

Для второй шкалы при температуре 1700° С по формуле (3) получим величину ошибки 1.2°, а для третьей шкалы при 2700° С она достигнет 5.85°.

Таким образом, прибор обеспечивает высокую точность относительных измерений яркостной температуры. Точность же абсолютных измерений температуры значительно ниже и ограничена точностью образцовых температурных ламп.

Проградуировав прибор в лучах различной длины волны, можно вести измерения цветовой температуры методом сине-красного отношения [6]. Градуировка прибора может быть легко переведена в энергетические величины.

1. Спектропирометр СПП-58, в основных чертах повторяющий описанный ранее [3], был построен в заводских условиях.

2. Проведены исследование прибора, его градуировка и расширение шкалы до 3800° С. В широкой области температур инструментальная погрешность прибора не превышает 0.1° на первой шкале, 0.15° на второй шкале и 0.3° на третьей шкале. Гораздо большая величина погрешности абсолютного измерения температуры обусловлена погрешностью, возникающей при аттестации температурных ламп при помощи визуальных пирометров.

Контрольное определение погрешности изменения в «точке золота» подтвердило сделанные выводы: интерполированное значение золотой точки отклонилось от экспериментального на 0.45°.

Авторы благодарят П. Г. Стрелкова за интерес к работе и ряд советов, В. Е. Финкельштейна за дискуссию, а также Б. М. Озерова за помощь при измерениях.

Поступила 7 VII 1962

ЛИТЕРАТУРА

1. Кандыба В. В., Ковалевский В. А. Фотоэлектрический спектропирометр высокой точности. ДАН СССР, 1956, т. 108, стр. 633.
2. Ковалевский В. А., Боярский Л. А. Объективный спектропирометр СПК-2. Измерительная техника, 1958, № 6, стр. 57.
3. Боярский Л. А., Ковалевский В. А. Лабораторный объективный спектропирометр. Измерительная техника, 1960, № 1, стр. 31.
4. Финкельштейн В. Е., Старунов Н. Г. Объективный инфракрасный спектропирометр. Измерительная техника, 1960, № 1, стр. 28.
5. Ковалевский В. А. О нулевом модуляционном методе при фотоэлектрических измерениях. ПТЭ, 1959, № 3, стр. 98.
6. Рибо Г. Оптическая пирометрия. М., ГТТИ, 1934.
7. Яковлев К. П. Математическая обработка результатов измерений. М., ГТТИ, 1953.
8. Приборы для измерения температуры и их поверка. М., Стандартгиз, 1957.
9. Финкельштейн В. Е., Кандыба В. В. Новый метод градуировки пирометров и новый точный оптический пирометр. Тр. ВНИИМ им. Менделеева, 1958, вып. 36 (96), стр. 16.

О ПОЛНОТЕ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ДВУХСЛОЙНЫХ ПОРИСТЫХ СРЕД

В. Г. Оганджанияц, И. А. Сафаров (Москва)

Экспериментальными исследованиями [1,2] установлено, что в слоистых пористых системах, не изолированных между собой непроницаемыми перемычками, при определенных условиях вытеснения под действием капиллярных и гидродинамических сил происходит выравнивание поверхности водонефтяного контакта.

Показано также, что устойчивое равномерное продвижение фронта вытеснения имеет место не при каком-то одном фиксированном значении параметра, характеризующего отношения капиллярных и гидродинамических сил, а в некотором диапазоне значений этого параметра [3]. Ниже рассматриваются результаты дальнейших экспериментальных исследований механизма вытеснения нефти из двухслойных пористых сред.

Данные о моделях 1—5, на которых проведены обсуждаемые эксперименты, приведены в таблице, где l — длина модели в мм; H — общая высота модели в мм; h_1 и h_2 — соответственно высоты более проницаемого и менее проницаемого слоев в мм; k_1 и k_2 — проницаемости соответствующих слоев в *дарси*; m — средняя пористость, V_n — поровой объем или начальная нефтенасыщенность пористой среды в $см^3$.

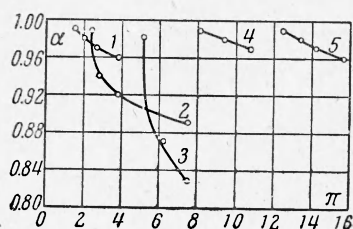
Модели, изготовленные из органического стекла, имели прямоугольные сечения. Пористой средой служил гидрофильный кварцевый песок заданного фракционного состава.

Вытесняемую жидкость имитировал неполярный керосин вязкостью $\mu_1 = 1.3—1.5$ *сП*, плотностью $\rho = 0.786$ *г/см³*. В качестве вытесняющей жидкости была использована дистиллированная вода. Связанная вода не моделировалась.

Таблица

	l	H	h_1	h_2	h_1/h_2	k_1	k_2	k_1/k_2	m	V_n
1	980	183.6	45.9	137.7	0.33	6.0	0.77	7.8	0.39	1205
2	870	169	57.0	112.0	0.50	5.83	0.80	7.3	0.39	1050
3	870	169	84.5	84.5	1.0	5.85	0.84	7.0	0.39	1050
4	840	169	112.0	57.0	2.0	6.90	0.97	7.15	0.40	1040
5	880	183.6	137.7	45.9	3.0	6.50	0.86	7.55	0.40	1250

На фиг. 1 представлены зависимости между безводной нефтеотдачей модели α с различными соотношениями высот слоев h_1/h_2 и безразмерным параметром [2]



Фиг. 1

$$\pi = \frac{\Delta p_k l}{\Delta p h_2} \quad (1)$$

где Δp_k — разность капиллярных давлений, возникающих в пористых средах разной проницаемости при вытеснении нефти водой.

Так как каждая пористая среда характеризуется своей конечной нефтеотдачей, при построении зависимости (фиг. 1) количество нефти, полученное из каждой модели за безводный период, отнесено к максимальному объему нефти, добытому из соответствующей пористой среды к моменту прокачки через нее 1.5 порового объема жидкости.

Данные, использованные для построения указанных зависимостей, соответствуют устойчивому продвижению поверхности водонефтяного контакта.

Кривые фиг. 1 показывают, что для всех моделей существуют определенные значения $\pi = \pi^0$, при которых достигается максимальная полнота извлечения нефти из двухслойных пористых сред. Как видно из фиг. 2, между значениями π^0 и параметром h_1/h_2 при $H = h_1 + h_2 = \text{const}$ существует прямолинейная зависимость, т. е.

$$-\pi^0 = C \frac{h_1}{h_2} \quad \text{или} \quad \frac{l \Delta p_k}{h_2 \Delta p^0} = C \frac{h_1}{h_2} \quad (2)$$

где Δp^0 — оптимальный перепад гидродинамического давления, соответствующий максимальной полноте извлечения нефти из пористых сред.

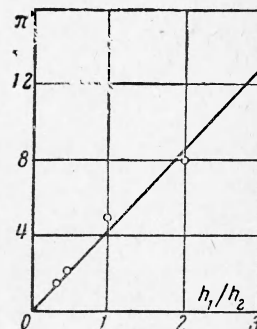
Так как на всех моделях использовались одни и те же жидкости и пористые среды, имеющие с достаточной степенью точности одинаковые проницаемости слоев и отношения их проницаемостей, соотношение (2) после умножения обеих частей равенства на постоянную μ_1/k_1 можно записать в виде

$$V_1^0 h_1 = C_1 \left(C_1 = \frac{k_1 \Delta p_k}{\mu_1} \text{tg } \psi \right) \quad (3)$$

Здесь ψ — угол наклона прямой, V_1^0 — оптимальная скорость продвижения фронта воды вдоль более проницаемого слоя, соответствующая максимальной нефтеотдаче пористых сред.

Из соотношения (3) следует, что условием устойчивого перемещения поверхности водонефтяного контакта в двухслойной пористой среде, при котором достигается максимально возможная полнота извлечения нефти, является постоянство произведения $V_1^0 h_1$. Иначе говоря, при устойчивом продвижении водонефтяного контакта расход воды через более проницаемый слой обратно пропорционален его высоте. При этом имеется в виду, что общая высота пласта и суммарный расход нагнетаемой воды постоянны.

Из фиг. 1 видно также, что несмотря на устойчивое продвижение водонефтяного контакта, на всех моделях при значениях $\pi > \pi^0$ наблюдается некоторое снижение безводной нефтеотдачи. Если принять во внимание то обстоятельство, что на одной и той же модели изменялись только перепады гидродинамического давления Δp , то станет ясным, что снижение нефтеотдачи, наблюдаемое на каждой модели в области устойчивого продвижения водонефтяного контакта, должно быть обусловлено изменением гидродинамической скорости вытеснения. При этом влияние скорости вытеснения на полноту извлечения нефти из двухслойного пласта в значительной степени зависит от соотношения высот пропластков. Как видно из фиг. 3, где по оси ординат отложены разности в нефтеотдаче моделей, отнесенная к их поровым объемам



Фиг. 2

$\Delta\alpha$, а по оси абсцисс — отношение высот пропластков h_1/h_2 , максимальная разница в безводной нефтеотдаче двухслойных пористых сред с изменением параметра π наблюдается при $h_1/h_2 = 1$. С увеличением и уменьшением этого параметра разница в нефтеотдаче уменьшается примерно до 2%.

Нефтеотдачу пористой среды представим [4]

$$\alpha = \alpha_0 \alpha_b \quad (4)$$

где α_0 — коэффициент охвата пористой среды вытесняющей водой, α_b — коэффициент полноты извлечения нефти из пор, занятых вытесняющей водой к данному моменту.

Наблюдения показывают, что в области устойчивого продвижения поверхности водонефтяного контакта первый множитель соотношения (4) остается практически постоянным, тогда как второй множитель, в зависимости от перепада гидродинамического давления, изменяется. При этом изменяется остаточная нефтенасыщенность более проницаемой пористой среды. Следует указать, что увеличение остаточной нефтенасыщенности более проницаемого слоя с изменением скорости вытеснения отмечено и в опытах Гочера и Линдли [5]. Наблюдаемое увеличение остаточной нефтенасыщенности в более проницаемом слое можно объяснить следующим образом.

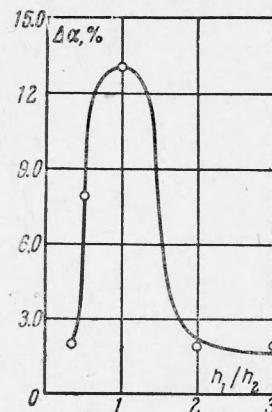
В слоистых породах в отличие от однородных пористых сред нагнетаемая вода вытесняет нефть не только вдоль пластования отложений, но также капиллярно впитывается в поперечном направлении вблизи фронта вытеснения из более проницаемого слоя в менее проницаемый. В вышерассмотренном случае, когда $\pi = \pi^0$, расход нагнетаемой воды достаточен для обеспечения обоих процессов, что позволило извлечь из моделей максимально возможный объем нефти.

При $\pi > \pi^0$, $h_1/h_2 < 1$ и $H = \text{const}$ доля нагнетаемой воды, капиллярно впитываемая в менее проницаемый слой в поперечном направлении с увеличением высоты h_2 , возрастает. Вместе с тем уменьшается скорость продвижения воды вдоль более проницаемого слоя, т. е. V_1 , становятся меньше оптимальной скорости V_1^0 , которая при заданной высоте h_1 обеспечивает максимальное извлечение нефти из этого слоя. При этом чем больше высота h_2 , тем меньше должна быть скорость продвижения воды вдоль более проницаемого слоя и тем меньше должна быть его нефтеотдача.

С другой стороны, с уменьшением высоты h_1 относительное начальное содержание нефти в этом слое уменьшается и изменение остаточной нефтенасыщенности в нем в целом мало сказывается на суммарной нефтеотдаче двухслойных пористых сред. Поэтому на моделях с $h_1/h_2 = 1$, несмотря на увеличение высоты h_2 , разница в нефтеотдаче двухслойных сред, обусловленная изменением π , не возрастает, а убывает (фиг. 3).

Экспериментальные данные показывают, что при $h_1/h_2 > 1$ различие в нефтеотдаче в зависимости от безразмерного параметра π также уменьшается. Последнее объясняется тем, что с уменьшением высоты h_2 доля нагнетаемой воды, капиллярно впитываемая в менее проницаемый слой в поперечном направлении, уменьшается, а скорость продвижения воды по более проницаемому слою, возрастая, приближается к оптимальному значению V_1^0 .

Таким образом, экспериментальными исследованиями установлено, что в слоистых породах при устойчивом продвижении водонефтяного контакта существуют оптимальные условия вытеснения, соответствующие максимальному извлечению нефти из пористых пород. Наблюдаемое уменьшение нефтеотдачи в области устойчивого режима вытеснения обусловлено снижением скорости продвижения воды по более проницаемому слою, которое существенно зависит от отношения высот слоев разной проницаемости.



Фиг. 3

Поступила 26 V 1962

ЛИТЕРАТУРА

1. О г а н д ж а н я н ц В. Г., Е г о р о в а И. И. Об устойчивости водонефтяного контакта в слоистых пористых средах. ДАН СССР, 1960, т. 134, № 1.
2. Е г о р о в И. И., О г а н д ж а н я н ц В. Г. Моделирование процессов вытеснения нефти из слоистых пористых сред. Изв. АН СССР, ОТН, Механика и машиностроение, 1960, № 3.
3. С а ф а р о в И. А. К механизму вытеснения нефти водой из двуслойных пластов. ПМТФ, 1961, № 5.
4. К р ы л о в А. П., К о в а л е в А. Г., О г а н д ж а н я н ц В. Г. Модели пласта для изучения влияния расстановки скважин на нефтеотдачу. Тр. ИГиРГИ АН СССР, 1960, т. 2.
5. G a u c h e r D. H., L i n d l e y D. C. Waterflood performance in a stratified five-spot reservoir. — A scaled-model study. Jour. of petroleum technology, 1960, vol. 12, № 9.