойного давления. Другим обстоятельством является отсутствие надежной методики расчета давлений в скважинах, особенно, глубоких и высокодебитных.

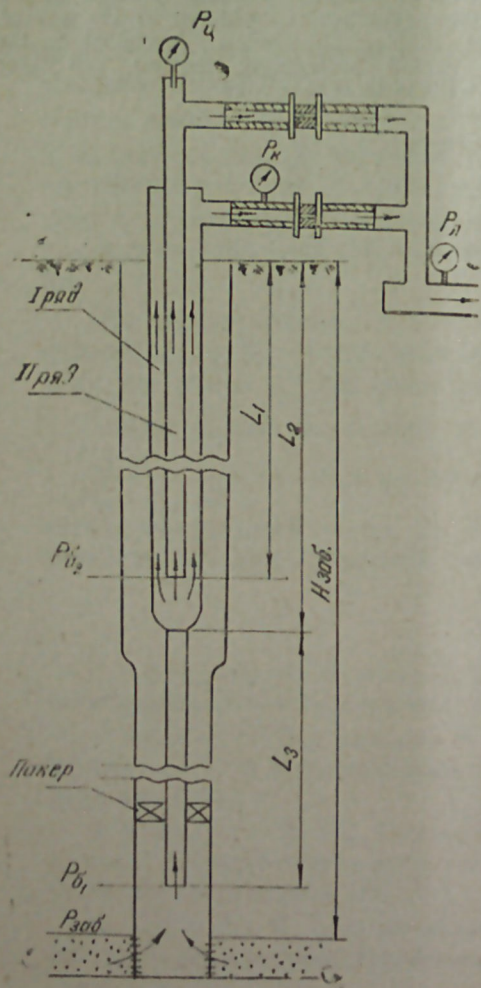


Рис. 1. К расчету забойного давления в скважине.

В настоящей работе впервые дается алгоритм расчета забойного давления в работающих газовых и газоконденсатных скважинах с любой конструкцией лифта, представляющий собой законченную методику по этому вопросу.

Как показывают расчеты [1], при отображении термодинамических свойств газоконденсатной смеси эквивалентными значениями молекулярной массы и критических параметров, алгоритм может быть с успехом применен и к газоконденсатным скважинам.

В случае отсутствия исходной информации о отдельных дебитах их можно вычислить по нашим формулам:

$$a = \left(\frac{d_{ц}}{d_{к}}\right)^2 \sqrt{\frac{(P_{ц} - P_{л}) \left(1 - \frac{P_{л}}{P_{к}} \frac{Z_{к}}{Z_{л}} \frac{d_{к}^2}{d_{л}^2}\right)}{(P_{к} - P_{л}) \left(1 - \frac{P_{л}}{P_{ц}} \frac{Z_{л}}{Z_{л}} \frac{d_{л}^2}{d_{л}^2}\right)}}, \quad (1)$$

$$Q_{к} = \frac{Q_0}{1 + a}, \quad Q_{л} = a \cdot Q_{к},$$

где: $d_{л}, d_{к}, d_{ц}$ — внутренние диаметры выкида и штуцеров (здесь и далее индексы $к$ и $ц$ характеризуют параметры кольца и центра);
 $P_{л}, P_{к}, P_{ц}$ — давление на выкидной линии и перед штуцерами;
 $Z_{л}, Z_{к}, Z_{ц}$ — коэффициенты сжимаемости для условий устьевой температуры и вышеуказанных давлений;

Q_0 — общий дебит газа, приведенный к нормальным условиям; в случае газоконденсатной скважины дебит газа и конденсата пересчитывается в значение Q_0 по [1].

Алгоритм расчета забойного давления основан на применении рекуррентного соотношения [2]:

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

$$A_1 = 2.3589 \cdot 10^{-3} M; \quad A_2 = 0.3042 \frac{MQ^2}{d^4};$$

$$\Delta T = T_{n+1} - T_n,$$

где: M — молекулярная масса газа или газоконденсатной смеси;
 d, Q — внутренний диаметр и объемный расход газа на участке лифта длиной Δx ;

$P_n, T_n, Z_n = Z(P_n, T_n)$ — давление, температура и коэффициент сжимается газа в верхнем сечении рассматриваемого участка лифта;

P_{n+1}, T_{n+1} — давление и температура в нижнем сечении участка лифта.

Расчет забойного давления после распределения дебитов по (1) ведется итерационно для второго ряда труб и для нижней ступени первого ряда труб. На уровне башмаков этих рядов по нашим формулам учитывается местное повышение давления. На участке между башмаком второго ряда и трубным переводником первого ряда из-за неболь-

шой его протяженности расчет производится одним шагом. Расширение потока у трубного переводника, как показали наши исследования, не приводит к местному повышению давления. Если участок от башмака

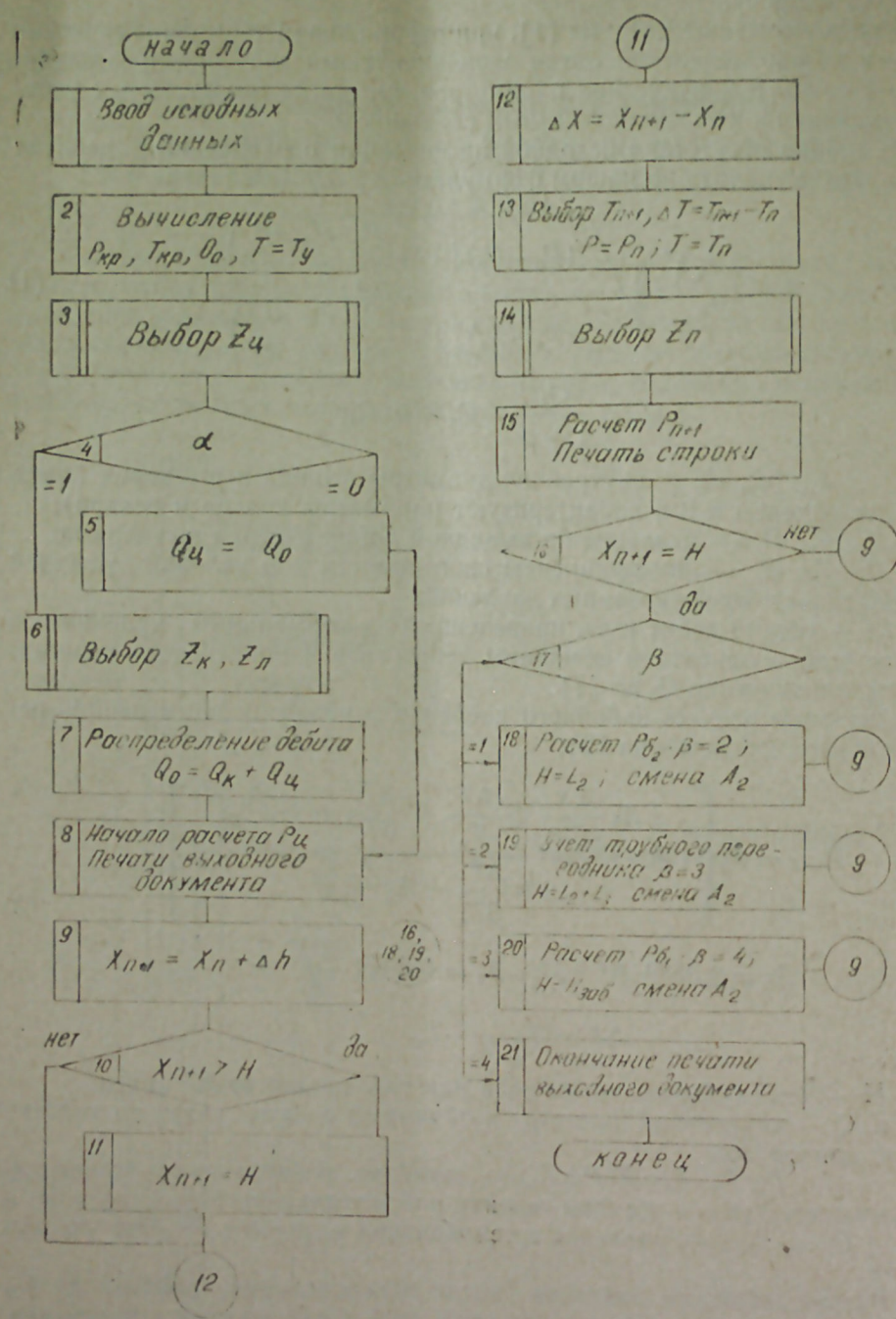


Рис. 2. Блок-схема алгоритма расчета забойного давления в работающих газовых и газоконденсатных скважинах.

первого ряда до забоя скважины очень большой, то здесь также применяется итерация, иначе после учета местного сопротивления забойное давление рассчитывается одним шагом.

Таким образом, расчет забойного давления газовых и газоконденсатных скважин является многоэтапным процессом, вследствие чего рекомендуется выполнять его на ЭВМ.

Описание блок-схемы (рис. 2).

1. Ввод исходных данных:

$P_{ш}, P_{к}, P_{л}, d_{ш}, d_{к}, d_{л}$ — см. выше;

$H_{заб}, L_1, L_2, L_3$ — см. рис. 1;

$d_{з}, d_1^*, d_1^*, d_2, D_2$ — внутренние диаметры эксплуатационной колонны, первой (верхней) и второй ступени первого ряда труб, второго ряда труб и внешний диаметр второго ряда труб;

$Q_{г}, Q_{к}$ — дебит газа и конденсата;

$M_{г}, M_{к}, \rho_{к}$ — молекулярная масса газа, конденсата и плотность конденсата;

$\{C_i\}$ — компонентный состав газа до C_{5+} включительно в мольных долях;

$Z = Z(P_{пр}, T_{пр})$ — таблица коэффициентов сжимаемости природных газов;

$T = T(H)$ — таблица замеров температуры по стволу скважины, включая устьевую температуру;

Δh — номинальный шаг итерации;

$\alpha = \{0, 1\}$ — признак отсутствия отбора через кольцевое пространство

2. Вычисление общего дебита газоконденсатной смеси

$$Q_0 = \frac{24,06 Q_{к}}{M_{к}} + Q_{г}$$

и критических параметров:

$$P_{кр} = \left[\sum_{i=1}^4 C_i P_{кр_i} + C_{5+} (4,6936 - 0,0188 M_{к}) \right] \cdot \frac{1}{0,0980665};$$

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^4 C_i T_{кр_i} + C_{5+} (291,3897 + 2,3819 M_{к}),$$

где: $\{P_{кр_i}, T_{кр_i}\}$ — таблица критических параметров индивидуальных углеводородов, включенная в состав программы.

3. Выбор из таблицы коэффициента сжимаемости газа $Z_{ш}$ для устьевых условий второго ряда или интерполяция его значения по аналогии с алгоритмом [3].

4. Проверка необходимости распределить общий дебит на два потока. В случае $\alpha = 0$ в блоке 5 присвоение общего дебита центру и переход на блок 8.

5. Выбор или интерполяция коэффициентов сжимаемости для устьевых условий кольца ($Z_{к}$) и выкидной линии ($Z_{л}$).

6. Распределение общего дебита по формулам (1).

7. Подготовка итерационного расчета давления по параметрам второго ряда: $x_n = 0$; $P_n = P_{in}$; $T_n = T_y + 273,16$; $H = L_1$; $\beta = 1$. Печать шапки выходного документа с графами x , P , T (глубина, давление, температура).

Вычисление:

$$\Gamma = \frac{Q_r \cdot \rho_k}{10^3 \cdot Q_k}; \quad M = \frac{\Gamma M_r + 24,06 \rho_k}{\Gamma + \frac{24,06 \rho_k}{M_k}}$$

$$A_1 = 2,3589 \cdot 10^{-3} \cdot M; \quad A_2 = 0,3042 \frac{MQ_n^2}{d_2^4}$$

8. Приращение вертикальной координаты.

9. Проверка перехода одной из границ смены диаметра лифта. Если да, то выравнивание шага итерации по этой границе в блоке II.

10. Вычисление фактического шага итерации.

11. Выбор значения T_{n+1} из входной таблицы или его линейная интерполяция по ближайшим данным. Расчет разности температур на шаге итерации. Подготовка выбора величины $Z_n = Z(P_n, T_n)$.

12. Выбор или интерполяция значения Z_n .

13. Расчет давления P_{n+1} по формуле (2). Печать строки выходного документа: $x = x_{n+1}$, P , $T = T_{n+1} - 273,16$.

14. Проверка границы смены диаметра лифта. Если нет, то переход на блок 9 (следующий шаг итерации).

15. Проверка номера границы и переход в соответствии с номером.

16. Уровень башмака второго ряда труб (рис. 1). Выбор значения $Z = Z(P_{n+1}, T_{n+1})$. Вычисление башмачного давления по нашей формуле:

$$P_{02} = B + \sqrt{B^2 - \frac{C}{d^2}}$$

где

$$B = \frac{C}{2d_c^2 P_{n+1}} + \frac{P_{n+1}}{2}; \quad C = \frac{Q_0^2 MTZ_{n+1}}{3,08 d_c^2};$$

$$d = \sqrt{\frac{\pi}{4} d_1^2}; \quad d_c = \sqrt{\frac{\pi}{4} \sqrt{(d_1^2 + d_2^2 - D_2^2)}}$$

В случае отбора продукции только по центру для проходных сечений имеем:

$$d = \sqrt{\frac{\pi}{4} d_1^2}; \quad d_c = \sqrt{\frac{\pi}{4} d_2^2}$$

Печать значения P_{02} . Подготовка учетных данных следующего участка лифта:

$$\beta = 2; \quad H = L_2; \quad A_2 = 0,3042 \frac{MQ_0^2}{d_1^4}$$

Переход на блок 9.

17. Уровень трубного переводника первого ряда труб. Подготовка учетных данных следующего участка лифта:

$$\beta = 3; \quad H = L_2 + L_3; \quad A_2 = 0,3042 \frac{MQ_0^2}{d_1^4}$$

Переход на блок 9.

18. Уровень башмака первого ряда труб. Выбор значения $Z = Z(P_{n+1}, T_{n+1})$. Вычисление башмачного давления. Формулы для P_{01} , B , и C такие же, как в пункте 18, значения диаметров

$$d = \sqrt{\frac{\pi}{4} d_3^2}; \quad d_c = \sqrt{\frac{\pi}{4} d_1^2}$$

Печать значения P_{01} . Подготовка учетных данных расчета давления для потока в эксплуатационной колонне:

$$\beta = 4; \quad H = H_{заб.}; \quad A_2 = 0,3042 \frac{MQ_0^2}{d_3^4}$$

Переход на блок 9.

19. Уровень забоя. Окончание печати выходного документа.

Во всех приведенных выше формулах размерность исходных данных принята в обычных единицах для промысловых измерений.

По описанному алгоритму были выполнены расчеты забойного давления для ряда скважин месторождения Бахар. Дуванный-море — Сангачалы-море — о. Булла, Булла-море. Следует отметить, что в отличие от методик, основанных на применении уравнения Бернулли [4], описанный алгоритм обеспечивается всеми необходимыми исходными данными в условиях НГДУ, может реализоваться на любых технических средствах вычисления и обеспечивает высокую точность расчетов, ранее недостижимую для глубоких и высокодебитных газовых и газоконденсатных скважин.

Литература

1. Аббасов З. Я. Методические указания по определению забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах по статистическому давлению на устье. Баку, Элм, 1981.
2. Аббасов З. Я. Определение забойного давления в работающей газовой скважине. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1982, № 3.
3. Аббасов З. Я., Абасова М. А. Алгоритм расчета статистического давления в газовых и газоконденсатных скважинах. АНХ, 1981, № 10.
4. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М., Недра, 1980.

З. Я. Аббасов, М. А. Абасов, Г. К. Гривунина

ИШЛЭЖЭН ГАЗ ВЭ ГАЗ-КОНДЕНСАТ ГУЖУСУНДА
ГУЖУДИБИ ТЭЗЖИГИНИН ЁСАБЛАНМАСЫ АЛГОРИТМИ

Мэгалэдэ газ вэ газ-конденсат гужусунда тэзжиглэрин ёсабланмасы үзрэ эввэллэр апарылан тэдгигатлар жекулашдырылыр. Конкрет гууда ёсабат апармаг үчүн, жох-ланыммыш алгоритм вэ блок-схем таклиф олунур.

Z. Ya. Abbasov, M. A. Abasova, G. K. Gribunina

ALGORITHM OF BOTTOM PRESSURE
CALCULATION IN THE PRODUCING GAS
AND GAS CONDENSATE WELLS

The article summarizes the received before results of the calculation of pressure in gas and gas condensate wells as a kind of methods. The authors suggest the algorithm, tested on the computer and the appropriate block-diagram for the performing of calculation for the concretely given well.

АЗЭРБАЙЖАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ
Жер елмлэри серијасы, 1983, №1
ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1983, № 1

Д. Ш. ВЕЗИРОВ, А. М. КАСУМОВ, Ш. Ф. ГУСЕЙНОВА

ВЛИЯНИЕ ЗОНАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ
НА НЕФТЕОТДАЧУ ПЛАСТА ПРИ ПЛОЩАДНОМ
ЗАВОДНЕНИИ

Исследования последних лет показывают, что при разработке зонально-неоднородных пластов водонефтяной контакт перемещается крайне неравномерно [1—3]. Такое продвижение фронта вытеснения приводит к заметному уменьшению текущей нефтеотдачи пласта и к резкому увеличению обводненности добываемой продукции.

Учитывая изложенное, экспериментально исследовано влияние зональной неоднородности на коэффициент нефтеотдачи при закачке воды в пласт. Опыты проведены на модели, изготовленной из органического стекла и представляющей собой элемент пласта с пятиточечной системой расстановки скважин. Нагнетание воды осуществлялось через центральную скважину, а отбор продукции производился четырьмя скважинами, расположенными вокруг нагнетательной. Опыты проводились при комнатной температуре (20°C) и перепаде давления 0,02 МПа. В качестве углеводородной жидкости использована нефть месторождения Грязевая Сопка, обладающая вязкопластичными свойствами при нормальных условиях. Вытесняющим агентом служила пресная вода.

Первые два опыта проведены на однородной пористой среде с проницаемостью соответственно 5,0 и 0,5 мкм². Третий опыт проведен на неоднородной пористой среде, состоящей из двух более (5,0 мкм²) и менее (0,5 мкм²), проницаемых участков, расположенных по схеме (рис. 1). Результаты опытов приведены на рис. 2, где даны сравнительные кривые зависимости коэффициента нефтеотдачи от объема закачиваемой воды. Из рис. 2 видно, что наибольшая конечная нефтеотдача соответствует значению проницаемости 5,0 мкм² (кривая 1). В этом случае коэффициент безводной нефтеотдачи равняется 29,1, а конечный — 68,7%. Наименьшая конечная нефтеотдача получается при проницаемости пористой среды 0,5 мкм² (кривая 3). Здесь коэффициент безводной нефтеотдачи составляет 36,8, а конечный — 59,8%. Уменьшение проницаемости пористой среды с 5,0 до 0,5 мкм² приводит к снижению конечного коэффициента нефтеотдачи на 9%. Но коэффициент безводной нефтеотдачи на 7,70% выше при низкой проницаемости.

Визуальное наблюдение за ходом опытов показало, что когда модель однородного пласта имеет проницаемость 5,0 мкм², вытеснение нефти водой носит неустойчивый характер, закачиваемая вода внедряется в пористую среду в виде языков, оставляя обойденными целики нефти.

При проницаемости пористой среды 0,5 мкм² наблюдается устойчивое продвижение фронта вытеснения до определенного расстояния и достижения в связи с этим довольно высокой безводной нефтеотдачи.

Видимо, в первом случае проявляется микroneоднородность пористой среды. При постоянном перепаде давления прорыв рабочего агента в высокопроницаемой модели происходит раньше.

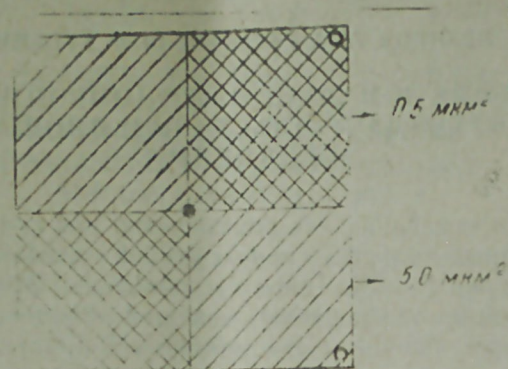


Рис. 1.

Как видно из рис. 2, а, кривая 2, полученная для неоднородной пористой среды, отличается от кривых 1 и 3. Несмотря на то, что на неоднородной пористой среде получается наименьшая безводная нефтеотдача (25%), в водном периоде темп роста нефтеотдачи по этой кривой резко растет и она пересекается с кривой 3. Конечный коэффициент нефтеотдачи для неоднородной пористой среды получается на 4,4% ниже показателя однородной пористой среды с проницаемостью 5,0 мкм² и на 4,5% больше показателя модели с проницаемостью 0,5 мкм².

Наблюдение за опытами показало, что закачиваемая вода быстрее прорывается к тем скважинам, которые расположены в высокопроницаемых зонах. В связи с этим охват заводнением высокопроницаемой зоны происходит быстрее, чем малопроницаемой.

На рис. 2, б приводятся результаты, полученные для одной скважины как на однородной, так и неоднородной пористой среде. Кривые 2 и 3 построены по данным опытов на однородной пористой среде с проницаемостью соответственно 5,0 и 0,5 мкм². Кривая 1 (неоднородная среда), когда скважина находилась в высокопроницаемой зоне (5,0 мкм²), кривая 4 (также неоднородная среда), когда скважина находилась в малопроницаемой зоне (0,5 мкм²).

Из рис. 2, б видно, что при закачке в неоднородный пласт воды, в отличие от однородного случая, нефтеотдача малопроницаемой зоны уменьшается, а высокопроницаемой зоны увеличивается. Так, если конечный коэффициент нефтеотдачи однородной пористой среды с проницаемостью 0,5 мкм² составляет примерно 60%, то когда скважина находится в зоне с такой же проницаемостью, однако в неоднородной пористой среде, нефтеотдача этой зоны равняется 53,5%, т. е. на 6,5% меньше. Иная картина наблюдается при значении проницаемости 5,0 мкм². В этом случае нефтеотдача однородной пористой среды составляет 68,7%, а при нахождении этой скважины на участке с проницаемостью 5,0 мкм² в неоднородной пористой среде нефтеотдача высокопроницаемой зоны составляет 74%, т. е. на 5% выше. Это говорит о том,

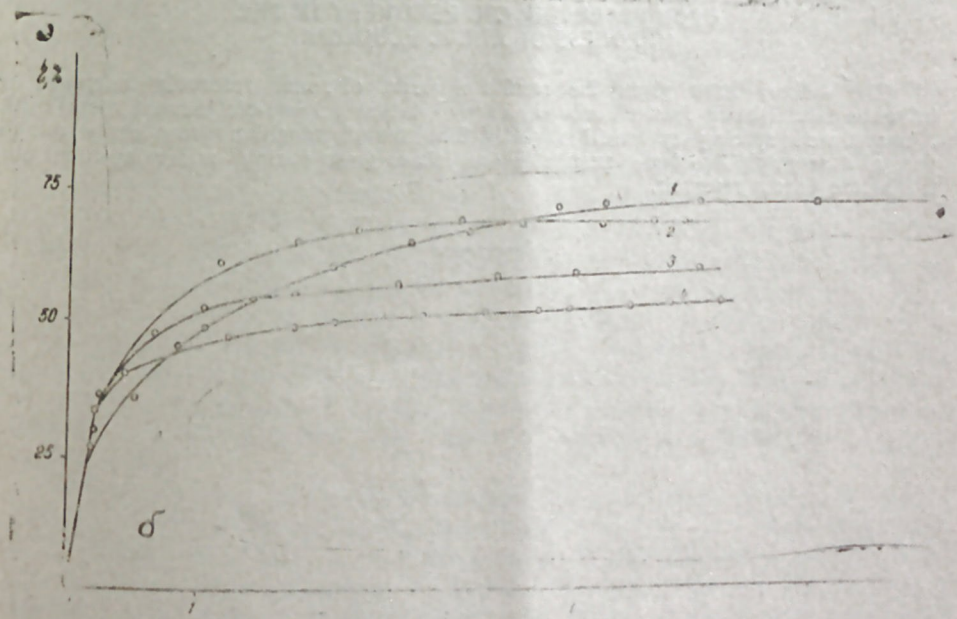
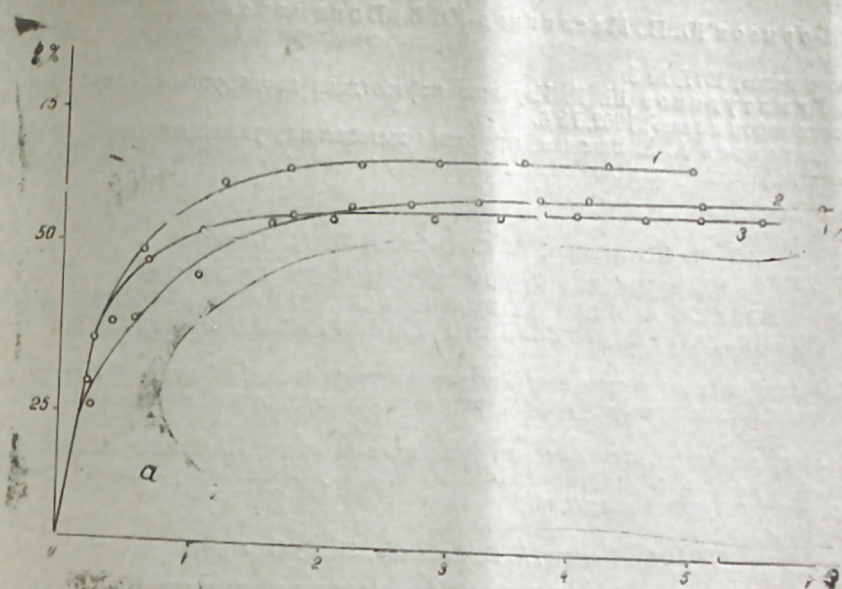


Рис. 2.

что при заводнении неоднородного пласта рабочий агент, быстро продвигаясь по более проницаемому участку. Вследствие этого имеют место перетоки нефти из менее проницаемого участка в более проницаемый.

Таким образом, исследования показывают, что в зонально-неоднородном пласте при вытеснении нефти водой имеются перетоки из менее проницаемого участка в более проницаемый, что подтверждается получением дополнительной нефти и в скважинах, расположенных в более проницаемых участках.

Литература

1. Борисов Ю. П., Масляицев Ю. В., Понамарев А. Г., Суслов В. А. Размещение нагнетательных скважин в зонально-неоднородных пластах. «Нефтепромысловое дело», 1977, № 5.
2. Гиматудинов Ш. К. Изучение нефтеотдачи неоднородных пористых сред. «Геология нефти и газа», 1962, № 8.
3. Евгенийев А. Е. Влияние скорости вытеснения углеводородной жидкости водой на нефтеотдачу неоднородных песчаников. «Изв. вузов», Нефть и газ, 1961, № 11.

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

ЛАЈДАКЫ ТЭРПЭНИШ СҮР'ЭТИНДЭ ПОЛИМЕР МЭҢЛУЛЛАРЫНЫН РЕОЛОЖИ ХАРАКТЕРИСТИКАСЫНА ТЕМПЕРАТУРУН ТЭСИРИНИН ЭКСПЕРИМЕНТАЛ ТЭДГИГИ

Мәгаләдә лајдакы тәрпәниш сүр'әтиндә полиакриламид мәһлулларынын реоложи характеристикасына температурун тәсиринин экспериментал нәтичәләри көстәрилмишдир.

Апарылан тәдгигат нәтичәсиндә мүәјјән едилмишдир ки, ПАА мәһлуллары лајдакы тәрпәниш сүр'әтиндә гејри-нүтон хәссәсинә малик олуб, онларын реоложи характеристикасы температурудан асылдыр.

D. Sh. Vezirov, A. M. Kasimov, Sh. F. Guseinova

THE INFLUENCE OF ZONAL HETEROGENEITY UPON RESERVOIR OIL RECOVERY IN THE PROCESS OF AREAL FLOODING

The authors have given the results of tests of zonal reservoir heterogeneity influence investigation upon oil recovery carried out at a reservoir element model with five spot well spacing system. It is stated that the oil transition from less permeable part of a reservoir into more permeable one takes place during water injection into this heterogeneous reservoir.

АЗЭРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ
Јер елмләри серијасы, 1983, №1
ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1983, № 1

УДК 553.981.982.622.276. 1/4:55

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, Р. Д. ДЖЕВАНШИР, Р. Ю. АЛИЯРОВ

ПРОБЛЕМА ИЗУЧЕНИЯ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ГЕОФЛЮИДАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ В СВЯЗИ С ПОИСКАМИ, РАЗВЕДКОЙ И РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Проблема изучения аномально высоких геофлюидальных давлений (АВПД) в настоящее время представляет собою разветвленное научное направление. Если представить проблему изучения АВПД в виде мысленной или абстрактно-логической системы, то основными элементами этой системы будут представления о природе АВПД, методах изучения и путях реализации практических результатов. Графически соотношение элементов системы АВПД представлено на рис. 1. Различные методы изучения АВПД могут быть объединены в автоматизированную систему определения АВПД (АСО АВПД) на базе современных методов алгоритмизации и программирования.

Наиболее распространенной гипотезой о природе АВПД является литостатическая, основанная на процессах гравитационно-фильтрационного уплотнения осадочных пород, главным образом глин. Из методов изучения АВПД, дающих наиболее обоснованные результаты, следует выделить данные бурения и промысловой геофизики. Весьма перспективным направлением является математическое моделирование, которое помимо самостоятельного познавательного значения может служить основой для разработки АСО АВПД. Областью применения результатов изучения АВПД в настоящее время является преимущественно бурение нефтяных и газовых скважин. Однако не меньшее значение имеют эти исследования при подсчете запасов и разработке залежей нефти и газа.

Проблеме изучения АВПД посвящена достаточно обширная литература. Обобщающими являются работы Б. А. Тхостова, М. К. Калинин, В. С. Мелик-Пашаева, К. А. Аникиева, В. М. Добрынина и В. А. Серебрякова, Б. Л. Александрова, У. Фертля. В этих работах рассмотрены многие из элементов проблемы изучения АВПД. В последние годы значительные исследования выполнены в Азербайджане и Туркмении, поскольку Южно-Каспийская впадина и прилегающие с востока и запада территории являются классическим регионом развития АВПД. Следует отметить работы Е. П. Акентьева, А. И. Алиева, Г. А. Бабаляна, Э. Н. Дергунова, Р. Р. Джафарова, А. Г. Дурмишьяна, Н. Ю. Халилова и др. Эти работы выполнялись в основном во ВНИПИГазе, ЮжВНИИГеофизике, АзНИПИнефти, тресте «Азнефтегеофизика», ТуркменНИПИнефти и других научных и производственных организациях. Значительные исследования, начиная с 1974 г. выполнены в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР.

Так, выполнен ряд методических разработок в области использования промысловой геофизики для оценки АВПД и математического моделирования, а также совместно с другими организациями-лабораторные исследования образцов пород и шлама.

Широко использована возможность изучения АВПД по материалам промысловой геофизики, в первую очередь, методами электрического каротажа с построением и экстраполяцией линии нормально уплотненных глин. Показано, что в ряде случаев уверенное построение линии нормально уплотненных глин невозможно в силу различных геологотехнических причин. Поэтому, используя детерминированную модель электрической проводимости глин, предложенную независимо Е. И. Леонтьевым и Б. Л. Александровым, методом статистических испытаний

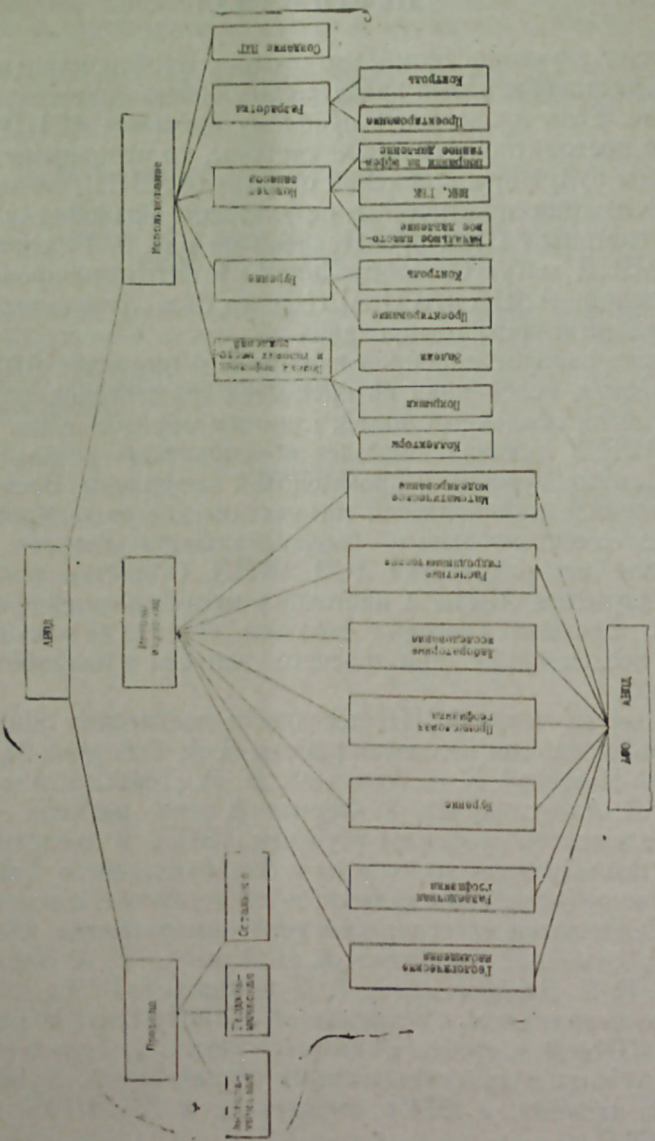


Рис. 1.

смоделированы удельные электрические сопротивления глин и получены « типовые » для отдельных месторождений северо-западного борта Южно-Каспийской впадины линии нормально уплотненных глин.

Существенное влияние на правильность построения линий нормально уплотнения глин оказывают разрывные нарушения. Так, например, на месторождении о. Жилой в скважинах, пересекающих плоскость сложного надвига, выделяются две линии нормального уплотнения глин в разрезах надвинутого и поднадвигового крыльев. В связи с этим предложено строить линии нормального уплотнения отдельно с учетом разрывных дислокаций или рассчитывать их положение с помощью модели сопротивления глин.

Разработана программа автоматизированного определения на ЭВМ аномальных поровых давлений в глинах по материалам электрического каротажа с учетом предложенных методических приемов, включая построение линий нормально уплотненных глин и внесение поправки за литологическую неоднородность глин.

Проведены лабораторные исследования образцов керна и шлама глин и глинистых пород, извлеченных из глубоких скважин месторождений северо-западного борта Южно-Каспийской впадины до глубины порядка 6000 м. Изучены структурные, текстурные особенности образцов глин, их гранулометрический и минералогический составы, пористость, а также поведение образца глины в условиях, моделирующих пластовые.

Изученные глины представляют собою темно-серую листоватую массу с тонкими прослоями светло-серого глинистого алевролита. Структура пород — алевропелитовая, текстура — микрослонистая, пятнистая. В тонкодисперсной глинистой массе рассеяны зерна кварца, полевого шпата, рудных минералов, которые составляют 15—18% от объема всей породы. С помощью фотоснимков, полученных на сканирующем электронном микроскопе, изучена порометрическая характеристика образцов глин. Установлено, что в интервале глубин 1400—5150 м размеры пор находятся в пределах 0,6—10,3 мкм, а медианный диаметр пор с глубиной закономерно уменьшается по экспоненциальному закону.

Гранулометрическим анализом установлено, что глины Бакинского архипелага на 51,1—83,8% при среднем значении 68,8% состоят из фракции размером 0,01 мм, песчаная фракция составляет в среднем 1,5%, содержание алевроитовой фракции колеблется в пределах 11,3—49,6%, при среднем значении 21,0%, карбонатность в среднем составляет 15%. Минералогический состав изучался методом рентгеноструктурного анализа в АзНИПИнефти. Установлено, что глины имеют в своем составе главным образом минералы монтмориллонитовой (в среднем 40%) и гидрослюдистой (37%) групп. Содержание каолинита достигает 15—20%, хлорита — 5—10% и смешаннослоистых минералов — от следов до 5%.

На установке УФС-3 ВНИИгеофизики, моделирующей термодинамическую обстановку недр, выполнен эксперимент по воссозданию аномальных поровых давлений в образце глины под действием горного давления. Установлено, что с увеличением горного давления поровое давление также растет, а затем при уменьшении напряжения всестороннего сжатия уменьшается, оставаясь все время выше того, которое было при возрастании нагрузки.

В результате изучения по шламу пористости методом импульсного ядерно-магнитного резонанса на установке ЭХО-9 ВНИИЯГТ показано, что пористость глин, находящихся вблизи коллекторских горизонтов, в 1,7—1,9 раза меньше, чем вдали от коллекторов по нормали к напластованию. Наряду с этим установлено, что глины в зонах АВПД, находящихся вблизи коллекторов, обладают еще значительной пористостью, превышающей в среднем в 3—4 раза «нормальную» для данных глубин.

Разработана методика количественной оценки перетоков поровых вод из глинистых толщ в пласты-коллекторы в процессе их эксплуатации. На основе совместного решения уравнений материального баланса и Дарси получена система, позволяющая количественно оценить распределение во времени порового давления в глинистой толще и рассчитать объем вытекшей из нее воды в процессе разработки соседнего пласта-коллектора.

Разработана методика математического моделирования физических свойств горных пород с учетом раздельного влияния природных факторов, позволяющая моделировать кривые изменения с глубиной пористости и плотности глин, по которым судят о развитии в данном разрезе АВПД. На способ моделирования имеется авторское свидетельство. Кроме того, разработана теоретическая модель формирования геофлюидальных давлений во времени, которая имеет вид:

$$P_{гдс} = \frac{P_{гдс_0} P_{гр} e^{\varepsilon P_{гр} (t-t_0)}}{P_{гр} - P_{гдс_0} [1 - e^{\varepsilon P_{гр} (t-t_0)}]}$$

где $P_{гдс}$, $P_{гдс_0}$, $P_{гр}$ — соответственно гидростатические давления

в момент времени t и в начальный момент времени t_0 , горное давление, ε — коэффициент прироста давления за единицу времени.

Анализ и обобщение результатов изучения АВПД в районах северо-западного борта Южно-Каспийской впадины позволили установить закономерности развития аномальных давлений в зависимости от различных природных факторов и технологии разработки нефтяных и газовых залежей.

Результаты изучения порометрической характеристики показывают, что глины исследуемого региона являются в значительной степени недоуплотненными, в них сохранилось до 75% пор размером более 1 мкм. О недоуплотненности глин свидетельствуют также результаты анализ образцов керна и шлама, которые показали, что глины месторождений Бакинского архипелага имеют пористость в среднем в 2,8 раза превышающую таковую на тех же глубинах месторождений Апшеронского полуострова, где начальные поровые и пластовые давления примерно равны условным гидростатическим.

Минералогический состав глин Бакинского архипелага, характеризующийся присутствием в основном монтмориллонита и гидрослюды, сохраняется достаточно однородным вплоть до максимально изученных глубин (6000 м), что свидетельствует об отсутствии процессов трансформации монтмориллонита в гидрослюду. Анализ температурного режима недр также свидетельствует об отсутствии условий для протекания процесса дегидратации монтмориллонита и трансформации его в гидрослюду, то есть соответственно и механизм развития аномальных

давлений в изучаемом регионе не связан с дегидратацией монтмориллонита.

Результаты экспериментов на установке УФС-3 показывают, что механизм образования АВПД под действием возрастающей геостатической нагрузки является вполне реальным и может быть применен к объяснению природы АВПД в молодых осадочных бассейнах.

В результате статистической обработки материалов по начальным пластовым давлениям, а также определения поровых давлений в глинах по данным геофизических исследований скважин (рис. 2), характера распределения глинистости по разрезу установлено, что интенсивность развития поровых и пластовых давлений увеличивается с увеличением относительного содержания глинистых пород в целом по разрезу, в

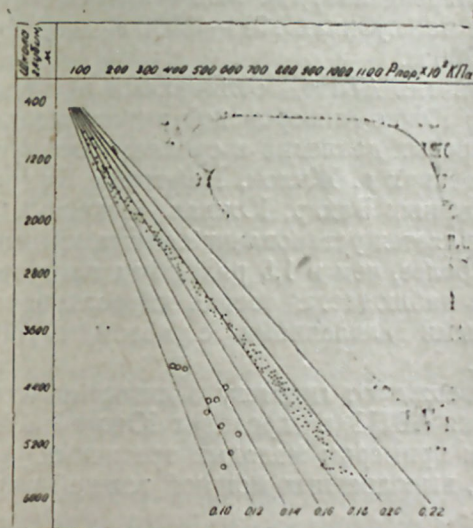


Рис. 2. Хамамдаг-море-Гарасу-Санги-Мугань-К. Персиянина. Изменение поровых давлений с глубиной.

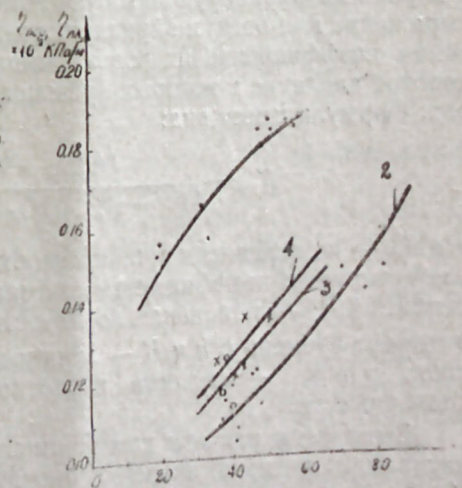


Рис. 3. Зависимость градиентов поровых давлений в глинах (1) и пластовых давлений в коллекторах (2-водоносных, 3 — нефтеносных, 4 — газоносных) от относительной глинистости.

глинистых покрышках-экранах и в слоях, находящихся в коллекторских горизонтах (рис. 3). Выявлена зависимость интенсивности развития поровых давлений от глубины. Установлено, что на месторождениях региона зона аномальных давлений начинается с глубин порядка 800—1200 м, с глубиной наблюдается нарастание поровых давлений.

На месторождении Булла-море наибольшая интенсивность развития поровых давлений наблюдалась на глубинах 4400—4900 м, где величина градиентов поровых давлений достигает 0,019—0,020 МПа/м. Ниже этих глубин в интервале развития коллекторов VII горизонта интенсивность развития поровых давлений несколько уменьшается до 0,018—0,019 МПа/м. Наибольшим нарастанием поровых давлений с глубиной отличаются площади антиклинальной линии Хамагдаг-море—Саиги—Мугань—Гарасу—К. Персиянина, где величина градиентов изменяется от 0,013—0,014 МПа/м на глубинах 1600—1800 м до 0,019—0,020 МПа/м на глубинах 5000—5200 м.

Меньшей интенсивностью развития АВПоД отличаются месторождения Апшеронского архипелага и Южно-Апшеронской акваториальной зоны, где величина градиентов поровых давлений в среднем составляет 0,012—0,016 МПа/м на месторождениях о. Жилой, Нефтяные Камни и 0,016—0,017 МПа/м на месторождениях Бахар, Южная, Южная-2.

Существенным результатом является установление факта превышения поровых давлений в глинах (более, чем в 1,5 раза) над пластовым давлением в коллекторах, причем наблюдается тесная корреляционная связь между пластовыми и поровыми давлениями с учетом глубины залегания соответствующих слоев.

Полученные результаты подтверждают гипотезу о литостатической природе возникновения и развития АВПД в пределах Южно-Каспийской впадины, являющейся ярким примером молодых третичных элизионных водонапорных бассейнов, выполненных мощной толщей глинистых пород.

Выполнены работы по практическому использованию результатов изучения АВПД. Известно, что важнейшим поисковым критерием промышленных скоплений углеводородов является наличие пород-покрышек с хорошими экранирующими свойствами. Предложено аналитическое выражение для оценки экранирующих свойств глинистых толщ по величинам коэффициента их водопроницаемости в разрезах, аномальное поровое давление в которых превышает пластовое давление в коллекторах. Формула имеет вид:

$$K_{пр} = \frac{(K_{п.г.л}^0 - K_{п.г.л}) h^2 \rho}{4(1 - K_{п.г.л}^0)(K_{а.пор} - K_{а.пл}) H \operatorname{tg} \delta_v},$$

где $K_{пр}$ — коэффициент проницаемости глинистой толщи; $K_{а.пор}$, $K_{а.пл}$ соответственно коэффициенты аномальности поровых и пластовых давлений; $K_{п.г.л}^0$ — начальная пористость глин; $K_{п.г.л}$ — пористость глин в момент времени t , h и H — мощность и глубина залегания глинистого слоя; ρ и δ_v — вязкость и плотность поровой воды; g — ускорение силы тяжести.

Выполнены расчеты коэффициентов проницаемости глинистых толщ изучаемого региона, значения которых составили $2,3 \cdot 10^{-8}$ — $0,36 \cdot 10^{-10}$ дарси, что свидетельствует о высокой экранирующей способности этих глин. Полученные результаты позволяют прогнозировать экрани-

рующие свойства глинистых покрышек при поисках нефтяных и газовых залежей.

Э. Н. Дергуновым было отмечено, что интенсивность развития аномальных давлений над залежами нефти и газа снижается, на основании чего им был сделан вывод о поисковой значимости этого явления. Однако наши исследования показали, что снижение интенсивности аномальных поровых давлений в глинах, наблюдаемое вблизи регионально развитых коллекторов, может служить лишь критерием наличия подобных коллекторов.

Важными задачами при подсчете запасов нефти и газа являются определение начальных пластовых давлений, положение контура нефтегазоносности, а также влияния термобарических факторов на физические свойства коллекторов.

Непосредственное определение начальных пластовых давлений глубинными манометрами не всегда является возможным, особенно в глубоководных месторождениях с высокими начальными давлениями. Для этих целей используют методы промысловой геофизики. Однако в условиях неравенства поровых давлений в глинах и пластовых — в коллекторах применение известных методик не представляется возможным. Поэтому были разработаны новые способы оценки начальных пластовых давлений по данным промысловой геофизики, защищенные двумя авторскими свидетельствами.

Один из этих способов основан на упомянутой корреляционной зависимости между пластовыми и поровыми давлениями. Другой — заключается в исследовании образца керна, отобранного из пласта-коллектора, на установке, моделирующей пластовые условия, и сравнении геофизической характеристики изучаемого пласта-коллектора и образца керна.

Разработан способ оценки положения водонефтяного контакта при отсутствии законтурных скважин. Способ основан на установлении корреляционной зависимости между поровыми давлениями в глинах и пластовыми давлениями в законтурной области.

Положение ВНК и ГВК вычисляют по формуле:

$$H_k = H_{скв} + \frac{(\gamma_{н.г} - \gamma_{в.пл}) H_{скв}}{(\gamma_{в.пл} - \gamma_{уг})} \times 10^4,$$

где H_k , $H_{скв}$ — отметка контура нефтегазоносности и глубина кровли залежи в данной скважине, м;

$\gamma_{н.г}$, $\gamma_{в.пл}$ — градиенты начального пластового давления в скважине, давшей притоки нефти и газа, и в той же скважине в предположении, что она расположена в водоносной части пласта, в $\times 10^2$ КПа/м;

$\gamma_{в.пл}$, $\gamma_{уг}$ — плотности пластовой воды и углеводородов (нефть или газ) в пластовых условиях, Кг/м³.

Показана необходимость учета АВПД при внесении поправок за влияние эффективного давления на пористость и проницаемость пород-коллекторов по данным лабораторных анализов. Составлены номограммы для определения этих поправок для пород продуктивной толщи.

Выявлено, что в процессе эволюции элизионных водонапорных бассейнов в глинистых толщах, находящихся вблизи регионально выдержанных коллекторов, формируются зоны, в которых физические свойст-

ва и геофизические параметры глин отличаются от таковых в незатронутой дренирующей части глинистой толщи. Мощность зон дренирования для месторождений северной части Бакинского архипелага составляет 100—400 м. Процесс разработки залежей углеводородов значительно ускоряет процесс дренирования глинистой толщи, в результате чего происходит дополнительное уплотнение глин в зоне дренирования и, следовательно, изменение физических свойств и геофизических параметров глин. Это явление послужило основой для разработки методов оценки изменения поровых давлений в зоне дренирования в процессе разработки залежей нефти и газа. Предложена методика выделения зон дренирования и обобщенная модель оценки величин поровых давлений в зонах дренирования по данным ГИС, которая имеет вид:

$$\Delta P = \frac{1}{\beta} \ln \frac{G'}{G''},$$

где ΔP — изменение поровых давлений;

G' , G'' — геофизические характеристики глин в зоне дренирования до начала разработки и спустя некоторое время.

Данные интерпретации по предложенной методике показали, что в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений Сангачаль-море—Дуванний-море—о. Булла и Булла-море поровые давления в зонах дренирования глинистых покрышек над V, VII и VIII горизонтами продуктивной толщи снизились в течение 5—6 лет на величину порядка 7 МПа.

Гидродинамические расчеты показали, что отжатие поровых вод из глин в коллекторы отмечается с самого начала разработки пластов. За 20 лет снижение порового давления на контакте с пластом-коллектором может достигать 20—40 МПа. Мощность зоны дренирования составляет 6—20% от общей мощности глинистой толщи. Чем больше мощность глинистой покрышки, тем меньше по относительной и больше по абсолютной величине мощность зоны дренирования. Гидродинамические расчеты позволяют также прогнозировать процесс оттока поровых вод из глин в коллекторы в процессе разработки залежей нефти и газа. Полученные результаты имеют значение при анализе причин обводнения скважин, удаленных от контура нефтегазоносности, а также для усовершенствования технологии разработки месторождений нефти и газа в зонах развития АВПД.

Выявленные особенности развития элизионных бассейнов позволили предложить использование эффекта перетока поровых вод из глин в коллекторы для улучшения экранирующих свойств глинистой покрышки при создании подземных хранилищ газа в водонасыщенных пластах.

Дальнейшие исследования по рассмотренной проблеме связаны с решением следующих задач.

1. Продолжить экспериментальные исследования образцов керна и шлама глин и глинистых пород.

2. Шире использовать для изучения АВПД методы акустического, гамма-гамма-каротажа, для чего рекомендовать производственным организациям обязательно выполнять соответствующие измерения в скважинах по всему стволу.

3. Рассмотреть возможности использования других геофизических методов исследования скважин при изучении АВПД в конкретных физико-геологических условиях районов Азербайджана и на акваториях Каспийского моря.

4. Продолжить исследования по выявлению влияния различных природных факторов на интенсивность развития АВПД.

5. Продолжить исследования по математическому моделированию АВПД с учетом геологических и технологических факторов.

6. Разработать программу определения на ЭВМ начальных пластовых давлений по данным промысловой геофизики.

7. Продолжить исследования влияния АВПД на процесс разработки нефтяных и газовых месторождений.

8. Продолжить использование результатов изучения АВПД при решении задач поисков нефтяных и газовых залежей, бурения, подсчета запасов и разработки нефтяных и газовых залежей.

Л. А. Буряковский, Р. Ч. Чаваншир, Р. Ю. Алижаров

НЕФТ ВӘ ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН АХТАРЫШ, КӘШФИЈАТ ВӘ
ИШЛӘДИЛМӘСИ ИЛӘ ӘЛАГӘДАР АНОМАЛ ЈУКСӘК
КЕОФЛУИДАЛ ТӘЗЈИГЛӘРИН ӨРӘНИЛМӘСИ ПРОБЛЕМИ

Мәдән кеофизикасы вә ЕНМ-дә ријазии моделләшдирмә материалларына әсасән АЈЛТ-нин тәјини үсулларынын сәмәрләшдирилмәси әсасында мүхтәлиф тәбии амилләрин АЈЛТ формалашмасы механизминә тәсири ашкара чыхарылыб анализ едилмишдир.

Експериментал тәдгигатлар әсасында килләрин тутум вә филтрасија, еләчә дә килли сүхурларын экранлашдырычы хәссәләри верилмишдир ки, булар су-нефт вә газ-нефт тәмаслары заманы контурданкәнар гујуларын, мәсамә суларынын кил коллекторларындан ахымы олмајан јатаглара андир.

L. A. Buryakovskiy, R. D. Djevaushir, R. Yu. Alijarov

THE PROBLEM OF STUDYING ABNORMAL
HIGH GEOFLUID PRESSURES IN
CONNECTION WITH SEARCH, EXPLORATION
AND EXPLOITATION OF OIL AND GAS
DEPOSITS

On the base of the experimental study of rock samples and improvement of evaluation methods of abnormal high reservoir pressures on the data of field geophysics and mathematical computer simulation, influence of different natural factors on the mechanism of abnormal high reservoir pressure generation is revealed and analysed.

The authors give evaluations of capacitance and filtration clay properties and screening properties of clayey rocks-caps, initial reservoir pressures in deposits, states of water-oil and gas-oil contacts in the absence of edge wells, influxes of pore waters from clays into collectors while exploiting oil and gas deposits.

УДК 622.323+550.362

И. Г. АХМЕТОВ, О. Н. СИЗОНЕНКО

О ВЛИЯНИИ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЯДА НА ЕМКОСТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти является электрогидравлическое воздействие на призабойную зону пласта. Сущность метода заключается в том, что в скважине в интервале продуктивного пласта производится специально сформированный разряд высоковольтных электроконденсаторов. При этом в разрядном канале в жидкости выделяется высококонцентрированная энергия в виде ударных, тепловых и электромагнитных волн. Ударные волны (импульсы высокого давления) приводят к быстрому расширению канала с последующим образованием пульсирующей парогазовой полости в месте разрядного канала.

Механизм действия электрогидравлических разрядов на призабойную зону пласта изучен пока недостаточно. По терригенным породам имеется лишь небольшой опыт, подкрепленный результатами лабораторных и промысловых исследований [1]. Воздействие импульсов ЭГВ на карбонатные породы ни в лабораторных, ни в промысловых условиях еще не изучено.

В данной работе приведены результаты лабораторных исследований влияния электрогидравлических импульсов давления на емкостно-фильтрационные свойства различных горных пород. Исследовались образцы песчаников и пористых карбонатов диаметром 30 мм и длиной 40 мм. Коэффициенты проницаемости и пористости образцов до и после воздействия определены по воде. В процессе всего цикла исследования образцы пород находились в воде, что исключало возможность влияния набухания частиц на результаты исследования.

Воздействие импульсами давлений осуществлялось на установке электрогидравлического разряда со следующими параметрами: объем рабочей камеры — 80 литров, емкость электроконденсаторов — 6 мкФ, напряжение на разрядных электродах — 50 кВ, индуктивность разрядного контура — 9,5 мкГ, давление в разрядном контуре — $4,4 \cdot 10^7$ н/м², расстояние между электродами — 40 мм, расстояние от разрядного канала до образцов пород — 50 мм, длительность импульсов воздействия — $11,8 \cdot 10^{-6}$ сек.

Всего было исследовано 15 образцов песчаников, 14 образцов карбонатов (табл.). Из анализа данных и наблюдений опытов видно, что в результате периодического импульсного электрогидравлического воздействия на горные породы в них образуются трещины и происходит их разрушение. Это является результатом восприятия образцами определенного количества импульсной нагрузки и зависит как от прочностной характеристики пород, так и от интенсивности импульсов давления (амплитуды, частоты и т. д.).

Изменения коллекторских свойств образцов в результате воздействия электрогидравлическими импульсами

№ образца	Колич. импульсов	Удельная энергия, кДж/куб. м	Пористость		Проницаемость		Примечание		
			до воздействия, %	после воздействия, %	до воздействия, К ₀ , мл	после воздействия, К ₁ , мл			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3А	10	11,24	13,1	14,3	4,3	1,57	1,20	110	
1В	50	4,68	22,1	22,6	1,3	5,40	45,6	739	
1А	36	3,7	13,6	14,3	5,1	0,86	0,77	12,8	
2А	20	1,87	8,33	9,7	9,0	0,20	0,8	34,7	
4Б	90	8,43	19,5	—	—	95,8	—	—	
6Б	60	5,62	19,2	19,2	—	74,3	—	—	
1Г	50	4,68	19,4	19,7	1,5	81,5	81,0	0,6	
5Б	50	4,68	18,7	19,7	—	71,3	—	—	
2Б	50	4,88	19,0	19,2	1,0	70,3	84,2	19,8	
3Б	42	3,93	19,4	19,4	1,0	81,4	125,0	55,5	
1Б	40	3,75	19,2	19,5	1,5	86,3	—	—	
2Г	40	3,75	19,2	20,6	7,3	75,3	—	—	
2Б	40	3,75	25,0	25,2	0,8	15,9	31,9	94,3	
4Г*	20	1,87	19,1	20,4	6,8	91,2	98,2	7,6	
3Г*	10	0,94	19,6	20,6	6,8	97,1	115,1	7,2	
					Ср. 4,1				Ср. 1,4

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	272	60	5,62	4,0	3,7	Кар Зонаг	0,74			Рассыпался
	521	61	5,61	7,1	—	—	—	—	—	—
	74	50	4,68	9,3	10,1	—	3,1	—	—	—
	45	50	4,68	10,1	10,1	—	11,9	16	24,4	—
	6	50	4,68	22,4	2,8	—	261,1	356	36,4	—
	461	40	7,75	14,7	15,5	—	9,9	8,4	—	—
	117	40	3,75	14,25	—	—	18,8	10,1	473	—
	39	40	3,75	27,7	2,4	—	56,0	1,221,3	2079	—
	415	40	3,75	26,5	—	—	57,0	—	—	—
	423	40	7,75	23,5	23,85	—	520	219	81,3	—
	331*	10	0,94	101,8	11,2	—	121,7	23,1	5248	—
	100*	10	0,4	8,6	9,1	—	0,43	235	74,1	—
	40*	10	0,4	18,0	17,7	—	135	2,0	100	—
	12	5	0,47	5,9	5,7	—	—	—	—	—
				Ср. 2,0					Ср 1000	

* Были разрушены, после воздействия исследовались отдельные куски

Известно, что горная порода — коллектор имеет дефекты — внутренние источники напряжения. При нагружении породы периодическими импульсами давления около концентраторов напряжения возникает максимальное напряжение, которое может вызвать хрупкое, усталостное и другие виды разрушения. Кроме того, при воздействии в поры коллектора проникает жидкость под большим давлением, что снижает прочность породы [2].

В карбонатных породах в связи с образованием трещин проницаемость в ряде случаев увеличивается более чем на 2 порядка. Следует ожидать, что эффективность электрогидравлического воздействия на карбонатные породы выше, чем в песчаниках.

Литература

1. Ахметов И. Г., Петров В. А. Электрогидравлическое воздействие на призабойную зону пласта. Обзорная информация «Нефтепромысловое дело», 1979
2. Гаврилов Г. Н., Горюнов Г. Г., Малюшевский П. П., Рябинин А. Г. Разрядноимпульсная технология обработки минеральных сред. Киев, «Наукова думка», 1979.

И. Г. Ахметов, О. Н. Сизоненко

ЕЛЕКТРОГИДРАВЛИК ТЭСИРИН ДАГ СҮХУРЛАРЫНЫН СҮЗҮЛМЭ ХҮСУСИЛЭТЛЭРИНЭ ТЭСИРИ

Мәгәләдә жүксәк тәзигли электрогидравлик импульсларынын гүм дашы вә әһәнк дашларынын кәчиричилижинә тәсиринин лабораторија тәдигинин нәтичәләри верилмишдир.

Карбонатлы сүхурларда кәчиричилижин гүм дашларында нисбәтән чох артыгы мүүжән едилмишдир.

I. G. Akhmetov, O. N. Sizonenko

THE EFFECT OF ELECTROHYDRAULIC DISCHARGE ON CAPACITY-FILTRATION PROPERTIES OF THE ROCKS

The paper summarises the results of the effect of electrohydraulic discharge on porosity and permeability of sandstones and carbonates. It is established that the increase of permeability of carbonate rocks is larger than that of sandstones.

КРАТКОЕ НАУЧНОЕ СООБЩЕНИЕ

А. Ф. ГАШИМОВ, Г. Э. МУЗАФФАРОВ, Н. Д. ТАИРОВ
**ВЛИЯНИЕ СКОРОСТИ НАГНЕТАНИЯ ВОДЫ
 НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ**

По имеющимся литературным данным трудно однозначно оценить влияние скорости нагнетания воды на коэффициент вытеснения нефти, особенно при высоких термобарических условиях. Анализ литературных данных лабораторных исследований и систематизация промышленного материала показывают, что коэффициент вытеснения нефти с изменением скорости нагнетания воды увеличивается, уменьшается или не изменяется [1, 3, 4—6].

Для установления влияния скорости нагнетания воды на коэффициент вытеснения был проведен комплекс исследований при 5 фиксированных значениях скорости: $2 \cdot 10^{-6}$; $4 \cdot 10^{-6}$; $4 \cdot 10^{-5}$; $2 \cdot 10^{-4}$; $4 \cdot 10^{-4}$ м/сек. Следует отметить, что из выбранного интервала наибольший практический интерес представляют скорости нагнетания воды порядка $2 \cdot 10^{-6}$ — $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек. Скорости нагнетания воды выше $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек на практике реализовать технически весьма трудно. Однако проведение экспериментальных исследований при таких больших скоростях нагнетания воды представляет теоретический интерес для понимания физических основ рассматриваемого процесса.

Опыты проведены на однородных и слоисто-неоднородных моделях пористой среды при давлении 2,5 МПа. Модель пористой среды — кварцевый песок. Вытеснялось трансформаторное масло дистиллированной водой. Остаточная вода не моделировалась. Температура изменялась в пределах 20—120°C.

Результаты исследований приведены на рис. в виде зависимости коэффициента вытеснения (η) от скорости нагнетания воды (V), из которого видно, что коэффициент вытеснения с изменением скорости нагнетания воды изменяется различно в зависимости от конкретных условий вытеснения.

На рис. а приведена зависимость $\eta = f(V)$ для слоисто-неоднородного пласта при разных температурах. Как видно, при температуре 20°C с увеличением скорости от $2 \cdot 10^{-6}$ до $4 \cdot 10^{-4}$ м/сек конечный коэффициент вытеснения возрастает на 5%, а безводный коэффициент вытеснения, наоборот, интенсивно уменьшается на 44% (кривые 1—1¹). Увеличение температуры до 60°C способствует большему возрастанию конечного коэффициента вытеснения (на 13%) с повышением скорости нагнетания воды, а безводный коэффициент вытеснения для слоистого пласта с увеличением скорости, наоборот, уменьшается менее резко — на 32% (рис. а, кривые 2—2¹). Такой характер изменения коэффициента вытеснения для слоистого пласта от скорости нагнетания воды сохраняется и при увеличении температуры до 120°C. В этом случае конечный коэффициент вытеснения с увеличением скорости от $2 \cdot 10^{-6}$ до

$4 \cdot 10^{-4}$ м/сек повышается на 14%, а безводный коэффициент вытеснения снижается на 23% (рис. а, кривые 3—3¹).

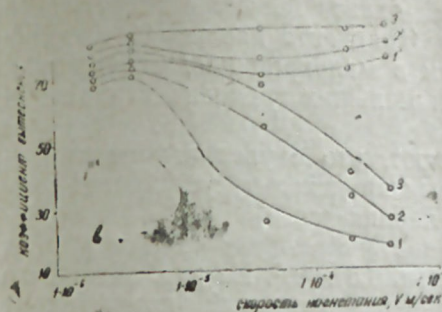


Рис. а. Зависимость коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды при соотношении проницаемостей пропластков $k_1/k_2=15$. Безводный и конечный коэффициент вытеснения: 1—1¹ — при $T=20^\circ\text{C}$; 2—2¹ — при $T=60^\circ\text{C}$; 3—3¹ — при $T=120^\circ\text{C}$.

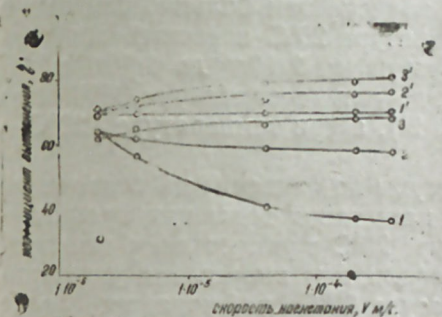


Рис. б. Зависимость коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды для однородного пласта с проницаемостью $k=0,5 \text{ мкм}^2$. Безводный и конечный коэффициент вытеснения: 1—1¹ — при $T=20^\circ\text{C}$; 2—2¹ — при $T=60^\circ\text{C}$; 3—3¹ — при $T=120^\circ\text{C}$.

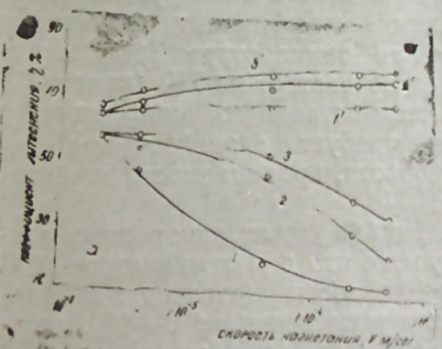


Рис. в. Зависимость коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды для однородного пласта с проницаемостью $k=10,5 \text{ мкм}^2$. Безводный и конечный коэффициент вытеснения: 1—1¹ — при $T=20^\circ\text{C}$; 2—2¹ — при $T=60^\circ\text{C}$; 3—3¹ — при $T=120^\circ\text{C}$.

Сравнение кривых на рис. а показывает, что при температуре 20°C основное изменение безводного коэффициента вытеснения происходит при малых скоростях нагнетания воды, а при температурах 60—120°C — при больших скоростях.

Влияние скорости нагнетания воды на безводный коэффициент вытеснения объясняется тем, что величина безводного коэффициента вытеснения неоднородных коллекторов, в основном, зависит от процессов, происходящих на границе раздела фаз. При низких температурах капиллярные силы могут проявить себя только при малых скоростях нагнетания закачиваемой воды. Поэтому более равномерное продвижение фронта вытеснения в пропластках происходит при низких скоростях продвижения водонефтяного контакта. С увеличением скорости нагнетания воды или, что одно и то же, перепада давления устойчивое про-

движение водонефтяного контакта нарушается из-за образования так называемых «языков» обводнения.

Возрастание конечного коэффициента вытеснения с увеличением скорости связано с улучшением условий охвата неоднородного пласта заводнением. При увеличении скорости (градиента давления) в слоевом пласте начинается движение нефти в малопроницаемых участках модели пористой среды, в которых при меньших градиентах давления она находилась в покое.

Результаты исследований показывают, что с увеличением температуры интервал скоростей, при которых происходит устойчивое продвижение водонефтяного контакта, увеличивается.

На рис. 6 приведены данные опытов, проведенных на однородных моделях пористой среды с проницаемостью $0,5 \text{ мкм}^2$. Из рис. видно, что с увеличением скорости закачиваемой воды конечный коэффициент вытеснения монотонно увеличивается, причем тем больше, чем выше температура. Например, если при температуре 20°C конечный коэффициент вытеснения с увеличением скорости от $2 \cdot 10^{-6}$ до $4 \cdot 10^{-4}$ м/сек повышается всего на 3% (кривая 1¹), то при температуре 60°C это увеличение составляет уже 5% (кривая 2¹), а при температуре 120°C — 10% (кривая 3¹).

Весьма интересно влияние температуры на зависимость безводного коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды при проницаемости $0,5 \text{ мкм}^2$ (рис. 2). При температуре 20°C с увеличением скорости от $2 \cdot 10^{-6}$ до $4 \cdot 10^{-4}$ м/сек безводный коэффициент вытеснения уменьшается на 28% (кривая 1). При температуре 60°C наблюдается более устойчивое продвижение водонефтяного контакта и с увеличением скорости в том же интервале безводный коэффициент вытеснения уменьшается всего на 6% (кривая 2), а при температуре 120°C с ростом скорости от $2 \cdot 10^{-6}$ до $4 \cdot 10^{-4}$ м/сек он возрастает на 7% (кривая 3). Объяснение такого характера зависимости безводного коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды требует дальнейших исследований при более широком диапазоне скорости, проницаемости и температуры.

На рис. 3 приведена зависимость $\eta = t(V)$ для однородных пластов с проницаемостью $10,5 \text{ мкм}^2$. Получено, что при температуре 20°C с увеличением скорости от $2 \cdot 10^{-6}$ до $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек происходит небольшое повышение безводного коэффициента вытеснения на 3—4%, дальнейший рост скорости до $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек снижает его значение на 45%, а последующее увеличение скорости до $4 \cdot 10^{-4}$ м/сек уже незначительно влияет на безводный коэффициент вытеснения. Конечный коэффициент вытеснения в интервале скоростей $2 \cdot 10^{-6}$ — $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек увеличивается на 5%, в интервале скоростей $4 \cdot 10^{-6}$ — $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек уменьшается на 8%, а с последующим увеличением скорости снова возрастает (рис. 3, кривые 1—1¹).

При температуре 60°C характер изменения коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды аналогичен вышеописанному (рис. 3, кривые 2—2¹). Однако, если сравнить соответствующие кривые 1—1¹ и 2—2¹ то видно, что основное уменьшение безводного коэффициента вытеснения при температуре 20°C происходит в интервале скоростей $4 \cdot 10^{-6}$ — $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек, а при температуре 60°C — в интервале скоростей $4 \cdot 10^{-5}$ — $4 \cdot 10^{-4}$ м/сек.

С повышением температуры до 120°C характер процесса вытесне-

ния из высокопроницаемого однородного пласта меняется (рис. 3, кривые 3—3¹). В этом случае тенденция понижения безводного коэффициента вытеснения при больших скоростях нагнетания воды проявляется в большей степени. С повышением скорости от $4 \cdot 10^{-5}$ до $4 \cdot 10^{-4}$ м/сек безводный коэффициент вытеснения уменьшается на 38%. Кроме того, при температуре 120°C в интервале скоростей $2 \cdot 10^{-6}$ — $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек процесс вытеснения характеризуется очень высокой и довольно стабильной величиной безводного коэффициента вытеснения. Что касается конечного коэффициента вытеснения, то с повышением скорости от $2 \cdot 10^{-6}$ до $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек он увеличивается на 5%, а затем перестает зависеть от скорости вытеснения.

Изменение конечного коэффициента вытеснения для высокопроницаемого однородного пласта от скорости нагнетания воды связано с тем, что с увеличением скорости нагнетания воды увеличивается градиент давления в пласте, вследствие чего облегчается процесс отрыва капель нефти от поверхности породы и продвижение ее по пласту. Вместе с тем, возрастают и фильтрационные сопротивления по мере увеличения скорости нагнетаемой воды. В зависимости от степени взаимодействия этих двух противоположно направленных факторов коэффициент вытеснения увеличивается или уменьшается. Кроме того, предполагается, что с увеличением скорости фильтрации в движение включаются отдельные целики капиллярно удержанной нефти, в результате чего они преодолевают капиллярные силы и это также способствует увеличению вытеснения объема нефти.

Снижение коэффициента вытеснения для однородных коллекторов, а затем его возрастание с увеличением скорости фильтрации было уже отмечено в работе [2]. Однако первоначальное возрастание, а затем снижение и последующее увеличение конечного коэффициента вытеснения наблюдалось нами впервые. На наш взгляд, характер кривых 1—1¹ и 2—2¹ на рис. 3 можно объяснить и тем, что вытеснение нефти из пласта с проницаемостью $10,5 \text{ мкм}^2$ в интервале температур 20 — 60°C и при скоростях $2 \cdot 10^{-6}$ — $4 \cdot 10^{-6}$ м/сек характеризуется высоким безводным коэффициентом вытеснения, что обуславливает и высокую конечную величину коэффициента вытеснения. Последующее увеличение скорости до $4 \cdot 10^{-5}$ м/сек резко снижает безводный коэффициент вытеснения. В связи с этим несколько снижается и конечный коэффициент вытеснения. Остаточную нефть наиболее полно удается вытеснить лишь при очень больших перепадах давления.

При температуре 120°C интервал устойчивого продвижения водонефтяного контакта намного расширяется. Конечный коэффициент вытеснения повышается вследствие высоких безводных коэффициентов вытеснения при малых скоростях и за счет большего прироста нефти при больших скоростях. Увеличение фильтрационных сопротивлений, вызванных большими скоростями, не происходит из-за резкого снижения вязкости нефти при температуре 120°C (рис. 3, кривые 3—3¹).

Таким образом, полученные результаты показывают, что изменение коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды в зависимости от конкретных условий может быть различным. Видимо, этим и объясняется противоречие полученных разными исследователями результатов. Например, если исследования проведены при малых скоростях нагнетания воды, то безводный коэффициент вытеснения не зависит от скорости или же увеличивается с ее повышением. При проведении исследований в области больших скоростей, наоборот, безводный коэф-

коэффициент вытеснения с повышением скорости снижается. При низких проницаемостях пластов и высоких температурах закачки безводный коэффициент вытеснения с повышением скорости возрастает. Анализ полученных результатов показывает, что и конечный коэффициент вытеснения при различных условиях изменяется в зависимости от скорости нагнетания воды по-разному. Отсюда вытекает необходимость учета этого параметра и предварительное определение зависимости $\eta = t(V)$ для конкретных условий каждого месторождения. На основании этих исследований надо выбирать такие скорости закачки, которые могли бы обеспечить не только заданный режим отбора нефти, но и оптимальную скорость продвижения водонефтяного контакта для достижения максимальной нефтеотдачи.

Литература

1. Гиматудинов Ш. К. Нефтеотдача коллекторов. М., Недра, 1970.
2. Евгеньев Е. А. Влияние скоростей вытеснения углеводородной жидкости водой на «нефтеотдачу» неоднородных песчанников. «Изв. вузов», серия «Нефть и газ», 1961, № 11.
3. Киселенко Б. Е. Влияние соотношения вязкостей и скоростей вытеснения на характер продвижения водонефтяного контакта и нефтеотдачу пласта. НХ, 1963, № 11.
4. Оганджянц В. Г. Об оптимальных скоростях продвижения ВНК в нефтяных пластах. НХ, 1977, № 3.
5. Buchley S. E., Severett T. C. Mechanism of fluid displacement in sands, v. 146. Frans ASTE, 1942.
6. Tuffrey B. Don't prorrate waterfloods, v. 55 «Oil and Gas J.», 1957, №7.

А. Ф. Гашимов, Г. Е. Мусэфаров, Н. Ч. Таиров

СУЖУН ЛАЖАВУРУЛМА СУР'ЭТИНИН СЫХЫШДЫРМА ЭМСАЛЫНА ТЭ'СИРИ

Мөгаләдә сујун лајавурулма сур'этинин бирчннсли вә гејри-бирчннсли лајларын сусуз вә сонду сыхышдырма эмсалына 2,5 МПа тәзјиги вә 20—120°С температурда тә'сири өјрәнилмишдир.

Алынмышдыр ки, конкрет шәраитдән асылы олараг, сыхышдырма эмсалынын сујун лајавурулма сур'этиндән асылылығы мұхтәлиф ола биләр. Мәсләһәт көрүләр ки, һәр бир јатағын конкрет шәраити үчүн әввәлчәдән сыхышдырма эмсалынын сујун лајавурулма сур'этиндән асылылығы тә'јин едилсин.

A. F. Gashimov, G. E. Musafarov, N. D. Tairov

INFLUENCE OF WATER INJECTION RATE ON THE DISPLACEMENT EFFICIENCY

The article gives us the results of investigations of the influence of water injection rate on the waterless and final displacement efficiencies of homogeneous and flaky-heterogeneous formations at the pressure of 2,5 and temperatures of 20—120°C.

The authors have examined that the change of displacement efficiency from the water injection rate depending on the concrete conditions may be different. It is recommended to determine preliminarily the dependence of displacement efficiency on the water injection rate for the concrete conditions of every oil field.

УДК 622.323+550.362

КРАТКОЕ НАУЧНОЕ СООБЩЕНИЕ

И. Г. АХМЕТОВ

О ТЕПЛОМ МЕХАНИЗМЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Постепенное снижение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, происходящее в процессе разработки нефтяных месторождений, обусловлено главным образом выпадением в поровых или трещинных каналах пласта-коллектора парафинистых, асфальтено-смолистых и других поверхностно-активных веществ вследствие нарушения начальных термогидродинамических условий фильтрации в призабойной зоне пласта.

С целью восстановления, а также увеличения продуктивности и приемистости скважин на нефтяных месторождениях в последнее время начали применять методы воздействия на призабойную зону пласта с большой температурой и высокими давлениями. К таким методам относятся термогазохимическое (ТГХВ) и электрогидравлическое (ЭГВ) воздействия.

Термогазохимическое воздействие широко применяется в карбонатных и терригенных коллекторах, на месторождениях объединений «Пермнефть», «Башнефть», «Мангышлакнефть», «Нижевожскнефть» и «Удмуртнефть».

Электрогидравлическое воздействие находится еще на стадии промышленного испытания. На промыслах испытываются только опытные образцы аппаратуры, изготовленные авторами электрогидравлического метода воздействия В. В. Девликамовым, И. Г. Ахметовым, В. А. Петровым.

По данным НГДУ «Туймазанефть» эффективность обработок призабойных зон пласта ЭГВ составляет 55,5%, продолжительность эффекта 7 мес., дополнительная добыча нефти на одну обработку — 276 т. По эффективности метод занимает второе место после ТГХВ [1].

Механизм действия электрогидравлического разряда на призабойную зону пласта изучен пока недостаточно. Поэтому любые исследования, направленные на изучение механизма действия ЭГВ на коллектор и насыщение его флюиды, имеют большое значение для повышения эффективности обработок призабойных зон.

При электрогидравлическом разряде в разрядном канале одновременно за 10^{-5} сек. выделяется высококонцентрированная энергия в виде ударных и электромагнитных волн и тепла. Эти виды энергии оказывают воздействие на коллектор и насыщающие его флюиды. Влияние ударных волн на фильтрационные свойства песчанников показано нами в работе [2].

Приближенная оценка воздействия на призабойную зону пласта тепловой и электромагнитных волн может быть проведена на основе

использования уравнения теплопроводности в частных производных, Задача формулируется следующим образом.

Сферический источник тепла и электромагнитных волн радиусом Z_0 и общей мощностью ω_0 помещен в пласте большой протяженности и высоты. Принимая, что X и Y — доли тепловой и электромагнитной мощностей, мощность источника тепла можно представить в виде

$$q_{\tau} = \frac{X \cdot \omega_0}{4\pi r_0^2} \cdot \frac{B_m}{M^2}, \quad (1)$$

мощность источника электромагнитного потока

$$d_{\text{эм}} = \frac{Y \cdot \omega_0}{4\pi r_0^2} \cdot \frac{B_m}{M^2}. \quad (2)$$

Электромагнитные волны, распространяясь в окружающей среде, постепенно затухают, что обусловлено преобразованием электромагнитной энергии в тепловую. Интенсивность преобразования зависит от частотно-амплитудной характеристики самих электромагнитных волн и электрических свойств коллектора, насыщенного флюидом. Распространение электромагнитных волн в поглощающей среде равносильно наличию в ней распределенных источников тепла.

Распространение электромагнитных волн находится из решения уравнений Максвелла при заданных параметрах среди граничных условий. В данном случае распространение электромагнитных волн принято по данным работы [3].

$$P = \frac{Y \cdot \omega_0}{4\pi r_0^2} \cdot e^{-2\alpha(r-r_0)}, \quad (3)$$

где P — плотность электромагнитного потока, Вт/м²; r_0 — радиус сферического источника, м; α — коэффициент поглощения энергии, 1/м; зависящий от электрических свойств среды.

Для определения функции распределения источников тепла можно воспользоваться теоремой Умова-Пойтинга, по которой количество энергии, рассеиваемой в виде тепла в единице объема за единицу времени, определяется как дивергенция от вектора плотности электромагнитного потока

$$F(r) = -\text{div } \vec{P}. \quad (4)$$

В соответствии с этим функция распределения тепла имеет вид

$$F(r) = \frac{Y \cdot \alpha \cdot \omega_0}{2\pi r^2} \cdot e^{-2\alpha(r-r_0)} \quad (5)$$

Таким образом, в случае работы в пласте сферического источника тепла и электромагнитных волн для изучения теплового поля необходимо решить уравнение теплопроводности следующего вида

$$\frac{\partial T(r, \tau)}{\partial \tau} = a \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left[r^2 \frac{\partial T(r, T)}{\partial r} \right] + \frac{Y \cdot \alpha \cdot \omega_0}{2 \cdot \pi \cdot C \rho} \cdot \frac{e^{-2\alpha(r-r_0)}}{r^2}, \quad (6)$$

где T — температура, °С; a — коэффициент температуропроводности, м²/сек.; C — удельная теплоемкость среды, Дж/кг град; ρ — плотность среды, кг/м³; $F(r)$ — объемная плотность тепловых источников внутри пласта, Вт/м³; $[C\rho]$ — Дж/м³ град.

Граничные условия задачи:

$$T(r, 0) = T_0 = 0, \quad (7); \quad \left. \frac{\partial T(r, \tau)}{\partial r} \right|_{r=r_0} = \frac{X \cdot \omega_0}{4\pi r_0 \lambda}.$$

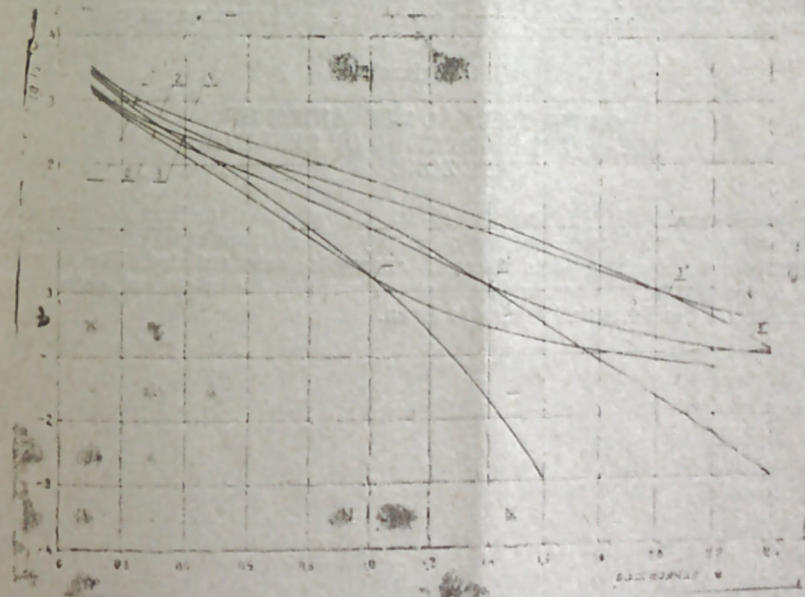
Условие (8) означает, что на границе сферического источника излучается тепловой поток. Второй член правой части уравнения (6) показывает наличие распределенных источников тепла внутри пласта.

Для сравнительного анализа результатов совместного теплового и электромагнитного нагрева призабойной зоны пласта рассмотрим поле температур электронагрева мощностью, равной суммарной мощности двух видов энергии. Это соответствует решению уравнения теплопроводности (6) при $F(r)=0$ с начальным и граничным условиями

$$T(r, 0) = T_0 = 0, \quad (9); \quad \left. \frac{\partial T(r, \tau)}{\partial r} \right|_{r=r_0} = \frac{\omega_0}{4\pi r_0 \lambda}. \quad (10)$$

Условие (9) означает, что на границе сферического источника излучается тепловой поток мощностью ω_0 .

Расчеты по определению изменения температуры в призабойной зоне пласта по обеим задачам выполнены на ЭВМ. $\omega_0 = 5$ кВт, $X=Y=0,5$. Параметры $\alpha = 3,98 \cdot 10^{-2} \text{ м}^{-1}$, $\lambda = 0,023$ Вт/м сек взяты из работы [3]. Результаты вычислений приведены на рис.



1, 2, 3 — изменение температуры при электрогидравлическом воздействии соответственно за 24, 48, 100 часов; 1', 2', 3' — изменение температуры при электропрогреве забоя соответственно за 24, 48 и 100 часов; 1'', 2'', 3'' — точки пересечения соответствующих кривых.

Результаты расчетов позволяют качественно сравнить температурные поля в призабойной зоне пласта, получающиеся при электрогидравлическом воздействии и электропрогреве. При этом можно отметить следующие особенности.

1. Вблизи источника воздействия величина прогрева пласта при электрогидравлической обработке забоя ниже, чем при электропрогреве.

2. С удалением от источника воздействия величина и глубина прогрева пласта при электрогидравлической обработке становится выше, чем при электропрогреве.

Отсюда следует, что электрогидравлическая обработка забоя оказывает не только воздействие импульсов высокого давления, но и тепловые воздействия на пласт.

Литература

1. Ахметов Р. Я. Методы воздействия на призабойную зону пластов нефтяных скважин Туймазинского месторождения. РИТС «Нефтепромысловое дело», 1981, № 8.
2. Ахметов И. Г., Петров В. А. Электрогидравлическое воздействие на призабойную зону пласта. Обзорная информация «Нефтепромысловое дело», 1979.
3. Саяхов Ф. Л., Чистяков С. И., Бабалян Г. А., Федоров Б. Н. Расчет прогрева призабойной зоны нефтяных скважин высокочастотными электромагнитными полями. «Нефть и газ», 1972, № 2.

И. Г. Ахметов

ЛАЈЫН ГУЈУДИБИ ЗОНАСЫНА ЕЛЕКТРОГИДРАВЛИК ИСТИЛИК ТӘСИРИ МЕХАНИЗМИ ҲАГҒЫНДА

Мағаләдә лајын гујудибі зонасына електрогидравлик тәсир үсүлунун нәтичәләри верилмишдир. Электрогидравлик тәсир вахты ајрылан электромагнит далгаларынын енерјисинин истилик енерјисинә чеврилмәси әсәсләндырылмышдыр.

I. G. Akhmetov

ON THE THERMAL MECHANISM OF THE EFFECT IN TREATING OF RESERVOIR FACE ZONE

The paper summarises the results of electrohydraulic method of the effect in reservoir face zone. The transformation of energy of electromagnetic waves, realising at electrohydraulic discharge, into thermal energy is substantiated. The comparative analysis of the results of reservoir face zone warmed-up by virtue of both the electrohydraulic effect and electrical heating is given.

УДК 624.131

ХРОНИКА

ПЕРВОЕ СОВЕЩАНИЕ ПО РЫХЛЫМ ОСАДОЧНЫМ ПОРОДАМ

В марте 1981 г. в Москве решением бюро Научного совета по инженерной геологии и гидрогеологии АН СССР под председательством академика Е. М. Сергеева была утверждена проблемная Комиссия по рыхлым осадочным породам. Председателем ее был утвержден докт. геол. минерал. наук, проф. В. И. Осипов (МГУ), его заместителями — проф. Р. С. Зиянгиров (ПНИИИС) и докт. техн. наук В. Д. Казарновский (Институт «СоюздорНИИ»), ученым секретарем — канд. геол. минерал. наук В. Н. Соколов (МГУ). Всего в состав комиссии было включено 28 членов — специалистов в области инженерной геологии.

В г. Каунасе с 14 по 15 сентября 1982 г. было проведено расширенное заседание Комиссии по рыхлым осадочным породам по современным проблемам изучения физико-механических свойств песков, включенное в план научного совета по инженерной геологии и гидрогеологии при Отделении геологии, геофизики и геохимии АН СССР.

Проведение заседания было поручено Комиссии по рыхлым осадочным породам и Институту инженерных изысканий Госстроя Литовской ССР (г. Вильнюс), где был создан оргкомитет под председательством канд. геол.-минерал. наук А. А. Сабалаяускаса (ЛитИИИ). Задолго до начала работы совещания оргкомитетом было разослано 70 анкет в 53 организации (16 высших учебных заведений, 8 научно-исследовательских и 9 проектных институтов и свыше 20 изыскательских организаций), расположенные во всех регионах Союза. Перед началом работы совещания участникам был разослан пригласительный билет-программа, а по прибытии в г. Каунас всем были вручены рабочие блокноты.

В работе совещания приняли участие представители Московского, Дружбы народов, Вильнюсского, Одесского, Гомельского и Воронежского университетов, Московского инженерно-строительного института, Московского автомобильного института, Московского геологоразведочного института, Московского института инженеров транспорта, Ленинградского горного и политехнического институтов, Новосибирского института инженеров железнодорожного транспорта, Фрунзенского политехнического института, Института геологии АН Азербайджанской ССР, ПНИИИС, СоюздорНИИ, Фундаментпроекта (Москва), Ленингидропроекта, Института инженерных изысканий (Вильнюс), ЭстГИИИЗ, Латгипрогорстроя, Латгипропрома, УкрГИИИТИЗ, КиевТЭГпроекта, БелГИИЗ (Минск), Сев.—Кав. отделение ПНИИИСа (Ставрополь), ПромстройНИИпроекта, УралТИСИЗ (Свердловск), Укрвосток-ГИИТИЗ (Харьков), Южно-Сахалинского отделения «Союзморгео» и других организаций.

Открыл заседание председатель оргкомитета А. А. Сабалаяускас, после чего с приветственным словом выступил заместитель председателя Каунасского горисполкома В. П. Сурвила. Во вступительном слове

председатель комиссии проф. В. И. Осипов вкратце остановился на задачах, стоящих перед совещанием.

С обзорным докладом о современных проблемах изучения песчаных грунтоов в инженерно-геологических целях выступил доцент МИСИ И. В. Дудлер. Доклад проф. В. И. Осипова (МГУ) был посвящен природе свойств песчаных грунтов, автор использовал электронно-микроскопическое микрофильмирование процесса среза песчаных пород. Динамические свойства песчаных грунтов были рассмотрены в докладе проф. П. Л. Иванова (ЛПИ). Инженерно-геологической характеристике песчаных пород Прибалтики был посвящен доклад К. Ю. Дундулиса (Вильнюсский гос. университет). Методам и методике изучения строительных свойств песчаных грунтов были посвящены доклады Л. Г. Мариупольского (НИИОСП) и Э. Р. Черняка (ПНИИИС).

Вопросы классификации песчаных грунтов и совершенствования нормативно-методической литературы по их изучению были рассмотрены в выступлении проф. Р. С. Знангирова (ПНИИИС); в частности, им была представлена инженерно-геологическая классификация горных пород, утвержденная Госстроем СССР и вошедшая в «Строительные нормы и правила».

Результатам анализа анкетного опроса, обобщенного И. В. Дудлером (МИСИ), А. А. Жедялисом (ЛитИИИ) и А. А. Сабалюскасасом (ЛитИИИ), было посвящено выступление последнего. Он подчеркнул: «данные анкетного опроса свидетельствуют о единстве взглядов подавляющего большинства специалистов по вопросам состояния изучения песков, определению принципиальных направлений, задач и путей совершенствования исследований, оценки и прогноза свойств песков».

После докладов состоялась развернутая дискуссия по различным аспектам изучения физико-механических свойств песков. Было подчеркнуто, что по рассматриваемому вопросу имеются недостатки:

1) нормативные документы не учитывают в должной мере комплекс особенностей, состава, строения, состояния песков, обусловленных их генезисом и возрастом;

2) уровень разработки методики, методов и технических средств изучения песков отстает от потребности практики изысканий;

3) ряд документов (СНиП, ГОСТ, СН и др.) требует совершенствования.

В заключение В. И. Осипов выступил с кратким обзором заслушанных докладов. В частности, он подчеркнул, что вопросы теории изучения физико-механических свойств песков различного генезиса несколько отстают от запросов практики инженерных изысканий.

В целом следует отметить своевременность и актуальность проведенного совещания, организация которого вместе с экскурсией по городу Каунасу (в т. ч. посещение полевой буровой установки на пески) были на самом высоком уровне.

Для дальнейшего развития проблем изучения физико-механических свойств песков участники совещания приняли расширенное решение. Было решено, по возможности, опубликовать доклады совещания в журнале «Инженерная геология» (Изд-во АН СССР). Следующее совещание Комиссии по рыхлым осадочным породам по проблемам изучения физико-механических свойств глин провести в 1983 г. в г. Ставрополе в Северо-Кавказском Отделении ПНИИИС.

Институт геологии
АН Азербайджанской ССР

Ф. С. Алиев

МУНДЭРИЧАТ

М. Т. Абасов, Ш. Ч. Абасов, Ф. Н. Оручэлиев. Конденсатчөкмө башландыгы тэзигдэн жүксөк тэзигли газконденсат жатагларынын конденсатвермэсинэ даир	3
Н. Ч. Таһиров, А. Ф. Һашымов, Г. Е. Мүзэффэров. Температурун нефтин су илә сыхышдырма эмсалына тәсир	8
А. М. Гулиев, Е. Х. Әзимов, Ҷ. В. Гасымов. Чатлы-мәсамәли мүнһидә мәјенин истиликөтүрмә вә һәрәкәт тәһликләри һаггында	12
Л. А. Бурјакowski, Р. Ч. Чаваншир. Килли сүхур өртүкләрин аномал жүксөк мәсамә тэзигләри олан зонада сүзүлмә вә скраплашдырма хәссәләри	18
Ј. В. Садыгова. Газма көмәринин бош фырланмасына сәрф едилән күчүн нәзәри тәјини	25
Н. Ч. Чәфәров. Чохлајлы нефт жатагларынын чохсыралы систем гујуларынын сулашмасынын динамикасы	31
Һ. П. Һүсәјнов, И. Ә. Нәсруллаев, Ј. Н. Кәримов, Ә. С. Һүсәјнов. Соңуз сәрһәдди лајда, хәтти дүзүлмүш маили гујуларда тэзигин еластики режимдә тәјини	40
З. С. Әлиев. Лајын гејри-бирчислилијинин натамам газ гујуларынын мән-сулдарлыгына тәсиринин тәчрүби тәдгиги	46
М. Т. Абасов, Х. И. Дадашзадә, Ф. Н. Оручэлиев. Јүнкүл нефт жатагларынын түкәнмә просесинин тәдгигинә даир	51
С. Н. Закиров, Б. Ј. Сомов, Б. М. Палатник. Газ жатагларынын ишләнмәси мәсәләләриндә ики фазалы үчөлчүлү сүзүлмә просесләринин моделләшдирилмәси	56
Ч. Ш. Вәзиров, А. М. Гасымов, Ш. Ф. Һүсәјнова. Лаја сәһә бојунча су вурдугда мәсамәли мүнһитин зона үзрә гејри-бирчислилијинин нефтвермәјә тәсиринин тәдгиги	62
З. И. Чәлилов. Кичик кечиричликләрдә бирчисли, гејри-бирчисли вә килли лајлардан сујун тәбии газ илә сыхышдырмасынын тәчрүби тәдгиги	70
Н. А. Пирвердијан. Бору көмәриндә тыхачлы режимдә тэзиг иткисинин һесаблинмасы	75
Ә. Х. Шаһвердијев. Деформасијаја уғрајан халис чатлы лај сүхурларында бирчисли мәјеләрин сүзүлмәси просесинин тәдгиги	80
Ј. И. Максимов, В. В. Бәјләрбәјов. Нефт вә газ сәнајесинин инкишафынын прогнозунда риск анализ нәзәријәсиндән истифадәсинин еффејтивлији һаггында	86
Ј. М. Гордејев. Нефт-газ конденсатлы жатагларын ишләнмәси заманы сүзүлмә просесинин тәчрүби тәдгиги	82
М. А. Һачыјев, З. Б. Гулијева. Литоложи пәнчәрә илә әлағәләнмиш лајларда гәрәлашмамыш сүзүлмә һалы үчүн чохлајлы нефт жатагларынын ишләнмәсинин тәнзим	98
З. Ј. Аббасов, М. А. Абасов, Г. К. Грибунина. Ишләјән газ вә газ-конденсат гујусунда гујудиб тэзигинин һесаблинмасы алгоритми	108
Ч. Ш. Вәзиров, А. С. Стреков, Ә. М. Дадашов. Лајдакы тәрпәнниш сүр'әтиндә полимер мәнлуларынын реоложи характеристикасына температурун тәсиринин експериментал тәдгиги	115
Л. А. Бурјакowski, Р. Ч. Чаваншир, Р. Ј. Әлијаров. Нефт вә газ жатагларынын ахтарыш, ешфијјат вә ишләдрилмәси илә әлағәдар аномал жүксөк кеофлуидал тэзигләрин өјрәнилмәси проблеми	119
И. Г. Ахметов, О. Н. Сизоненко. Электроһидравлик тәсирин дағ сүхурларынын сүзүлмә хүсусијәтләринә тәсир	129
А. Ф. Һашымов, Г. Е. Мүзэффэров, Н. Ч. Таһиров. Сујун лајавурулма сүр'әтинин сыхышдырма эмсалына тәсир	132
И. Г. Ахметов. Лајын гујудиб зонасына электроһидравлик истилик тәсирини механизми һаггында	137

Хроника

Ф. С. Әлиев. Көврәк чөкмә сүхурлар үзрә биринчи мұшавирә . . . 141

СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Абасов, Ш. Д. Абасов, Ф. Г. Оруджалиев. О конденсатоотдаче газоконденсатных залежей с начальным давлением выше давления начала конденсации	3
Н. Д. Таиров, А. Ф. Гашимов, Г. Э. Музаффаров. Влияние температуры на коэффициент вытеснения нефти водой	8
А. М. Кулиев, Э. Х. Азимов, Н. В. Касумов. Об уравнениях переноса тепла и движения жидкости в трещиновато-пористой среде	12
Л. А. Буряковский, Р. Д. Джаваншир. Фильтрационные и экраннирующие свойства глинистых пород-покрышек в зонах развития аномально высоких поровых давлений	18
Ю. В. Садыхов. Аналитическое определение мощности на холодное вращение бурильной колонны	25
Н. Д. Джафаров. Динамика обводнения скважин многорядной системы в многопластовых нефтяных залежах при водонапорном режиме	31
Г. П. Гусейнов, И. А. Насруллаев, Ю. Г. Керимов, А. С. Гусейнов. Определение давления наклонных скважин прямолинейной цепочки в безграничном пласте при упругом режиме	40
З. С. Алиев. Экспериментальные исследования влияния неоднородности пласта на производительность несовершенных газовых скважин	46
М. Т. Абасов, Х. И. Дадаш-заде, Ф. Г. Оруджалиев. К исследованиям процесса истощения залежей легкой нефти	51
С. Н. Закиров, Б. Е. Сомов, Б. М. Палатник. Трехмерное моделирование двухфазной фильтрации в задачах разработки газовых месторождений	56
Д. Ш. Везиров, А. С. Стреков, А. М. Дадашев. Экспериментальное исследование влияния температуры на реологические характеристики полимерных растворов при пластовых скоростях сдвига	62
З. И. Джалилов. Экспериментальное исследование вытеснения воды газом из однородных и неоднородных пластов при малых проницаемостях в воде при пробковом режиме	70 75
Н. А. Пирвердян. Исследование фильтрации однородной жидкости в деформируемых чисто-трещиноватых коллекторах	80
Ю. И. Максимов, В. В. Беглярбеков. Об эффективности использования теории анализа риска при прогнозировании развития нефтегазодобывающей промышленности	86
Ю. М. Гордеев. Экспериментальные исследования процессов фильтрации при разработке нефтегазоконденсатных залежей	92
М. А. Гаджиев, З. Б. Кулиева. О регулировании разработки многопластовых нефтяных месторождений с учетом взаимодействия их через литологическое окно при нестационарной фильтрации	98
З. Я. Аббасов, М. А. Абасова, Ч. К. Грибунина. Алгоритм расчета забойного давления в работающих газовых и газоконденсатных скважинах	108
Д. Ш. Везиров, А. М. Касумов, Ш. Ф. Гусейнов. Влияние зональной неоднородности на нефтеотдачу пласта при площадном заводнении	115
Л. А. Буряковский, Р. Д. Джаваншир, Р. Ю. Алиев. Проблема изучения аномально высоких геофлюидальных давлений в связи с поисками разведкой и разработкой месторождений нефти и газа	119
И. Г. Ахметов, О. Н. Сизоненко. О влиянии электрогидравлического разряда на емкостно-фильтрационные свойства горных пород	128
Краткое научное сообщение	
А. Ф. Гашимов, Г. Э. Музаффаров, Н. Д. Таиров. Влияние скорости пагнетания воды на коэффициент вытеснения	132
И. Г. Ахметов. О тепловом механизме воздействия при электрогидравлической обработке призабойной зоны пласта	137

Хроника

Ф. С. Алиев. Первое совещание по рыхлым осадочным породам	141
---	-----

1 ман. 20 гэл.
руб. коп.

Индекс
76397