ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ВОДОЙ, МЕТОД ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ СМЕНЫ СТАЦИОНАРНЫХ СОСТОЯНИЙ

DISPLACEMENT OF OIL BY WATER, A METHOD OF SEQUENTIAL CHANGE OF STATIONARY STATES



УДК 622

Будай Дмитрий Александрович, Студент 2 курса Факультет Разработка нефтяных и газовых месторождений Тюменский индустриальный университет

Budai Dmitrii Aleksandrovich, budaj97@bk.ru

Аннотация

Данная статья широко раскрывает тему особенности вытеснения нефти водой из пористой среды, а не из пластов в целом.

Стационарным состоянием называется состояние квантовой системы, при котором её энергия и другие динамические величины, характеризующие квантовое состояние, не изменяются со временем.

Нефтенасыщенность пласта - содержание нефти в породе-коллекторе. Выражается в долях или процентах от объема порового пространства. Неполное насыщение нефтью всего порового пространства обусловлено наличием в нем остаточной или связанной, воды и газа в свободном состоянии.

Annotation

This article broadly covers the topic of the peculiarities of oil displacement by water from a porous medium, and not from reservoirs as a whole.

A stationary state is a state of a quantum system in which its energy and other dynamic quantities that characterize the quantum state do not change with time.

Oil saturation of the reservoir - the oil content in the reservoir rock. It is expressed in fractions or percentages of the volume of the pore space. Incomplete oil

saturation of the entire pore space is caused by the presence of residual or bound water and gas in the free state.

Ключевые слова: вытеснение нефти, пористая среда, остаточная нефть, проницаемость, стационарные состояния.

Key words: oil displacement, porous medium, residual oil, permeability, stationary states.

Технологии заводнения сделали вытеснение нефти водой из пластов важным процессом при разработке нефтяных и газовых месторождений. Этот процесс создает определенные трудности, связанные с правильным отображением реальных свойств пластов. Вытеснение нефти водой из пористой среды, по-видимому, происходит таким же образом, как, например, вода, подаваемая снизу в вертикально расположенную трубу, заменяет более легкую жидкость. Однако вытеснение нефти водой даже из однородных пористых сред неполное, равно как и вытеснение нефти водой из реальных неоднородных пластов. Тем не менее, представление о поршневом характере вытеснения нефти водой может быть использовано в некоторых расчетах с учетом неполноты вытеснения нефти.

Полное замещение нефти водой при вытеснении нефти

Представьте, что параллельно струйное течение нефти движется к прямолинейной галерее под давлением наступающей на нее воды. Воду и нефть считаем несжимаемыми.

На рис. 1. схема полосообразного пласта, в котором движутся обе жидкости.

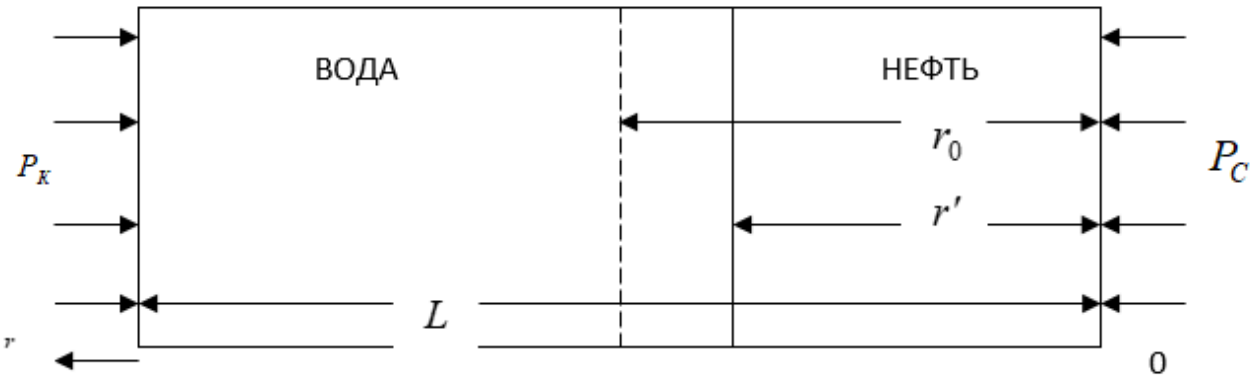

Рис. 1. Вытеснение нефти водой из полосообразного пласта.

Давления $P_к$ (на контуре питания) и P_c (на контуре стока) принимаются постоянными. Длина пласта равна L. Взяв начало координат 0 на контуре стока, направим, ось основной координаты r в сторону, противоположную направлению потока. Пусть начальный контур нефтеносности был параллелен контурам питания и стока и его координата $r = r_0$.Текущая координата контура нефтеносности $r = r'$.

Нефть отличается от воды коэффициентом вязкости ; последний для нефти и воды соответственно равен $\mu_н$ и $\mu_В$. Если вязкость нефти больше вязкости воды, т. е. $\mu_н > \mu_в$, скорость фильтрации υ и дебит Q_υ с течением времени возрастают.

Это связано с тем, что по мере продвижения нефтеносного контура к галерее нефть все больше замещается водой, сопротивление которой фильтрации меньше, чем сопротивление фильтрации нефти.

В некоторых случаях вязкость пластовой нефти может оказаться меньшей, чем вязкость воды ($\mu_н > \mu_в$). Такое явление возможно, например, тогда, когда нефть сильно газирована (хотя газ и находится в растворенном состоянии), а в пластовой воде растворено много солей.

Уравнение движения контура нефтеносности запишется так:

$$r = \sqrt{\left(\frac{\mu_в L}{\mu_н - \mu_в} + r_0\right)^2 - \frac{2к(p_к - p_c)}{m(\mu_н - \mu_в)}t} - \frac{\mu_в L}{\mu_н - \mu_в}$$

Определим T, найденное значение T подставим в формулу положив в ней сначала $r_0 = r''$, а затем $r_0 = r'''$; отсюда определятся три точки контура нефтеносности в момент начала обводнения галереи. На рис.2 началу обводнения галереи соответствует положение контура КВ. Если бы различия в коэффициентах вязкости нефти и воды не было, контур нефтеносности перемещался бы поступательно и к началу обводнения галереи занял бы положение CD.

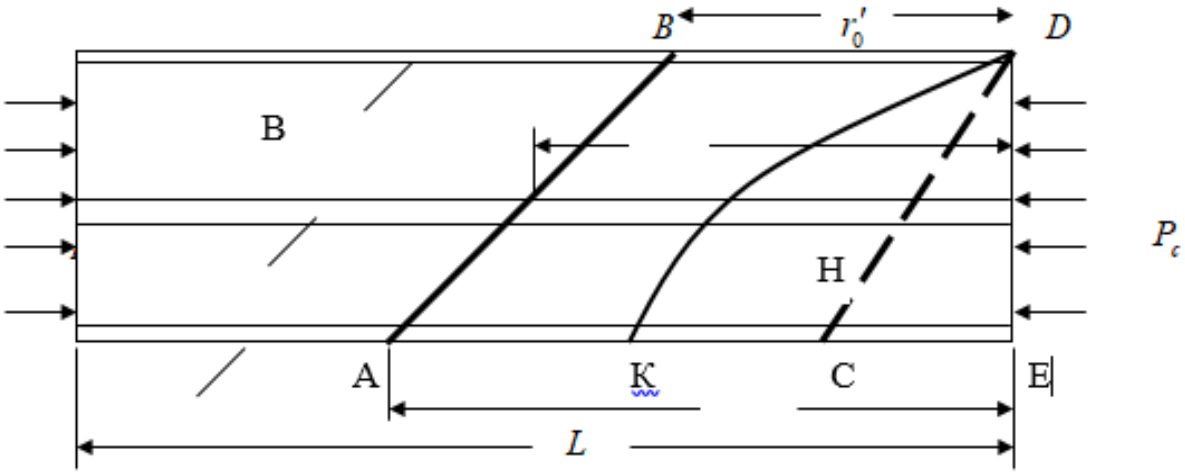

Рис. 2. Деформирование контура нефтеносности в процессе послойного движения нефти при вытеснении ее водой.

Можно сделать вывод о характере продвижения нефтяного контура. Появляющийся язык обводнения имеет тенденцию вытягиваться намного быстрее, чем движется остальная часть нефтяного контура. Очень важно расположить скважины вдоль линии, параллельной контуру нефтеносности, чтобы, возможно, избежать появления выступов обводнения.

Задача о плоскорадиальном движении в процессе вытеснения нефти водой решается так же, как и в случае параллельно струйного вытеснения. Расчеты показывают, что различие в коэффициентах вязкости нефти и воды существенно влияет на время вытеснения нефти водой и в условиях плоскорадиального потока. Это влияние особенно сильно в случае наличия укрупненного радиуса скважины, т.е. кольцевой галереи. Условия перетока нефти в такую галерею очень близки к условиям притока нефти кольцевой производственной батарее скважин даже при относительно небольшом количестве скважин.

Так, при начальном радиусе контура нефтеносности r_0 = 1 км, радиусе контура питания $r_к$ = 50 км и $\frac{\mu_н}{\mu_в} = 10$ время вытеснения нефти водой к кольцевой галерее радиусом $r_с$ = 400 м почти в пять раз меньше времени вытеснения нефти нефтью.

Принятие коэффициента вязкости воды $\mu_в$ = 0 в условиях радиального потока не влечет за собой существенной ошибки в расчете времени вытеснения нефти водой.

Остаточная нефть при вытеснении водой

Рассмотрим вытеснение нефти водой из пласта в скважину при условии, что залежь изначально имела круглую форму; контур нефтеносности концентричен относительно контура скважины. Как только начинается движение нефтеносного контура, такая кольцевая область возникает в пласте между начальным положением нефтеносного контура и его положением в данный момент времени, в котором, помимо вторгающейся воды, имеется все еще остаточная нефть.

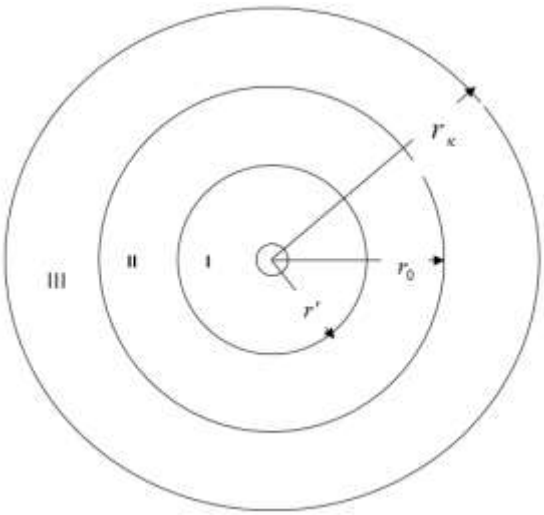

Рис. 3. Радиальное вытеснение нефти водой с образованием остаточной нефти.

Различаем три кольцевых области: I – плоскорадиального движения нефти между фронтом воды и контуром скважины; II – движения воды с остаточной

нефтью; III – движения воды между контуром питания пласта и первоначальным положением контура нефтеносности.

Обозначим: $r_к$ – радиус контура питания; r_c – радиус скважины; r_0 – радиус начального контура нефтеносности; r' – радиус контура нефтеносности в данный момент времени t; k - коэффициент проницаемости пласта; k_2 – коэффициент фазовой проницаемости пласта для воды в области II, в которой осталась нефть; $\mu_н$ и $\mu_в$, – коэффициенты вязкости нефти и воды соответственно.

Эта задача может быть сведена к задаче о плоскорадиальном течении однородной жидкости в пласте с тремя кольцевыми областями, каждая из которых характеризуется своим коэффициентом проницаемости.

В областях I и III коэффициенты проницаемости равны k. Считаем, что во всем пласте движется вода. В действительности, в области 1 движется нефть. Чтобы получить из расчетов, относящихся к воображаемому движению, те результаты, какие должны быть получены в действительности, предположим, что проницаемость в области 1 характеризуется коэффициентом k_1 равным :

$$k_1 = \frac{\mu_в}{\mu_н} k$$

Тогда можно утверждать, что имеет место плоскорадиальный поток однородной жидкости, встречающий три последовательно залегающих области пласта, на стыке проницаемость меняется скачком. Граница областей I, II подвижна. Существование зоны с остаточной нефтенасыщенностью удлиняет отбор всей нефти из пласта.

Метод последовательной смены стационарных состояний

Метод последовательного изменения стационарных состояний заключается в том, что неустановившийся процесс движения жидкости или газа рассматривается как непрерывная последовательность мгновенных установившихся стационарных состояний потока. Конечно, результаты расчетов по этой методике приблизительны. Метод полезен в тех случаях, когда точное решение особенно сложно.

Результаты решения задачи о вытеснении газированной нефти водой в круговой залежи показаны на одном из примеров, в котором учитывается остаточная нефть, исходными данными служили следующие: радиус контура питания пласта $r_к$ = 5 км; радиус круговой залежи нефти r_0 = 500 м; радиус скважины $r_с$ = 0,1 м; давление на контуре питания $p_к$ = 100 ат; объемный коэффициент растворимости газа в нефти α = 1; коэффициент вязкости нефти $\mu_н$ = 3 сантипуазам; газа $\mu_г$ =0,003 сантипуаза. Относительные фазовые проницаемости для газированной нефти и газа были взяты по кривым Р. Викова и М. Ботсета. Из анализа кривых можно вывести следующие заключения:

1. Процесс изменения расхода масла делится на два периода: в первый период расход снижается; во-второй, дебит медленно увеличивается так же, как при вытеснении несжимаемого флюида.

2. Расход поступающей воды в течение первого периода увеличивается от нуля до значения, которое немного превышает дебит нефти. в течение k = 1 второго периода расход воды продолжает увеличиваться с ростом расхода нефти.

Превышение расхода воды над расходом нефти объясняется тем, что вместе с нефтью вытесняется некоторое количество свободного газа.

3. Напор воды уменьшает давление на фронтальном контуре p'.

4. Что касается средней нефтенасыщенности, те же закономерности наблюдаются в отношении контурного давления, пока фронтальный контур не приблизится к скважине. Следовательно, в течение долгого времени газированная нефть движется как мало сжимаемая жидкость.

Уточнение расчетов радиального вытеснения газированной нефти водой выполнено А. А. Боксерманом и М. Д. Розенбергом. В работе цитируемых авторов предполагалось, что в области остаточной нефти имеет место двухфазный поток. Однако эта гипотеза существенно не изменила результаты предыдущих исследований. В этой же работе была предложена упрощенная расчетная схема вывода газированной нефти водой.

Причинами не полной замены нефти на воде можно считать: 1) контур подачи не полностью обеспечивает пласт водой; 2) фазовая проницаемость по воде за нефтеносным контуром существенно изменяется; 3) отношение расстояния от нефтеносного контура до скважин к радиусу пласта настолько велико, что, несмотря на заметное увеличение перепада давления, расход воды увеличивается медленно.

Результаты решения: наличие зоны остаточной нефти, качественно, меняет форму контакта нефть-вода, которая зависит от коэффициента проницаемости, толщину пласта и угол его наклона. На форму контакта нефть-вода влияет соотношение коэффициентов вязкости самой нефти и воды.

При прочих равных условиях образование переходной зоны приводит к снижению скорости движения внутреннего контура нефтеносности (по подошве пласта) и увеличению скорости движения внешний контур (по кровле пласта).

Некоторые примеры показывают, что внутренний нефтяной контур движется во много раз быстрее, чем внешний контур. Однако по подошве точки контакта могут перемещаться с разной скоростью и с той же скоростью, что и верхние точки контакта, в зависимости от проницаемости пласта, степени насыщения остаточной нефти и относительной вязкости.

Литература

1. Брехунцов А.М/ Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин / Брехунцов А.М., Телков А.П., Федорцов В.К. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004.
2. Пирвердян А.М. О фильтрации жидкости к горизонтальной скважине. // Труды АзНИИ по добыче нефти, вып.3, 1956.
3. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. / Пирвердян А.М. – Москва: Недра, 1982.
4. Борисов Ю.П., Табаков В.П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности / Борисов Ю.П., Табаков В.П. – НТС ВНИИ, 1962, Вып. 16.

5. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М./ Москва: Недра, 1993.

6. Черных В.А. Уравнение притока газа к горизонтальной скважине. «Газовая промышленность», № 10, 1992.

Literature

1. Brekhuntsov A. M., Telkov A. P., Fedortsov V. K. Development of the theory of filtration of liquid and gas to horizontal boreholes/ Brekhuntsov A.M., Telkov A. P., Fedortsov V. K. – Tyumen: JSC "SIBNATS", 2004.
2. Pirverdyan A.M. On liquid filtration to a horizontal well. // Proceedings of the AzNII on Oil Production, issue 3, 1956.
3. Pirverdyan A.M. Physics and hydraulics of the oil reservoir.
4. Borisov Yu. P., Tabakov V. P. On the inflow of oil to horizontal and inclined wells in an isotropic reservoir of finite capacity / Borisov Yu. P., Tabakov V. P.- NTS VNII, 1962, Vol. 16.
5. Basniev K. S. Underground hydromechanics: Textbook for universities / Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. / Moscow: Nedra, 1993.
6. Chernykh V. A. Equation of gas inflow to a horizontal well. "Gas industry", No. 10, 1992.