

УДК 532.546:532.6

© 1990 г.

А. А. БАЛЕПИН, Ю. П. ЖЕЛТОВ, В. А. К. Ал ИССА

## **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОТИВОТОЧНОЙ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ ЕСТЕСТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ПОРОД ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ**

При исследовании фильтрации жидкостей в трещиновато-пористых нефтяных пластах установлено, что одним из механизмов нефтеизвлечения в таких условиях является извлечение за счет противоточной капиллярной пропитки (ПКП) отдельных пористых блоков водой [1-3]. Эффективность процессов ПКП возрастает в случае закачки в пласт горячей воды или пара. Большинство исследователей считают, что подобная интенсификация ПКП обусловлена снижением вязкости нефти с одновременным изменением молекулярно-поверхностных свойств в системе нефть - вода - порода [4-6]. В [7] рассматривается влияние на капиллярную пропитку пористых сред количества и качества активных компонентов нефти. Показано, что увеличение температуры приводит к уменьшению и разрыву пленок адсорбированных на твердой поверхности активных компонентов, что облегчает впитывание воды в пористые каналы малого радиуса. В [8-11] обнаружено, что существует некоторый порог температуры, ниже которого процесс ПКП практически не реализуется. Влияние размеров и начальной водонефтенасыщенности исследуемых пористых образцов и физико-химических свойств воды и нефти на ПКП рассматривается в [12, 13].

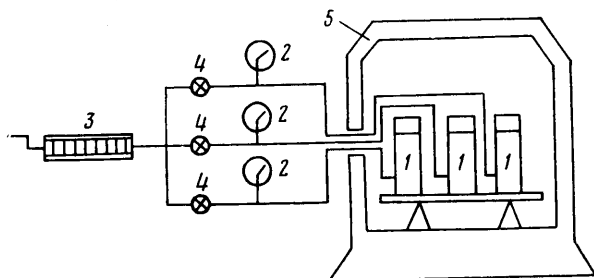
При проектировании технологии теплового воздействия на трещиновато-пористый пласт необходимы в первую очередь экспериментальные зависимости нефтеотдачи образцов породы в процессе ПКП от температуры и времени.

В данной работе проведено экспериментальное исследование ПКП образцов естественных нефтенасыщенных кернов. Коэффициент нефтевытеснения определялся из сравнения начальной и конечной нефтенасыщенностей образца. Выявлено влияние температуры и времени на интенсивность и скорость ПКП. На основании известного критерия подобия результаты исследований пересчитаны для реальных условий нефтяного месторождения. Показано, что скорость ПКП заметно уменьшается с увеличением размеров блоков. Для интенсификации ПКП необходим прогрев основной части нефтяного пласта высокотемпературным теплоносителем.

**1. Экспериментальная установка и методика исследований.** Эксперименты по ПКП выполнялись на установке, схематично изображенной на фиг. 1. Подготовленные к исследованиям образцы кернов загружались в три автоклава 1, которые заполнялись дистиллированной водой. При этом образцы были полностью окружены водной фазой, т. е. моделировались условия противоточной пропитки [7]. Автоклав представлял собой составной цилиндрический стакан из нержавеющей стали внутренним диаметром 0,07 м. Герметичность соединений обеспечивалась прокладкой из фторопласта-4 или отожженной меди. К автоклавам подсоединялись манометры 2 для регистрации развиваемого в процессе повышения температуры давления, которое регулировалось гидропрессом 3. Запорные вентили 4 позволяли регулировать давление независимо в каждом автоклаве. Для поддержания определенной температуры ПКП автоклавы помещались в термощкаф 5, в котором колебания температуры в ходе эксперимента не превышали  $\pm 2^\circ \text{C}$ . Установка позволяла проводить опыты при давлениях до 20 МПа и температурах до  $300^\circ \text{C}$ . Обычно давление в автоклавах поддерживалось равным пластовому давлению исследуемого месторождения.

Подготовка образцов заключалась в следующем. С поверхности естественного нефтенасыщенного керна удалялась часть породы, в которую мог попасть буровой раствор или его фильтрат. Из оставшегося керна

материала выпиливались образцы кубической формы с характерным размером 0,025 м. Образцы не экстрагировались во избежание существенного изменения молекулярно-поверхностных свойств системы нефть — порода [14]. Керна исследуемого месторождения не содержали связанной воды. После этого по три образца помещалось в каждый из автоклавов. Каждый автоклав выдерживался в термощкафу различное время, что давало возможность сразу исследовать динамику ПКП во времени при одной температуре, не приостанавливая опыт. Через некоторое время  $t_1$  после начала эксперимента первый автоклав вынимался из термощкафа и после



Фиг. 1

снижения температуры в нем до комнатной и давления до атмосферного доставались все три образца. Коэффициенты нефтевытеснения из них за счет ПКП в течение времени  $t_1$  рассчитывались как отношение начальной  $S_1$  и конечной  $S_2$  нефтенасыщенностей образца к начальной нефтенасыщенности по формуле

$$\eta = \frac{S_1 - S_2}{S_1} \quad (1.1)$$

Здесь  $\eta$  — коэффициент нефтевытеснения.

Значения нефтенасыщенностей определялись по выражению

$$S = \frac{v\rho_0}{km_0} \quad (1.2)$$

где  $v$  — объем нефти в образце ( $\text{м}^3$ ),  $m_0$  — масса экстрагированного и высушенного образца (кг),  $k$  — коэффициент пористости породы,  $\rho_0$  — кажущаяся плотность породы ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ).

Считая, что значения  $\rho_0$ ,  $k$  и плотность нефти  $\rho$  остаются в результате воздействия процессом ПКП неизменными, коэффициент нефтевытеснения можно записать в виде

$$\eta = 1 - \frac{v_2}{v_1} = 1 - \frac{m_2}{m_1} \quad (1.3)$$

где  $v_1$  и  $m_1$  — начальные, а  $v_2$  и  $m_2$  — конечные значения объема и массы нефти в образце. При этом  $m_1$  и  $m_2$  определялись из выражений

$$m_1 = m' - m_0, \quad m_2 = m'' - m_0 - m_w \quad (1.4)$$

Здесь  $m'$  — начальная масса образца с содержащейся в нем нефтью,  $m''$  — масса образца после опыта с оставшейся в нем нефтью и впитавшейся водой массой  $m_w$ .

Величины  $m'$ ,  $m_0$  и  $m''$  определялись взвешиванием с точностью до  $10^{-6}$  кг. Значение  $m_w$  определялось экстрагированием образца после ПКП на приборе Закса. Погрешность при расчете  $\eta$  составляла 6%.

Окончательная величина коэффициента нефтевытеснения за счет ПКП при определенных температуре и времени процесса рассчитывалась как среднее арифметическое по трем значениям  $\eta$  для каждого из образцов в одном автоклаве.

На основании аналогичных данных для образцов во втором и третьем автоклавах определялись значения  $\eta$ , достигнутые при той же температуре, но для другой длительности ПКП, соответственно для времен  $t_2 > t_1$  и  $t_3 > t_2$ . В случае необходимости получения значений  $\eta$  при другой продолжительности ПКП выполнялись дополнительные эксперименты при той же температуре на новых образцах.

Исследования ПКП проводились при температурах 20, 80, 110, 160, 200 и 250° С. Минимальное время выдержки автоклава в термошкафу составляло 2,5 ч, максимальное — 96 ч. В одном случае время ПКП равнялось 504 ч.

**2. Результаты экспериментов.** Образцы породы исследуемого месторождения представляли собой сцементированный песчаник с карбонатностью 3–5%. Определения других свойств образцов дали следующие результаты:  $k=0,224$ ,  $\rho_0=2234$  кг/м<sup>3</sup>,  $S_1=0,65-0,75$ . Плотность и вязкость дегазированной нефти равнялись соответственно 900 кг/м<sup>3</sup> и 210 мП·с при 20° С. Ниже приведены значения вязкости нефти  $\mu$  в зависимости от температуры  $T$ :

$\mu$ , мП·с	253	210	156	118	45	15	5,6	2,4	1,5
$T$ , С	17	20	25	30	50	80	120	180	250

Измерения вязкости проводились на приборе Реотест-2 в диапазоне 17–120° С. При более высоких температурах значения  $\mu$  рассчитывались по аппроксимационной формуле [15].

Эксперименты по изучению ПКП дали следующие результаты. При 20 и 50° С нефть из образцов, выдержанных в автоклаве в течение 504 ч, извлечена не была. Процесс ПКП привел к появлению вытесненной нефти, только начиная с 80° С. Значение  $\eta=0,025$  при этой температуре было получено за 96 ч. Нефти, выделившейся из образцов в ходе ПКП при 80° С за времена меньшие 96 ч, было недостаточно для достоверного определения  $\eta$  в пределах погрешностей экспериментов. Временные зависимости  $\eta$  были получены для 250, 160 и 110° С (фиг. 2, кривые 1, 2, 3).

Ниже приведены значения  $\eta$  в зависимости от температуры для процесса ПКП продолжительностью 96 ч:

$\eta$	0,025	0,14	0,275	0,335	0,352
$T$ , С	80	110	160	200	250

**3. Обсуждение результатов.** Полученные экспериментальные зависимости  $\eta$  в процессе ПКП от времени при различных температурах позволяют выявить эффективность влияния температуры на ПКП, а также оценить максимально возможные значения нефтеотдачи в данных условиях. Как видно из приведенной зависимости  $\eta$  от температуры, интенсификация ПКП наблюдается только после преодоления некоторого температурного порога. Заметное увеличение нефтеотдачи происходит, начиная с температур  $>80^\circ$  С. Наибольший темп возрастания  $\eta$  достигается в диапазоне 80–200° С и составляет в среднем  $2,8 \cdot 10^{-3}$  град<sup>-1</sup>. Дальнейшее повышение температуры не столь существенно: в диапазоне 200–250° С средний темп увеличения  $\eta$  составляет  $0,4 \cdot 10^{-3}$  град<sup>-1</sup>, т. е. уменьшается в 7 раз.

С другой стороны, как следует из рассмотрения зависимости  $\mu$  от температуры, значительное уменьшение вязкости нефти происходит в диапазоне 17–100° С: в среднем 2,5 мПа·с/град. В интервале 100–250° С этот темп в 50 раз меньше: 0,05 мПа·с/град.

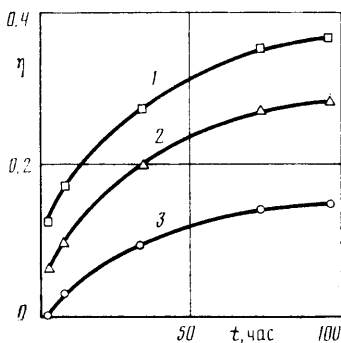
Такое сопоставление температурных изменений  $\eta$  в ходе ПКП и вязкости извлекаемой нефти свидетельствует о том, что интенсификация процесса ПКП при возрастании температуры не может быть объяснена только с точки зрения уменьшения вязкости капиллярно вытесняемой нефти.

Подобный результат был получен в [5] при исследовании капиллярного вытеснения нефти из естественных образцов кернов Ярегского место-

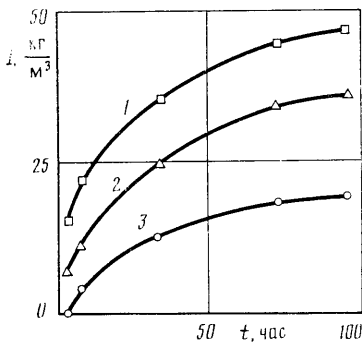
рождения Коми АССР и в [16] на примере образцов породы Гремихинского месторождения Удмуртской АССР.

По-видимому, основной фактор повышения эффективности ПКП при увеличении температуры связан с разрушением адсорбционного слоя полярных компонентов нефти и улучшением избирательной смачиваемости поверхности поровых каналов водой.

С целью определения скорости ПКП, т. е. количества нефти, выделяющейся из единичного объема за единицу времени, зависимости  $\eta$  от времени были предварительно перестроены в координатах интенсивность



Фиг. 2



Фиг. 3

ПКП — время. За интенсивность ПКП принималось суммарное количество нефти, извлекаемой из единичного объема образца к определенному моменту времени процесса ПКП. Интенсивность  $I$  рассчитывалась по выражению

$$I = m/v_0 \quad (3.1)$$

Здесь  $m = m_1 - m_2$  — масса нефти, вытесненная из образца за время  $t$  (кг);  $v_0$  — объем нефтенасыщенного образца.

Полученные зависимости  $I(t)$  приводятся на фиг. 3, где кривые 1, 2, 3 соответствуют температурам 250, 160 и 110°С.

Дифференцируя кривые зависимости накопленной нефтеотдачи образца от времени, можно найти скорости  $\phi$  процесса ПКП в любой момент времени. Практически значения  $\phi$  определялись графическим дифференцированием кривых  $I(t)$ . Рассчитанные таким образом значения  $\phi(t)$  для образца керна размером 0,025 м представлены на фиг. 4.

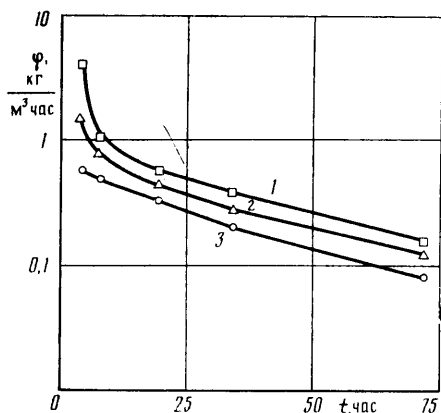
Из фиг. 4 следует, что процесс ПКП с максимальной скоростью протекает в первые часы после прогрева образцов до требуемой температуры опыта, в дальнейшем его скорость резко снижается, особенно при температурах 160 и 250°С. Заметим, что прогрев автоклава с находящимися в нем образцами занимал 1–2,5 ч в зависимости от температуры исследования. Максимальная скорость ПКП была зафиксирована через 4 ч после начала процесса. Это соответствовало минимальному значению  $I(t)$ , для которого можно было с достаточной степенью достоверности определить величину  $\phi$ . При 110°С  $\phi$  в этот момент времени не превышает 0,6 кг/(м³·ч) тогда как при 250°С  $\phi = 4$  кг/(м³·ч). Через 8 ч после начала ПКП темп снижения  $\phi$  при всех температурах становится примерно одинаковым и практически зависимость  $\phi(t)$  линейна в полулогарифмическом масштабе.

При прогнозировании показателей разработки нефтяного пласта трещиновато-пористого типа с учетом лабораторных исследований процесса ПКП необходимы также данные о размерах реальных блоков породы. Если они известны, то полученные экспериментальные кривые  $\eta(t)$  для лабораторных образцов нетрудно перестроить для реальных блоков, ис-

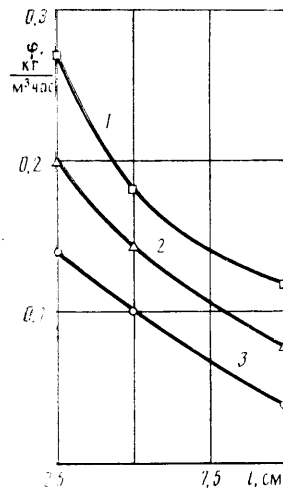
пользуя безразмерный параметр

$$T = \frac{t\sigma \cos \theta k^{1/2}}{\mu l^2 \lambda^{1/2}} \quad (3.2)$$

Здесь  $T$  — безразмерный параметр, характеризующий нефтеотдачу отдельного блока размером  $l$  за время  $t$  [3];  $\sigma, \theta$  — межфазное натяжение на границе нефть — вода и краевой угол смачивания;  $\lambda, k$  — проницаемость и пористость блоков;  $\mu$  — вязкость нефти.



Фиг. 4



Фиг. 5

Использование образцов естественных неэкстрагированных кернов обеспечивает в первом приближении равенство физико-химических параметров  $\sigma, \theta, \lambda, k$  для реального блока и лабораторного образца [3]. Это дает возможность рассчитать время ПКП реальных блоков по формуле

$$t_x = \frac{t_L l_x^2 \mu_x}{l_L^2 \mu_L} \quad (3.3)$$

Здесь  $t_L, l_L, \mu_L$  — лабораторные значения соответственно времени ПКП, размера образца и вязкости нефти,  $t_x$  и  $\mu_x$  — соответственно время ПКП реального блока размером  $l_x$  и вязкость нефти в пластовых условиях.

При этом можно считать, что ПКП в реальных пластах происходит из трещин, разделяющих пласт на блоки среднего размера  $l_x$ .

Результаты вычислений показывают, что в реальных условиях нефтяного пласта (например, при  $l_x=0,1$  м) для достижения  $\eta=0,36$  за счет процесса ПКП при  $250^\circ\text{C}$  требуется 43 сут. Такое же значение  $\eta$  достигается за 3 сут в лабораторных условиях ( $l_L=0,025$  м).

Очевидно, что скорости ПКП в реальных условиях (большие блоки) значительно меньше рассчитанных для модельных образцов. На фиг. 5 представлены зависимости скорости ПКП от размера блока. При этом расчет скоростей ПКП для блоков размерами 0,025, 0,05 и 0,1 м осуществлялся на момент времени 50 ч от начала процесса капиллярной пропитки.

Как видно из фиг. 5, скорость ПКП заметно уменьшается с увеличением размеров блоков. Может оказаться, что при больших блоках (несколько десятков сантиметров) низкотемпературные процессы ПКП дадут незначительное количество нефти при практически приемлемых сроках разработки месторождения. Для интенсификации ПКП необходим прогрев основной части трещиновато-пористого пласта высокотемпературным теплоносителем.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Сургучев М. Л., Калганов В. И., Гавура А. В.* Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра, 1987. 229 с.
2. *Таиров Н. Д.* Нефтеотдача глубокозалегающих пластов. М.: Недра, 1981. 128 с.
3. *Майдебор В. Н.* Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Недра, 1980. 288 с.
4. *Мангэн Н.* Прогрессивные методы добычи нефти. Ч. 4. Основы щелочного заводнения // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1981. № 6. С. 19–25.
5. *Рузин Л. М.* О некоторых закономерностях капиллярного вытеснения нефти водой при тепловом воздействии на трещиновато-пористый пласт Ярегского месторождения // Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР. Т. 1. ВНИИОЭНГ, 1974. С. 143–153.
6. *Гарушев А. Р., Горбанец В. К., Яковенко В. И.* Влияние температуры на механизм вытеснения высоковязкой нефти из пористой среды // Тр. КраснодарНИПИ нефть. пром.-сти. 1972. Вып. 5. С. 70–79.
7. *Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Коджаев Ш. Я., Керимова Ф. Г.* Влияние температуры на противоточное капиллярное вытеснение углеводородных жидкостей водой // Докл. АН АзССР. 1968. Т. 24. № 2. С. 40–43.
8. *Таиров Н. Д., Асадов А. Ш.* Влияние свойств углеводородных жидкостей на капиллярное вытеснение их водой при различных температурах // Науч.-техн. информ. сб. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 1966. С. 102–105.
9. *Тарасов А. Г., Джалалов К. Э.* Особенности теплового воздействия на трещиноватый коллектор с низкопроницаемой матрицей // Сб. тр. ВНИИНефть. 1986. № 96. С. 58–63.
10. *Рузин Л. М.* О некоторых принципах разработки тепловыми методами залежей высоковязких нефтей // Науч.-техн. информ. сб. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. 1984. № 1. С. 11–12.
11. *Балепин А. А., Ибатуллин Р. Р.* Противоточная капиллярная пропитка в естественных нефтенасыщенных образцах пород при высоких температурах // Науч.-техн. информ. сб. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. 1983. № 12. С. 3–5.
12. *Майдебор В. Н., Камышникова А. И., Белова Г. А.* Расчет процесса извлечения нефти из низкопроницаемой матрицы при капиллярно-противоточной пропитке ее водой // Тр. СевКавНИИ, 1972. № 11. С. 3–13.
13. *Jacquin Ch., Martin G.-M.* Imbibition eau-huile en milieu poreux influence des principaux paramètres // 2nd European Sympos: Enhanced oil recovery. Paris. 8–10 Nov. 1982. Paris: Editions Technip, 1982. P. 245–252.
14. *Бабалян Г. А., Березин В. М., Мустаев Я. А.* Влияние температуры на капиллярную пропитку // Тр. Уфим. нефт. НИИ. 1967. № 17. С. 41–44.
15. *Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Проектирование разработки/Под ред. Ш. К. Гиматудинова и др. М.: Недра, 1983. 463 с.*
16. *Балепин А. А., Ал Исса В. А. К.* Термокапиллярное нефтевытеснение из образцов естественной нефтенасыщенной пористой среды. М., 1988. 5 с.—/Деп. ВНИИОЭНГ 30.06.88, № 1582-нг 88.

Москва

Поступила в редакцию  
16.III.1989