

сти для установления присутствия ассоциатов в них. Вместе с тем они указывают на определенные ограничения в использовании термоанемометра для измерения пульсаций скорости жидкости и спектра турбулентных пульсаций в потоках разбавленных полимерных растворов, содержащих крупные вязко-упругие ассоциаты. При обтекании датчика такими растворами возникают флуктуации выходного напряжения термоанемометра, вызванные, по-видимому, как возмущением скорости, так и флуктуациями теплопроводности при натекании ассоциатов на датчик. О некотором возможном отличии теплопроводности ассоциатов от теплопроводности окружающей жидкости можно судить по тому факту, что тарировочные кривые термоанемометра при течении эластичного раствора полиоксидилена менее круты, чем при течении воды. В процессе деградации раствора тарировочная кривая становится более крутой, постепенно приближаясь к тарировочной кривой на воде. Такое изменение тарировочных кривых с изменением состояния раствора также создает определенные трудности при использовании термоанемометра.

В заключение авторы приносят благодарность В. В. Тихомирову и Г. Г. Степанову за помощь в проведении экспериментов.

Поступила 22 IV 68

ЛИТЕРАТУРА

1. T o m s V. A. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds number. Proc. Internat. Rheolog. Congress, Holland, 1948.
2. G a d d G.E. Turbulence damping and drag reduction produced by certain additives in water. Nature, 1965, vol. 206, No. 4983.
3. Б а р е н б л а т т Г. И., Б у л и н а И. Г., З е л ь д о в и ч Я. Б., К а л а ш н и к о в В. Н., Ш о л о м о в и ч Г. И. Об одном возможном механизме влияния малых добавок высокомолекулярных соединений на турбулентность. ПМТФ, 1965, № 5.
4. Б а р е н б л а т т Г. И., Б у л и н а И. Г., К а л а ш н и к о в В. Н., К а л и н и ч е н к о Н. М. О структуре слабых растворов полимеров, обнаруживающих эффект гашения турбулентности. ПМТФ, 1966, № 6.
5. Б а р е н б л а т т Г. И., К а л а ш н и к о в В. Н. О влиянии надмолекулярных образований в разбавленных растворах полимеров на турбулентность. Изв. АН СССР, МЖГ, 1968, № 3.
6. S m i t h K. A., M e r r i l E.W., M i c k l e y H. S., V i r k P. S. Anomalous Pitot tube and hot film measurements in dilute polymer solutions. Chem. Engng. Sci., 1967, vol. 22.
7. F a b u l a A. G., L u m l e y J. L., T a y l o r W. D. Some interpretations of Toms effect. Modern Developments in Mechanics of Continuum. N.— Y., Academic Press, 1966.
8. Б а р е н б л а т т Г. И., Б у л и н а И. Г., М я с н и к о в В. П., Ш о л о м о в и ч Г. И. О влиянии малых добавок растворимых высокомолекулярных соединений на режим движения жидкости. ПМТФ, 1965, № 4.

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЛИЯНИЯ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ВОЗМУЩЕНИЕМ СТАЦИОНАРНОГО ИХ СОСТОЯНИЯ

Р. И. Медведский

(Баку)

Как известно, в пористом пласте, фильтрация жидкости в котором определяется уравнением Дарси, забойные давления и расходы скважин связаны между собой линейными зависимостями

$$p_0 - p_i = \sum_{j=1}^n a_{ij} q_j \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (1)$$

Здесь p_0 — давление на контуре питания залежи, p_i и q_i — забойное давление и расход i -й скважины, n — число скважин на площади, a_{ij} — коэффициенты влияния. Зная их, можно определить суммарный отбор жидкости с площади, распределение текущих расходов нефтяных и нагнетательных скважин, полную извлечение нефти, добычу попутной воды, оптимальный процент обводнения и т. п.

Коэффициенты влияния зависят от геометрии залежи, размещения скважин, физических параметров пласта и насыщающей его жидкости. В настоящее время их определяют на электрической модели пласта, построение которой является довольно трудоемким делом, особенно для пространственных пластов. Кроме того, этим способом не всегда можно получить значения коэффициентов влияния с нужной точностью ввиду неполного отображения моделью многообразия пластовых условий. Вследствие этого представляется практически важным разработка прямых способов определения этих коэффициентов непосредственно на промыслах. Один из таких способов предлагается в настоящей работе.

Рассматривая уравнение (1), можно видеть, что если какая-либо скважина, например j -я, будет «мгновенно» остановлена, то забойное давление в i -й скважине после достаточно долгого промежутка времени возрастет на величину $\Delta p_i = a_{ij}q_j$, причем случай $i = j$ не исключается. В переходный же период, когда стационарное состояние в залежи еще не наступило, последняя величина будет переменной. Пусть она изменяется по закону

$$\delta p_i(t) = a_{ij}(t)q_j \quad (2)$$

в котором $a_{ij}(t)$ — неизвестная, однако вполне определенная переходная функция, зависящая от тех же факторов, что и коэффициент влияния a_{ij} . Сопоставляя равенство (2) с предыдущим, будем иметь в пределе

$$a_{ij}(\infty) = a_{ij}, \quad \delta p_i(\infty) = \Delta p_i.$$

Пусть теперь $\delta q_j(t)$ — какое-либо изменение расхода в j -й скважине, $\delta p_i(t)$ — обусловленное им изменение забойного давления в i -й скважине, тогда взаимосвязь между ними устанавливается через посредство введенной в (2) переходной функции $a_{ij}(t)$ формулой Дюгамеля

$$\delta p_i(t) = \frac{d}{dt} \int_0^t a_{ij}(t-\sigma) \delta q_j(\sigma) d\sigma \quad (3)$$

Очевидно, при $\delta q_j = q_j = \text{const}$ формулы (2) и (3) совпадают.

Назовем возмущением стационарного состояния скважины (покоя или установившейся работы) такое изменение забойного давления и расхода, при котором последние через некоторый промежуток времени, длительность которого не лимитируется, принимают свои первоначальные значения. Для простаивающих скважин такое возмущение может быть произведено кратковременным пуском в работу с последующей остановкой, для работающих — непродолжительной остановкой, после чего скважина вновь пускается в эксплуатацию с тем, чтобы полностью восстановился первоначальный режим и т. п.

Пусть $\delta p_i(t)$ и $\delta q_j(t)$ означают отклонения забойного давления и расхода от первоначальных значений при таком возмущении. Тогда по определению интегралы

$$\int_0^{\infty} \delta p_i(t) dt, \quad \int_0^{\infty} \delta q_j(t) dt$$

имеют конечную величину.

Подвергая (3) преобразованию Лапласа, получаем

$$s a_{ij}^*(s) = \frac{\delta p_i^*(s)}{\delta q_j^*(s)} \quad (4)$$

$$\left(\delta p_i^*(s) = \int_0^{\infty} e^{-st} \delta p_i(t) dt, \dots \right)$$

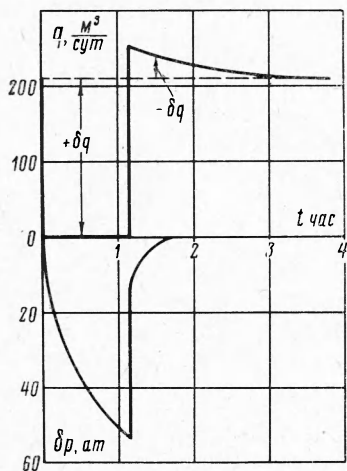
Используя предельные соотношения операционного исчисления [1], будем иметь

$$\lim_{s \rightarrow 0} s a_{ij}^*(s) = a_{ij}(\infty) = a_{ij}$$

$$\lim_{s \rightarrow 0} \delta p_i^*(s) = \int_0^{\infty} \delta p_i(t) dt, \quad \lim_{s \rightarrow 0} \delta q_j^*(s) = \int_0^{\infty} \delta q_j(t) dt$$

Тогда переходя к пределу при $s \rightarrow 0$ в формуле (4) и учитывая только что выписанные равенства, получаем для определения коэффициентов влияния следующую формулу:

$$a_{ij} = \left(\int_0^{\infty} \delta p_i(t) dt \right) \left(\int_0^{\infty} \delta q_j(t) dt \right)^{-1} \quad (5)$$



Фиг. 1

Последняя формула открывает возможность определения коэффициентов влияния путем непосредственных гидродинамических исследований на скважинах. Формула (5) приемлема для определения коэффициентов влияния не только для пористых пластов, но и для пористо-трещиноватых в смысле работы [2], поскольку основная посылка вывода — справедливость закона Дарси — имеет место и для них. Однако для пластов, в которых действует нелинейный режим фильтрации, формула (5) без внесения поправок непригодна. Приведем два примера практического применения формулы (5).

Пример 1. Нагнетательная скважина месторождения Нефтяные Камни работала на установившемся режиме с расходом $q_i = 206 \text{ м}^3/\text{сутки} = 2400 \text{ см}^3/\text{сек}$. Для получения параметров возмущенного состояния $\delta p_i(t)$ и $\delta q_i(t)$ она была остановлена на 70 мин,

затем вновь пущена в работу. Динамика изменения забойного давления и расхода при этом возмущении стационарного состояния показана на фиг. 1, откуда видно, что $\delta p_i(t) = 0$ уже начиная с $t = 110 \text{ мин}$. Расход же восстанавливался гораздо медленнее и достиг первоначального значения через четыре часа. Из фиг. 1 находим

$$\int_0^{\infty} \delta p_i(t) dt = 16.59 \cdot 10^5 \text{ ат сек}, \quad \int_0^{\infty} \delta q_i(t) dt = 69 \cdot 10^6 \text{ см}^3$$

Коэффициент самовлияния оказался равным $a_{ii} = 0.024044 \text{ ат сек/см}^3$.

В данном конкретном случае знание коэффициента самовлияния позволяет найти установившуюся депрессию, под которой понимается отклонение установившегося значения забойного давления от условно-статического, по формуле $\Delta p_i = a_{ii} q_i$.

Применяя формулу, находим такое значение установившейся депрессии для скважины $\Delta p_i = 0.024044 \cdot 2400 = 57.7 \text{ ат}$.

Непосредственным замером при длительной остановке скважины (на 5 час) на следующий день было найдено $\Delta p_i = 59 \text{ ат}$. Погрешность, как видно, невелика.

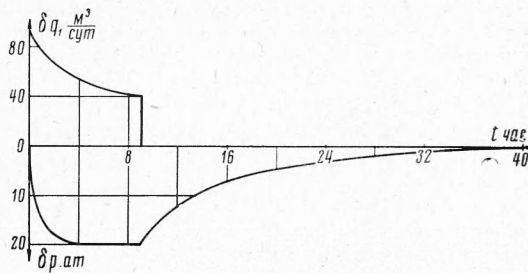
Приведенный пример показывает как можно определить установившуюся депрессию и, следовательно, пластовое (условно-статическое) давление при кратковременной остановке скважины, без больших потерь закачки.

Пример 2. Разведочная скважина была пущена в работу на 9 час, после чего остановлена. Динамика изменения давления и расхода при таком возмущении стационарного состояния показана на фиг. 2, из которой видно, что изменение давления практически прекратилось через 40 час. Из фиг. 2 находим

$$\int_0^{\infty} \delta p_i(t) dt = 1.205 \cdot 10^6 \text{ ат сек}, \quad \int_0^{\infty} \delta q_i(t) dt = 21 \cdot 10^6 \text{ см}^3$$

Следовательно, для этой скважины коэффициент самовлияния равен

$$a_{ii} = 0.0574 \text{ ат сек/см}^3$$



Фиг. 2

В данном случае, используя коэффициент самовлияния, можно установить добычную возможность разведочной скважины, т. е. ее производительность после достаточного долгого периода эксплуатации. Это особенно важно для тех разведочных скважин, которые расположены на необстроенных площадях, не имеющих необходимых емкостей для сбора нефти, так что установить их добычную возможность путем пуска в длительную эксплуатацию нельзя. Обычно в таких случаях пользуются формулой

$$q_i = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta p_i}{\ln(r_1/r_2)}$$

Здесь q_i — потенциальная производительность скважины, Δp_i — депрессия, при которой она будет эксплуатироваться, kh/μ — гидропроводность пласта, r_1/r_2 — радиусы контура питания и скважины, соответственно. Для определения гидропроводности при этом пользуются подходящим экспресс-методом, отношение радиусов находят из косвенных соображений, содержащих большой элемент произвола. При таком подходе формула Дюшюи может дать самое отдаленное представление относительно добычной возможности скважины. При использовании коэффициента влияния всех этих недостатков можно избежать. В самом деле, добычная возможность скважины может быть определена по формуле

$$q_i = \Delta p_i / a_{ii}$$

В частности, для данной разведочной скважины добычная возможность равна

$$q_i = 348 \text{ см/сек} = 30 \text{ м}^3/\text{сутки} \text{ при } \Delta p_i = 20 \text{ ат.}$$

За недостатком опытных данных примеры определения коэффициентов взаимовлияния (в строгом смысле этого слова) здесь не приводятся.

Как видно, предлагаемый способ определения коэффициентов влияния в достаточной степени прост и может быть рекомендован к применению на промыслах.

Поступила 22 IV 1968

ЛИТЕРАТУРА

1. Диткин В. А., Прудников А. П. Операционное исчисление. Изд-во «Высшая школа», 1966.
2. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И. Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ПММ, 1960, т. 24, вып. 5.

ОБ УЧЕТЕ ХАРАКТЕРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПЛАСТА И НАСЫЩАЮЩЕГО ПЛАСТ ФЛЮИДА В ПРОЦЕССАХ ФИЛЬТРАЦИИ В ДЕФОРМИРУЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Р. Г. Исаев (Грозный)

В настоящее время открыты и разрабатываются многие месторождения нефти, приуроченные к трещиноватым коллекторам. Характерным для них является, с одной стороны, их деформируемость, а с другой — анизотропность фильтрационных свойств. Следовательно, одной из основных, и, пожалуй, важных задач следует считать изучение фильтрации в анизотропных трещиноватых породах с учетом их деформируемости.

Рассматривается зависимость между двумя важнейшими характеристиками пород — тензором проницаемости и тензором фиктивных напряжений, а в общем случае анизотропной по упругим свойствам породе еще и с тензором модулей упругости.

Показано, что эти зависимости будут по форме нелинейными и лишь при малом изменении давления могут заменяться линейными, которые широко используются в литературе.

Из полученных уравнений как частные случаи следуют формулы для проницаемости в изотропном деформируемом или анизотропном недеформируемом пласте.

Из работ Феррандона [1], Шейдегера [2], а также из работ Е. С. Ромма [3] известно, что тензор проницаемости недеформируемой трещиноватой среды имеет вид

$$k_{rs} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^N m_{*i} b_i^2 (\delta_{rs} - \alpha_{ri} \alpha_{si}) \quad (r, s = 1, 2, 3) \quad (1)$$

Здесь $m_{*i} = a \Gamma_i b_i$ — трещинная пористость i -й системы трещин; Γ_i, b_i — густота и раскрытие i -й системы трещин; δ_{rs} — компоненты единичного тензора; α_{ri}, α_{si} — направляющие косинусы.