

UDC 622.276

DOI 10.52171/herald.293

Characteristic Features of the Movement of Elastic-Viscoplastic Fluid in Pipelines and Formations

Kh.I. Dadash-zade, V.Z. Makhmudova

Azerbaijan State Oil and Industry University (Baku, Azerbaijan)

For correspondence:

Vafa Makhmudova / e-mail: vafamahmudova63@gmail.com

Abstract

Numerous tasks of field practice are largely dependent on the physical properties of hydrocarbons, which include oil. The presence of paraffin, asphaltene and resins in oil has a significant impact on the movement regime, and, consequently, on the design of technological processes for drilling, well operation, field development and pipeline transport of oil. In many fields around the world, the process of pressure recovery when determining reservoir pressure lasts a very long time, in some cases several weeks or months, which is explained by the manifestation of nonequilibrium effects, i.e. elastic properties of liquid. Laboratory experiments have proven that if paraffins, asphaltenes and resins exist in the oil, then they give such oils viscoelastic properties, i.e., along with viscous properties, they also have elastic properties. These oils are considered from the perspective of nonequilibrium liquids, i.e., the rate of change in their internal structure is significantly lower than the rate of change in external conditions. To describe the behavior of visco-plastic-elastic properties, we propose a model taking into account the relaxing properties of the system.

Keywords: viscoplasticity, elasticity, flow rate, volumetric flow rate.

Submitted 15 March 2024

Published 22 September 2025

For citation:

Kh.I. Dadash-zade, V.Z. Makhmudova

[Characteristic Features of the Movement of Elastic-Viscoplastic Fluid in Pipelines and Formations]

Herald of the Azerbaijan Engineering Academy, 2025, vol. 17 (3), pp. 47-55

Boru kəmərlərində və laylarda elastik-özlüplastik mayenin hərəkətinin xarakterik xüsusiyyətləri

X.İ. Dadaşzadə, V.Z. Mahmudova

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti (Bakı, Azərbaycan)

Xülasə

Mədən praktikasının çoxsaylı məsələləri böyük dərəcədə neftin aid olduğu karbohidrogenlərin fiziki xassələrindən asılıdır. Neftdə parafinin, asfaltenin və qatranların olması hərəkət rejiminə, beləliklə, qazmanın texnoloji proseslərinin layihələndirilməsinə, quyuların istismarına, yataqların işlənməsinə və boru kəməri ilə neftin nəqlinə əhəmiyyətli təsir göstərir. Dünyanın bir çox yataqlarında lay təzyiqinin təyin edilməsi zamanı təzyiqin bərpa edilməsi prosesi çox uzun müddət, bir sıra baltalarda bir neçə həftə yaxud ay davam edir ki, bu da qeyri tarazlıq effektlərinin, yəni mayenin elastiki xassələrinin təzahürü ilə izah edilir. Laboratoriya eksperimentləri sübut etdi ki, əgər neftin tərkibində parafinlər, asfaltenlər və qatranlar varsa, onda onlar belə neftlərə özlü-elastik xassələr verir, yəni özlü xassələrlə yanaşı, onlar həmçinin elastik xassələrə də malikdir. Verilən neftlərə qeyri-taraz mayələrin mövqeyindən baxılır, yəni onların daxili strukturunun dəyişmə sürəti xarici şəraitlərin dəyişmə sürətindən əhəmiyyətli dərəcədə aşağıdır.

Açar sözlər: özlüplastiklik, elastik, axın sürəti, həcmi axın sürəti.

Характерные особенности движения упруго-вязкопластичной жидкости в трубопроводах и пластах

Х.И. Дадашзаде, В.З. Махмудова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (Баку, Азербайджан)

Аннотация

В статье рассматриваются физические свойства углеводородов, к которым относится нефть. Наличие в нефти парафина, асфальтена и смол оказывает существенное влияние на режим движения, а следовательно, на проектирование технологических процессов бурения, эксплуатации скважин, разработки месторождений и трубопроводного транспорта нефти. Во многих месторождениях мира процесс восстановления давления при определении пластового давления длится очень долго, в ряде случаев несколько недель или месяцев, что объясняется проявлением неравновесных эффектов, т.е. упругих свойств жидкости. Лабораторные эксперименты доказали, что если в составе нефти существуют парафины, асфальтены и смолы, то они придают таким нефтям вязкоупругие свойства, т.е., наряду с вязкими, они обладают также и упругими свойствами. Данные нефти рассматриваются с позиции неравновесных жидкостей, т.е. скорость изменения их внутренней структуры значительно ниже, чем скорость изменения внешних условий.

Ключевые слова: вязкопластичность, упругость, расход, объемный расход.

Введение

При бурении, разработке и транспорте жидкостей приходится встречаться с различными жидкостями, одной из которых является жидкость с упруго-вязкопластичными свойствами. Математический анализ процессов движения упруго-вязкопластичной жидкости в пласте или скважине требует дополнительных, более детальных исследований. Для решения этих задач требуется знание разделов математической физики и теории специальных функций. Поэтому в курсе бурения, нефтепромысловой геологии, разработки и эксплуатации, подземной гидравлики процессы, связанные с движением упруго-вязкопластичной жидкости, детально не рассматриваются [1 – 5].

На основе лабораторных экспериментов и промыслового анализа предложена математическая модель упруго-вязкопластической жидкости.

Цель работы – на основе модельного подхода решить основные задачи промысловой практики.

Характер процессов бурения, разработки, эксплуатации и транспортировки зависит как от искусственных методов описания, так и от множества естественных факторов. К числу важнейших естественных факторов, влияющих на поведение процесса, относятся различные свойства слагающих пласт горных пород и насыщающих его жидкостей, а также физические условия в скважине и пласте, давление и температура.

Движение жидкости может происходить как за счет использования потенциальной энергии в различных формах, так и за счет дополнительных источников. До-

полнительным источником энергии в процессе эксплуатации и разработки является приток жидкости в пласте от контура питания и при искусственных методах поддержания давления путем закачки в пласт жидкости, обладающей упругими свойствами. Отметим, что движение жидкости может происходить как за счет использования потенциальной энергии в различных формах, так и за счет дополнительных источников, в качестве которых при эксплуатации и разработке является контур питания пласта, а при искусственных методах поддержания давления – жидкость, закачиваемая в пласт и обладающая упругими свойствами.

Отметим, что для проведения анализа и регулирования поведения нефтяного или газового пласта вводится понятие о режиме пласта. При этом классификация режима проводится на основе сопоставления важнейших форм пластовой энергии. В связи с этим для режима учитываются следующие формы потенциальной энергии: потенциальная энергия жидкости в поле силы тяжести, сжатия (упругость жидкости и пласта), сжатия скопившегося свободного газа, сжатия пузырьков газа, выделившегося из раствора при снижении давления и температуры, потенциальная энергия упругого состояния самого пласта.

Анализ показывает, что форма пластовой энергии, которая является доминирующей в процессе бурения и разработки, зависит от сочетания множества переменных параметров, получаемых искусственно или естественным путем, которые в том или ином виде проявляются в ходе процесса. Применяя различные методы воздействия на пласт, можно существенно увеличить добычу нефти или газа. Отметим, что

судить о многочисленных особенностях поведения пласта только по одному режиму никак нельзя. Понятие «режим пласта» определяет лишь некоторые характерные особенности его поведения. Один и тот же режим может проявляться при разработке месторождения с весьма различным геологическим строением, с различными физико-химическими характеристиками жидкости, темпом отбора нефти и т.д.

Без учета упругости жидкости и пласта в основном различали следующие пять режимов: водонапорный, газонапорный, режим растворенного газа, гравитационный и смешанный. Наряду с вышеуказанными существует режим, который в частных случаях является доминирующим. Режим пласта называется упругим, если на поведение пласта в процессе эксплуатации существенное влияние оказывает упругость флюида. Отметим, что движение жидкости к отдельной скважине начинается за счет использования потенциальной энергии упругой деформации флюида и пласта; сначала в ближайшей окрестности забоя, а затем в более удаленных областях пласта. Кроме того, при разработке нефтяных месторождений с аномальными жидкостями понижение давления в них бывает значительным и распространяется на более удаленные зоны. Поэтому упругая энергия нефти в пласте, то есть количество жидкости, которое при понижении давления извлекается из пласта за счет его объемной упругости и нефти, насыщающей пласт, может быть существенной. Если бы пласт и нефть были абсолютно несжимаемыми, то не только упругий запас жидкости и пласта был бы равен нулю, но и перераспределение давления в пласте происходило бы мгновенно.

Большой научный практический интерес представляют работы академика *А.Х.Мирзаджанзаде*. Одним из результатов исследований является то, что создание давления в сосуде, заполненном вязкоупругой жидкостью, со временем снижается и затем стабилизируется. При этом скорость падения давления и разница между начальным и конечным значениями зависит от его начальной величины, реологических свойств упругой системы.

Результаты опытов показывают улучшение гидродинамических свойств неньютоновской нефти. Вместе с тем, после небольшого периода разгрузки нефти обнаруживается «остаточная память», т.е. вязкоупругие свойства.

Упруго-вязко-пластичные жидкости в нефтегазодобыче применяются в трёх направлениях:

- диагностирование, применение упруго-вязко-пластичных свойств данной системы в нефтегазодобыче;
- определение и регулирование упруго-вязко-пластичных свойств этих систем;
- создание модели, описывающей основные свойства таких систем.

В последнее время нефтегазовая промышленность различных стран характеризуется введением в разработку большого количества месторождений вязкой нефти, что вызвало заметный рост удельного веса добычи таких нефтей, обладающих аномальными неньютоновскими свойствами в общем балансе. Это вызывает дополнительные затруднения в ходе процесса разработки месторождений. Реологические особенности высоковязких нефтей, обладающих упруго-вязко-пластичными свойствами, более сложные по сравнению с вязкими.

Упруго-вязко-пластичные свойства нефтей проявляются, в основном, в тяжелых высокосмолистых, парафинистых углеводородных смесях, относящихся к сложным неньютоновским системам, в которых на различных стадиях деформации могут проявляться упруго-вязко-пластичные свойства. Такая нефть обнаружена в Средней Азии, Азербайджане, Коми, Татарии, ЮАР, АРЕ и т.д.

В работе [1] предложено новое применение упругих жидкостей. Как показывает автор, при истечении из трубопровода вязкоупругой жидкости диаметр протекающей струи превосходит диаметр трубопровода в 3-4 раза. Этот эффект настолько велик, что затрудняет детальное описание процесса. Отмечено, что данный эффект может быть обусловлен сочетанием упругости жидкости и сходящимся характером линий тока на входе в трубопровод. При истечении жидкость изменяет форму, т.е. упругая жидкость уменьшается в длине и возрастает в диаметре. Данное свойство вязко-упругой жидкости объясняется значительной величиной нормальных напряжений в таких системах. Такое явление характерно и для упругой вязко-пластичной жидкости.

Промысловый анализ показывает, что добавление в определенных соотношениях в цементный раствор высокомолекулярных полимерных соединений приводит к значительному повышению полноты вытеснения глинистых растворов в скважине цементами. В данном случае цементный раствор с добавлением полимерного соединения приобретает упруго-вязко-пластичные свойства, в результате чего у стенок трубопровода возникает пристенное скольжение. Данное свойство цементного раствора из-

меняет эпюру распределения скоростей на границе раздела вытесняемой и вытесняющей жидкостей.

Лабораторные исследования показывают, что наличие нормальных напряжений и скоростей скольжения в упруго-вязко-пластичных растворах обеспечивает полное вытеснение глинистого раствора из каверн ствола скважины и эксцентричного пространства [2, 3].

Упруго вязко-пластичные свойства могут быть приданы цементным растворам водорастворимыми полимерными добавками. Применение данной жидкости в виде разделителя между цементом и глинистым раствором приводит к резкому повышению полноты вытеснения глинистого раствора.

Отметим, что применение упруго-вязко-пластичной жидкости в виде пробки в процессе бурения должно быть обязательным мероприятием. Промывка скважин при наличии данной пробки перед цементированием значительно повысит чистоту ствола и будет способствовать креплению скважины.

Таким образом, упруго-вязко-пластичные свойства жидкости увеличивают поперечные размеры струи и приводят к более полному охвату сечения скважин и пласта [4]. Исследования показали, что скорость фильтрации приобретает упруго-вязко-пластичной жидкости можно записать как:

$$v = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{1}{\rho\beta} \frac{dp}{dx} - i_0 \right) \quad (1)$$

где v – скорость фильтрации, k – проницаемость пласта относительно упруго-вязко-пластичной жидкости, μ – структурная вязкость данной жидкости, ρ – плотность жидкости, β – коэффициент объема упру-

гого расширения жидкости, i_0 - начальный градиент сдвига.

С учетом граничных условий данную формулу можно записать как:

$$Q = \frac{kF}{\mu} \left(\frac{1}{\beta L} \ln \frac{p_k}{p_r} - i_0 \right) \quad (2)$$

где Q – объемный расход жидкости, F – площадь сечения пласта, p_k – плотность жидкости на контуре питания пласта, p_r – плотность жидкости у входа в галерею (т.е. на выходе из пласта), L – длина пласта.

Проведённый анализ [4, 5] показывает, что проектирование и контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений, создание и эксплуатация подземных хранилищ сопряжены с определением коллекторских свойств пород пластов и изучением их фильтрационных параметров, что, в свою очередь, вызывает необходимость более детального исследования степени неоднородности пласта по толщине и площади, наличия литологических и тектонических экранов и т.д.

Методы определения параметров пласта весьма разнообразны и зависят от тех конкретных задач, которые ставят перед собой исследователи в области нефти и газа [6].

Особо надо отметить, что гидродинамические методы исследования пластов и скважин, связанные с замерами пластовых и забойных давлений в возмущающих и реагирующих скважинах, называют пьезометрическими методами. Исследования скважин можно разделить на две большие группы: при установившихся и не установившихся режимах.

Методика позволяет выявить тот факт, что методы исследования пластов и скважин, основанные на изучении не установившихся процессов изменения забойно-

го давления в возмущающих и реагирующих скважинах, тесно связаны с теорией упругого режима. Если жидкость еще и вязко-пластичная, то процесс фильтрации и движения ее в трубах полностью изменяются. При пуске или остановке скважины с учетом упругого движения возникает длительный режим, характеризующийся процессом перераспределения давления, как в подъемных трубах, так и в пористой среде [7, 8].

Отмечается, что при помощи самопишущих скважинных манометров можно записать колебания давления в стволе скважины и построить график зависимости забойного давления от времени или кривую восстановления давления.

Чаше всего при гидродинамических исследованиях наблюдается восстановление забойного давления после остановки скважины, ранее работающей продолжительное время с постоянным дебитом, которое определяется по формуле (2).

Очевидно, что коллекторские свойства пласта, конструкция насосно-компрессорных труб, физико-химические свойства жидкости влияют на форму КВД, и поэтому по форме кривых восстановления можно определить такие показатели, как проницаемость и пьезопроводность, а также скин-эффект, конструкцию трубопровода – диаметр, глубину спуска, марку, обуславливаемые дополнительными фильтрационными сопротивлениями скважины и призабойной зоны. С целью упрощения обработки данного материала часто прибегают к преобразованию графиков восстановления давления, изменяя их криволинейную форму на прямолинейную [9 – 11].

Анализ источников зарубежной литературы [5-10] показал, что наиболее рас-

пространственным методом определения параметров скважины и пласта по данным восстановления давления в остановленной скважине является метод построения преобразованного графика восстановления давления в полулогарифмических координатах (перепад давления от логарифмического времени, форма прямой линии). Такую прямолинейную зависимость установить несложно.

На основании вышеуказанных закономерностей теории упруго-вязкопластичной жидкости можно получить следующие функциональные зависимости между динамикой забойного давления и временем с момента пуска скважины в эксплуатацию с постоянным дебитом:

$$\begin{aligned} \Delta P = P_k - P_c &= \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left[-E_i \left(-\frac{r_c^2}{4\eta t} \right) \right] = \\ &= \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\eta t}{r_c^2} - 0,5722 \right) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\eta t}{r_c^2} - \right. \\ &\left. \ln 1,781 \right) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(2,2 \lg \frac{4\eta t}{1,781 r_c^2} \right) = \\ &= 1,1832 \frac{Q\mu}{kh} \lg \frac{2,246\eta t}{r_c^2} \end{aligned} \quad (3)$$

где r_c - приведенный радиус скважины, k - проницаемость пласта, Q - объемный расход упруго-вязкопластичной жидкости, h - мощность пласта, η - коэффициент пьезопроводности, μ - динамическая вязкость, t - время, P_k - контурное или пластовое давление, P_c - забойное давление.

Надо отметить, что последнее выражение можно переписать в ином виде:

$$\Delta P = 0,1832 \frac{Q\mu}{kh} \lg \frac{2,246\eta}{r_c^2} = 0,1832 \frac{Q\mu}{kh} \lg t \quad (4)$$

или более просто:

$$\Delta P = A + B \lg t \quad (5)$$

где $A = B \lg \frac{2,246\eta}{r_c^2}$ и $B = 0,1832 \frac{Q\mu}{kh}$.

Из данных формул видно, что изменение забойного давления в работающей скважине с постоянным дебитом эксплуатационной скважины является линейной функцией логарифма времени. Учитывая данные условия, можно сказать, что график изменения забойного давления после пуска скважины в эксплуатацию, определяемый формулой (5), является прямой линией с учетом физических свойств нефти.

Для некоторых условий необходимо определить кривую восстановления, т.е. изменение забойного давления после остановки скважины.

Принимаем, что до остановки скважины, длительно работающей с постоянным дебитом и физическими свойствами нефти, вокруг скважины в пласте имело место установившееся распределение пластового давления

$$P = P_c + \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_c} \quad (6)$$

или

$$P = P_k - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} \quad (7)$$

В данном случае пьезометрическая линия является кривой логарифмического типа. Мгновенная остановка эксплуатационной скважины в момент $t=0$ имитируется включением фиктивного источника с дебитом находящегося в заданной точке пласта.

Для сопоставления данных различных жидкостей приведем численные задачи на основе данных, заимствованных из [8].

Предположим, что в заданном пласте движется однородная жидкость с ньютоновскими свойствами.

Пример 1.

$k=1$ Дарси $=10^{-12}$ м²; $\mu=1$ спз; $\Delta P = 10^6$ кг/м², $F=100$ м².

$$\mu=1 \text{ спз}=10^{-14} \text{ кг} \cdot \text{сек}/\text{м}^2; \eta=\mu, L=1000 \text{ м}.$$

В качестве расчетного уравнения

$$\ln \frac{P_k}{P_c} = (P_k - P_r); Q = \frac{kF}{\mu} \frac{P_k - P_r}{L} = \frac{kF}{\mu} \frac{\Delta P}{L};$$

$$Q = \frac{10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 100 \text{ м}^2 \cdot 10^6 \text{ кг}/\text{м}^2}{10^{-4} \frac{\text{кг} \cdot \text{сек}}{\text{м}^2} \cdot 1000 \text{ м}} = 0,001 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}} =$$

$$86,4 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

Пример 2.

По вышеуказанным данным в однородном пласте движется вязко-пластичная жидкость. Определим дебит пласта в данных условиях. После упрощений уравнение фильтрации для вязко-пластичных жидкостей можно записать в виде:

$$Q = \frac{kF}{\mu} \frac{\Delta P - \Delta P_0}{L},$$

где P_0 для нефтей $(4,2 \div 12) 10^4 \text{ кг}/\text{м}^2$

Подставив численные значения предыдущей задачи, имеем:

$$Q = \frac{10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 100 \text{ м}^2 (100 - 12) 10^4 \text{ кг}/\text{м}^2}{10^{-4} \frac{\text{кг} \cdot \text{сек}}{\text{м}^2}} =$$

$$0,00088 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}} = 76,03 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Пример 3.

По указанным данным в расчетную формулу добавим коэффициент объемного упругого расширения жидкости. Согласно [3, 4], данный параметр в среднем можно принять $\beta_H = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{кг}$. Тогда, согласно законам гидравлики, имеем:

$$Q = \frac{kF}{\eta} \left[\frac{P_k - P_r}{L} (1 + \beta \bar{P}) - i_0 \right]$$

$$= \frac{10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 100 \text{ м}^2}{10^{-4} \frac{\text{кг} \cdot \text{сек}}{\text{м}^2}} \left[\frac{100 \cdot 10^4 \text{ кг}/\text{м}^2}{1000 \text{ м}} \left(1 + 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{кг}} \cdot 20 \cdot 10^4 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2} \right) - \frac{12 \cdot 10^4 \text{ кг}/\text{м}^2}{1000 \text{ м}} \right]$$

$$= \frac{10^{-12} \text{ м}^2 \cdot 100 \text{ м}^2}{10^{-4} \frac{\text{кг} \cdot \text{сек}}{\text{м}^2}} \left[100 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 20 - 120 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]$$

$$= 0,0188 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}} = 162,43 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Заключение

Упругий запас энергии в пласте, т.е. количество жидкости, которое при понижении давления извлекается из пласта за счет объемной упругости аномальной жидкости и пласта, может быть существенным.

Если бы пласт и насыщающая его жидкость были абсолютно несжимаемыми, то не только упругий запас жидкости в пласте был бы равен нулю, но и перераспределение давления в пласте происходило бы мгновенно, т.е. охват пласта уменьшался бы.

Если упругий пласт и насыщающая его упругая жидкость имеют очень малые коэффициенты объемной упругости, то процессы перераспределения давления в пласте происходят весьма длительно, что частично увеличивает нефтеотдачу пластов с неньютоновскими нефтями.

Длительность перераспределения давления объясняется своеобразным характером фильтрации, на который оказывают непосредственное влияние силы сопротивления при движении вязко-пластичной жидкости в пласте.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, связанных с публикацией данной статьи.

REFERENCES

1. **Mirzadzhanzade A.H., Aliev N.A., Yusifzade H.B., Salavatov T.Sh., Shejdaev A.Ch.** Fragmenty razrabotki morskikh neftegazovykh mestorozhdenij. - Baku: «Elm», 1997, 408 s.
2. **Masket M.** Techenie odnorodnykh zhidkostey v poristoj srede. - M.: «Izhevsk», 2004, 638 s.
3. **Shchelkachev V.N., Laruk B.B.** Podzemnaya gidravlika. - M.: «Izhevsk», 2001, 763 s.
4. **Shchelkachev V.N.** Razrabotka neftevodonosnykh plastov pri uprugom rezhime. - M.: «Gosizdat», 1959, 467 s.
5. **Dmitriev N.M., Kadet V.V.** Gidravlika i neftegazovaya gidromekhanika. - M.: «Izhevsk», 2016, 352 s.
6. **Houpert A.** Elements de mecanique des fluids dan les milliex poreux, Paris, Editions, Technip, 2018, 230.
7. **Ikoku C.V., Ramey H.S.** Transient flow of non-newtonian power-low fluids in porous media- Stanford University, 1979, 220 p.
8. **Joshi S.D.** Horizontal Well technology-Penn Well Books, 1991, 553 p.
9. **Marle C.** Cours de production t.IV. Les ecoulements polyphasiques-Paris. Soc. Des. Editions Technip, 1965, 175 p.
10. **Timmerman E.H.** Practical reservoir engineering, vol. 1, 2. – Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1982, 422 p.
11. **Dadashzadeh X.I., Musayeva Sh.F.** Some Peculiarities of Non-Newtonian Fluid Flow in to the Well Considering Spherical-Radial Model. Herald of the Azerbaijan Engineering Academy, 2024, vol. 16 (4), pp. 46-51