

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт \_\_\_\_\_ Институт Природных Ресурсов \_\_\_\_\_  
 Направление подготовки \_\_\_\_\_ Нефтегазовое дело \_\_\_\_\_  
 Кафедра \_\_\_\_\_ Геология и Разработка Нефтегазовых Месторождений \_\_\_\_\_

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕРАСТВОРИМОГО ПОЛИМЕРА ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ</b>

УДК \_\_\_\_\_ 622.276.6.43:678-047.44 \_\_\_\_\_

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Поликарпов Александр Вячеславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Манжай Владимир Николаевич	Д. Х. Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К. Э. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	К. фил. н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ГРНИМ	Чернова Оксана Сергеевна	К. Г. -М. Н		

Томск – 2017 г.

Оглавление	
ВВЕДЕНИЕ	14
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	16
1.1 Общие сведения о полимерном заводнении	16
1.2 Механика полимерного заводнения	18
1.3 Поведение полимерных растворов в пластовых условиях	19
1.4 Типы полимеров	20
1.5 Критерии для внедрения полимерного заводнения	24
2 ОСОБЕННОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ	28
2.1 Недоступный поровый объем	31
2.2 Химическая и биологическая деструкция	34
2.3 Механическая деструкция	38
2.4 Расчет приемистости при полимерном заводнении	41
2.5 Движение отдельных фаз в процессах полимерного заводнения	44
3 СВЕДЕНИЕ О МЕСТОРОЖДЕНИИ С.	45
3.1 Общие сведения о месторождении	54
3.2 Геолого-физическая характеристика	56
3.3 Физико-химические свойства нефти, воды и газа	58
4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	60
4.1 Ротационный вискозиметр «Rheotest RV 2.1»	61
4.2 Дарсиметр	62
4.3 Установка по моделированию процесса нефтевытеснения	62
4.4 Исследование изменение вязкостей полимеров	63
4.5 Заводение с водорастворимыми полимерами	65
4.6 Заводение с нефтерастворимыми полимерами	75
4.7 Сравнительный анализ технологий	80
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82
5.1 Профессиональная социальная безопасность	82
5.2 Экологическая безопасность	84

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
5.4 Законодательное регулирование проектных решений	87
6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ	89
6.1 Расчет стоимости проведения полимерного заводнения	91
6.2 Расчет дополнительной добычи нефти	94
6.3 Эксплуатационные затраты	96
6.4 Прибыль от продажи дополнительно добытой нефти	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	100
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	101

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство новых месторождений Восточной и Западной Сибири имеют трудноизвлекаемые запасы, для добычи которых необходимо использовать новые технологии. Особенностью данных месторождений является низкая проницаемость коллектора и высокая неоднородность продуктивного пласта. В связи с этим широкое распространение получила технология полимерного заводнения, но ее реализация на месторождениях с высокой минерализацией затруднительна, так как происходит выпадение полимера в осадок, также водорастворимые полимеры невозможно применять в зимний период вследствие того, что происходит замерзание раствора. Поэтому особую актуальность приобретает технология полимерного заводнения на основе нефтерастворимых полимеров, которые не обладают вышеперечисленными недостатками.

Целью данной работы является провести экспериментальную проверку новой технологии полимерного заводнения с применением нефтерастворимых полимеров для месторождения С.

Актуальность данной темы заключается в разработке технологии полимерного заводнения на основе нефтерастворимых полимеров, что позволит увеличить область применения данного вида заводнения и вовлечь в разработку участки, промышленная добыча из которых ранее была невозможна.

Для достижения поставленной цели в данной работе были решены следующие задачи:

1. Рассмотреть эффективность внедрения полимерного заводнения на различных стадиях;
2. Провести экспериментальное моделирование процесса нефтевытеснения с полимером заводнением на основе нефтерастворимых полимеров;
3. Сравнить экономические эффекты от полимерного заводнения на основе водорастворимых и нефтерастворимых полимеров.

Защищаемые положения:

1. Установлено, что высокая минерализация пластовых вод снижает эффективность полимерного заводнения в несколько раз.
2. Внедрение технологии полимерного заводнения на поздних стадиях разработки снижает положительный эффект от данного мероприятия.

## АННОТАЦИЯ

В первой главе диссертации произведен обзор современной литературы по тематике полимерного заводнения. В данной части подробно описана механика проведения полимерного заводнения, описаны факторы, которые на основе которых выбираются пласты кандидаты для внедрения данной технологии. Также описано поведение полимерной оторочки при различных условиях. Были рассмотрены основные типы полимеров, используемых для увеличения нефтеотдачи, такие как синтетические, природные и биополимеры.

В второй главе данной магистерской диссертации рассмотрены для создания точной математической модели по описанию полимерного заводнения на основе нефтерастворимых полимеров, которая необходима для возможности моделирования данного процесса не экспериментальным путем, а в программном продукте, например, таком как Schlumberger Eclipse. Данная глава приведена на английском языке.

В третьей главе рассмотрены общие сведения о месторождении С. а также геолого-физические характеристики пласта, который является кандидатом для внедрения полимерного заводнения, также представлены физико-химические свойства флюидов, из которых можно сделать вывод что применение водорастворимых полимеров затруднено из-за высокой минерализации пластовых вод, и, следовательно, рекомендуется внедрять рассматриваемую в данной работе технологию на основе нефтерастворимых полимеров.

Четвертая глава диссертации посвящена экспериментальной части работы. Произведено описание оборудования, которое использовалось в ходе проведенных опытов, а именно Rheotest RV 2.1- ротационный вискозиметр для определения вязкости исследуемых составов при различных условиях, дарсиметр предназначенный для измерения проницаемости исследуемой породы по газу (азоту) и установка моделирование процесса нефтевытеснения насыпного типа, которая позволяет производить

фильтрацию через две параллельно работающие колонки, тем самым эмитирую неоднородный пласт. Вначале был произведен базовой эксперимент за его основу была взята методика по внедрению полимерного заводнения на поздней стадии разработки (3 стадия), когда уже произошел прорыв воды через высокопроницаемую часть пласта и как следствие снижает эффективность полимерного заводнения, что было доказано так как на конец эксперимента были зафиксированы коэффициенты вытеснения для высокопроницаемой и низкопроницаемой части моделируемого пласта на отметки 70,2% и 17,2% соответственно. В ходе следующего эксперимента была смоделирована ситуация по внедрению полимерного заводнения на первой стадии разработки, что привело к увеличению показателей дополнительно добытой нефти в результате внедрения данной технологии. Все выше описанные эксперименты проводились с водорастворимыми полимерами, которые невозможно использовать на рассматриваемом месторождении С. вследствие высокой минерализации пластовых вод, поэтому следующие эксперименты проводились на основе нефтерастворимых полимеров. Применение полимеров данного вида исходя из результатов, полученных в ходе эксперимента позволило достигнуть коэффициента вытеснения нефти по всей залежи в 83% при этом также произошло увеличение безводного периода добычи нефти в 3 раза и сокращение энергозатрат на 25%. Вследствие того, что для увеличения нефтеотдачи пластов используют закачку маловязких нефтей, был произведен эксперимент, в котором в качестве вытесняющего агента выступал углеводородный растворитель полимера из предыдущего опыта, для подтверждения эффективности именно нефтерастворимого полимера. В ходе данного эксперимента был получен коэффициент вытеснения нефти в 47%, что подтвердело гипотезу о эффективности применения нефтерастворимых полимеров при полимерном заводнении.

В пятой главе данной работы произведена экономическая оценка эффективности внедрения полимерного заводнения на месторождении.

Вследствие закачки в нагнетательные скважины полимерной оторочки происходит выравнивание фронта вытеснения, что в свою очередь приводит к увеличению дебита добывающих скважин. Произведен сравнительный анализ по технико-экономическим показателям (дополнительная добыча и прибыль) от полимерного заводнения на основе водорастворимых и нефтерастворимых полимеров.

В шестой главе данной диссертации рассмотрена социальная защита, данной части отведена одна из ключевых ролей, так как экспериментальная часть проводилось в химических лабораториях, которые является местом повышенного риска для жизни и здоровья человека. Были пробрано описаны как вредные (например, токсичные вещества III-IV класса опасности) так и опасные факторы (высокое давление, пожаровзрывоопасность). Также описаны чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на рабочем месте и методы с помощью, которых они могут быть ликвидированы.



## **PECULIARITIES OF THE MATHEMATICAL MODEL OF POLYMER FLOODING.**

There are three ways to use polymers in oil production processes:

1. When treating the bottom hole zones to improve the performance of injection wells or flooded production wells by blocking high permeability zones.
2. As agents that can be sewn together in the formation, clogging the zones of high permeability at depth. To carry out these processes, it is necessary for the polymer to be injected with the inorganic metal cation, which subsequently forms cross-links between the molecules of the injected polymer and the molecules already bound on the rock surface.
3. As agents that reduce the mobility of water or reduce the ratio of mobilities of water and oil.

The first way is not a true polymer flooding, because an agent served as oil is not a polymer. Undoubtedly, most projects enhanced oil recovery through the application of polymers, fall under point 3, on which we will focus.

### **Chemical and biological destruction**

The average molecular weight of the polymer can be reduced to the detriment of the whole process as a result of chemical, biological or mechanical degradation. We use the term chemical degradation, denoting any of several possible processes, such as thermal oxidation, free radical substitution, hydrolysis, and biological degradation.

For a particular polymer solution, there is a certain temperature above which a polymer is actually destroyed by the action of temperature. Although not very accurate, it is established that for most polymers used to enhance oil recovery, this temperature is rather high, about 4000F. Because the initial temperature of oil reservoirs is almost always below this limit, the greater practical interest for polymer flooding is the temperature at which other types of destruction occur.

The average residence time in the reservoir is usually very large, on the order of several years, so even slow-acting reactions potentially have great significance. The reaction rates, in addition, strongly depend on other variables, for example, pH

or stiffness. At neutral pH, degradation is very often insignificant, whereas at very low or high pH, and especially at high temperatures, it is significant. In the case of partially hydrolyzed polyacrylamides, hydrolysis will destroy the carefully selected degree of hydrolysis present in the starting product. The sensitivity to rigidity will increase, and the viscosity will sharply decrease. For xanthan resin, hydrolysis has even more serious consequences, since the main chain of the polymer is separated, which leads to a very strong decrease in viscosity.

Table 2.1 Selected bactericides and oxygen scavengers (from the National Oil Council (USA) on Enhanced Oil Recovery, 1984)

Bactericide	Oxygen Absorbers
<b>Often used</b>	Hydrazine sodium bisulphite sodium hydrosulphite sulfur dioxide
acetaldehyde	
formalin	
chlorophenolic acid	
Sodium pentachlorophenol	Hydrazine sodium bisulphite sodium hydrosulphite sulfur dioxide
<b>Proposed or used rarely</b>	
calcium sulphate	
paraformaldehyde	
sodium hydroxide	Hydrazine sodium bisulphite sodium hydrosulphite sulfur dioxide
Sodium salts of phenols	

Oxidation or free radical chemical reactions are usually considered to be the most serious source of destruction. Therefore, oxygen scavengers or antioxidants are often added to prevent or slow down these reactions. These chemicals are strong reducing agents and have the added advantage of restoring iron cations from +3 to +2. They in turn help prevent gelling, agglomeration and other undesirable effects that can cause blockage of the wellbore and lead to a reduction in injectivity. Wellington (1980) has found that alcohols, such as isopropanol and sulfur compounds, for example thioureas, are good antioxidants and free radical polymerization inhibitors. Laboratory results show that xanthan can remain stable at temperatures up to 367 K, and partially hydrolyzed polyacrylamide at temperatures up to about 394 K. In the case of xanthan, the results strongly depend on precise

conditions such as mineralization and pH, with the most favorable conditions being high Mineralization and pH in the range from 7 to 9. Undoubtedly, in order to determine the expected behavior, it is necessary to test a specific polymer solution in specific reservoir conditions. Biological degradation can occur both in the case of partially hydrolyzed polyacrylamides and in the case of polysaccharides, but its probability is greater in the latter case. Variables that affect biological degradation include the type of bacteria present in the solution, pressure, temperature, mineralization and the presence of other chemicals. As in the case of normal polymer flooding, the preventive use of biocide is recommended. Often, too little biocide is used, or it is applied too late, and the problems that arise can hardly be remedied. Table 2.1 lists the typical additives in polymer flooding.

#### Mechanical destruction

Mechanical degradation is potentially present in all applications. It occurs when polymer solutions are exposed to high flow velocities that are observed in ground equipment (valves, measuring diaphragms, pumps or piping systems), in bottom hole conditions (perforations or screen filters) or on the surface of an oil bearing sand. Perforations in the well, in particular, are cause for concern, because large amounts of polymer solution are pushed through several small holes. For this reason, most polymer injections are carried out through open-hole wells or wells with a gravel pack. The polymer solution, which was previously subjected to a partial shear action, can be degraded to a lesser degree. Because the flow velocity rapidly decreases with the distance traveled from the injection well, the mechanical destruction is negligible in the reservoir. All polymers tend to be mechanically degraded at sufficiently high flow rates. But partially hydrolyzed polyacrylamides are most susceptible to mechanical degradation under normal operating conditions, especially with high mineralization and water hardness. Obviously, the ionic compound of these anionic molecules is rather brittle. In addition, the longitudinal stress is as destructive for polymer solutions as the shear stress, although both tend to accompany each other. Maierker (1976) and Serit (1983) have established the

relationship between the permanent loss of viscosity of a polymer solution and the product of the longitudinal stretching rate by length.

#### Calculation of the injectivity at polymer flooding

The economic success of all the processes of increasing oil recovery is very strongly related to the duration of the project or the injection rate, but the polymer flooding is especially dependent on this factor. In many cases, the cost of the polymer itself is secondary to the current value of additional oil. Because of this, field waterflooding is often preceded by reservoir tests conducted on a single well. Here we give a simple method of analyzing the acceleration tests based on the physical properties described in the previous section. Well response is defined as

$$I \equiv \frac{i}{\Delta P} \quad (2.1)$$

where “ $i$ ” is the volume injection rate in the well, and  $\Delta P$  is the pressure drop between the downhole flow pressure at the bottom of the well and some reference pressure.  $I_r$  is the dropping factor of the injectivity, assumed when the polymer is injected. Both  $I$  and  $I_r$  are functions of time, but the long-term  $I_r$  limit for the Newtonian polymer solution is simply the ratio of the viscosities if the skin effects are small. However, the final  $I_r$  value for the actual polymer solution may be higher than the calculated value due to shear dilution.

$$I_r = \frac{I}{I_1} \quad (2.2)$$

We make several simplifying assumptions, many of which may be weakened (Bondor et al, 1972). A well of radius  $R_w$ , the pickup of which we need to determine, is located in a horizontal uniform radial zone of radius  $R_e$ . The pressures in  $R_e$  and  $R_w$  are equal to  $P_e$  and  $P_{wf}$ , respectively.  $R_e$  is a constant (steady-state flow), and  $P_{wf}$  can vary with time. The fluid flowing in the formation is a single aqueous incompressible phase with residual oil saturation, the rheological properties of which are independent of pressure. Dispersion and adsorption of the polymer are negligible, although the polymer can demonstrate a decrease in permeability. The

flow is one-dimensional and radial. In addition, finally, the entire range of shear rates in the reservoir is subject to a power law.

Considering these assumptions, the continuity equation has the following form:

$$\frac{d}{dr}(ru_r) = 0 \quad (2.3)$$

where “ $u_r$ ” is the radial volume flow. This equation assumes that the space velocity does not depend on  $r$  and is equal to  $i$ , since

$$i = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot H_t \cdot u_r \quad (2.4)$$

Equation (2.4) is a consequence of the assumption of an incompressible flow; however,  $i$  depends on time. We substitute Darcy's law for  $u_r$  into equation (2.4)

$$i = -\frac{2 \cdot \pi \cdot r \cdot H_t \cdot k_1'}{\mu_{app}} \frac{dP}{dr} = -\frac{2 \cdot \pi \cdot r \cdot H_t \cdot k_1}{H_{pl} \cdot u_r^{n_{pl}-1} \cdot R_k} \frac{dP}{dr} \quad (2.5)$$

This equation is defined, so that  $i$  is a positive quantity. A permeability reduction factor is introduced. Removing  $u_r$  using equation (2.4), we obtain the usual differential equation, which can be integrated between arbitrary limits  $P_1$  for  $r_1$  and  $P_2$  for  $r_2$

$$P_2 - P_1 = \left( \frac{i}{2 \cdot \pi \cdot H_t} \right)^{n_{pl}} \cdot \frac{H_{pl} \cdot R_k}{k \cdot (1 - n_{pl})} \cdot (r_1^{1-n_{pl}} - r_2^{1-n_{pl}}) \quad (2.6)$$

The limit of the Newtonian flow,  $n_{pl} = 1 = R_k$  and  $H_{pl} = p_1$ , in this equation is the familiar equation of a steady radial flow

$$P_2 - P_1 = \frac{i \cdot \mu_1}{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot H_t} \cdot \ln \left( \frac{r_1}{r_2} \right) \quad (2.7)$$

Now we apply these equations to the filterability of the polymer in waterflooding.

At some time during injection, the front of the polymer (presumably acute) will be in the radial position  $R_p$ , where

$$\int_0^t i dt = \pi \cdot (R_p^2 - R_w^2) \cdot H_t \cdot \phi \cdot (1 - S_{2r}) \quad (2.8)$$

The left side of this equation is the total volume of the injected polymer solution. Therefore, equation (2.6) is applied in the range  $R_w < r < R_p$ , and equation (2.7) is applied in the annular space  $R_p < r < R_e$ . With the appropriate identification of variables, we obtain for the second region.

$$R|_{R_p} - P_\epsilon = \frac{i \cdot \mu_1}{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot H_t} \cdot \ln \left( \frac{R_\epsilon}{R_p} \right) \quad (2.9)$$

but for the first

$$P_{wf} - R|_{R_p} = \left( \frac{i}{2 \cdot \pi \cdot H_t} \right)^{n_{pl}} \cdot \frac{H_{pl}}{k_1 \cdot (1 - n_{pl}) \cdot R_k} \cdot (R_p^{1-n_{pl}} - R_w^{1-n_{pl}}) \quad (2.10)$$

Where  $P_{Rp}$  is the pressure at the polymer-water front. The addition of these two equations gives the total pressure drop from  $R_w$  to  $R_e$ .

$$P_{wf} - P_\epsilon = \left( \frac{i}{2 \cdot \pi \cdot H_t} \right)^{n_{pl}} \cdot \frac{H_{pl}}{k_1 \cdot (1 - n_{pl}) \cdot R_k} \cdot (R_p^{1-n_{pl}} - R_w^{1-n_{pl}}) + \frac{i \cdot \mu_1}{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot H_t} \cdot \left( \ln \left( \frac{R_\epsilon}{R_p} \right) + s_w \right) \quad (2.11)$$

Where  $s_w$  - the natural skin factor of the well - was introduced in order to allow for the damage to the well.

Equation (2.11), substituted in the definition of filterability (equation 2.1), gives

$$I^{-1} = \left( \frac{i}{2 \cdot \pi \cdot H_t} \right)^{n_{pl}} \cdot \frac{H_{pl}}{i \cdot (1 - n_{pl}) \cdot k_1} \cdot (R_p^{1-n_{pl}} - R_w^{1-n_{pl}}) + \frac{\mu_1}{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot H_t} \cdot \left( \ln \left( \frac{R_\epsilon}{R_p} \right) + s_w \right) \quad (2.12)$$

Water filtration  $I_1$  is given by equations (2.1) and (2.7) with  $r_1 = R_w$  and  $r_2 = R_e$ . This value and the value of  $I$ , calculated from equation (2.12), give an expression for  $I_r$  using equation (2.8). Both quantities  $I$  and  $I_r$ , are related to the total injection of the polymer solution (by time) through equation (2.8)

### ***Movement of individual phases in polymer flooding processes***

In this section, we apply the usual assumptions adopted for the motion of individual phases in a multiphase flow, namely: one-dimensional flow, incompressible fluid and rock and nondissipative mixing.

### *Single-phase flow*

First, we consider the case when water-soluble substances are adsorbed from the solution along the Langmuir isotherm. The isotherm is represented by the equation (2.12).

Let the flow be such that the concentration of substance  $C_{4I}$  is displaced by the concentration of substance  $C_{4J}$  in the form of a single-phase flow, where  $C_{4J} > C_{4I}$ . The equation of specific velocity has a tracking form

$$v_{C_4} = \left( 1 + \frac{(1-\phi)\rho_s}{\phi} \frac{d\omega_{4s}}{dC_4} \right)^{-1} = \left( 1 + \frac{dC_{4s}}{dC_4} \right)^{-1} \quad (2.13)$$

Or:

$$v_{C_4} = \left( 1 + \frac{C_4}{(1+b_4 \cdot C_4)^2} \right)^{-1} \quad (2.14)$$

However, since  $C_{4J} > C_{4I}$ , we obtain  $v_{C_4} |_{J} > v_{C_4} |_{I}$ , displacement is an impulse; in the case  $C_{4J} < C_{4I}$ , the displacement would be a propagating wave. However, at  $C_{4J}$ , which displaces  $C_{4I}$ , the front between  $C_{4J}$  and  $C_{4I}$  moves with a specific velocity

$$v_{\Delta C_4} = \left( 1 + \frac{(1-\phi)\rho_s}{\phi} \frac{d\omega_{4s}}{dC_4} \right)^{-1} = \left( 1 + \frac{\Delta C_{4s}}{\Delta C_4} \right)^{-1} \quad (2.15)$$

If, as is usually the case with polymer flooding,  $C_{4j} = 0$ , then equation (2.15) takes the form

$$v_{\Delta C_4} = \frac{1}{1 + \frac{(1-\phi)\rho_s}{\phi} \left( \frac{\omega_{4s}}{C_4} \right)_J} = \frac{1}{1 + D_4} \quad (2.16)$$

Where  $D_4$  is the polymer loss at the advance front. This is also called the lag factor, because adsorption is the reason that the front speed is lower than the speed

of the ideal mixing displacement. D4 is one of the most convenient concepts in both polymeric and micellar-polymer flooding; it expresses the retention in units of pore volume, consistent with the size of the rim.

#### Two-phase flow

The interpretation of the motion of the individual phases in the multiphase flow in this case will include two phases (water  $j = 1$  and oleic  $j = 2$ ) and three components (water  $i = 1$ , oil  $i = 2$  and polymer  $i = 4$ ). Let the permeable medium have a uniform initial water saturation equal to  $S_u$ . We inject a polymer solution that does not contain oil ( $S_{1j} = 1 - S_{2r}$ ). The initial total polymer concentration is 0, and the polymer concentration in the aqueous phase is  $C_{4j}$ . The polymer and water do not dissolve in oil ( $C_{12} = C_{42} = 0$ ); Oil does not dissolve in the aqueous phase ( $C_{21} = 0$ ).

#### Action of inaccessible pore volume

The porosity for the aqueous phase is  $\phi_{S1}$ . Only a part of this fraction of the pore volume ( $\phi_{S1} - \phi_{IPV}$ ) is available for the polymer; therefore, the total concentration of polymer per unit volume is

$$W_4 = (\phi \cdot S_1 - \phi_{IPV}) \cdot \rho_1 \cdot \omega_{41} + (1 - \phi) \cdot \rho_s \cdot \omega_{4s} \quad (2.17)$$

Similarly, the total water concentration is

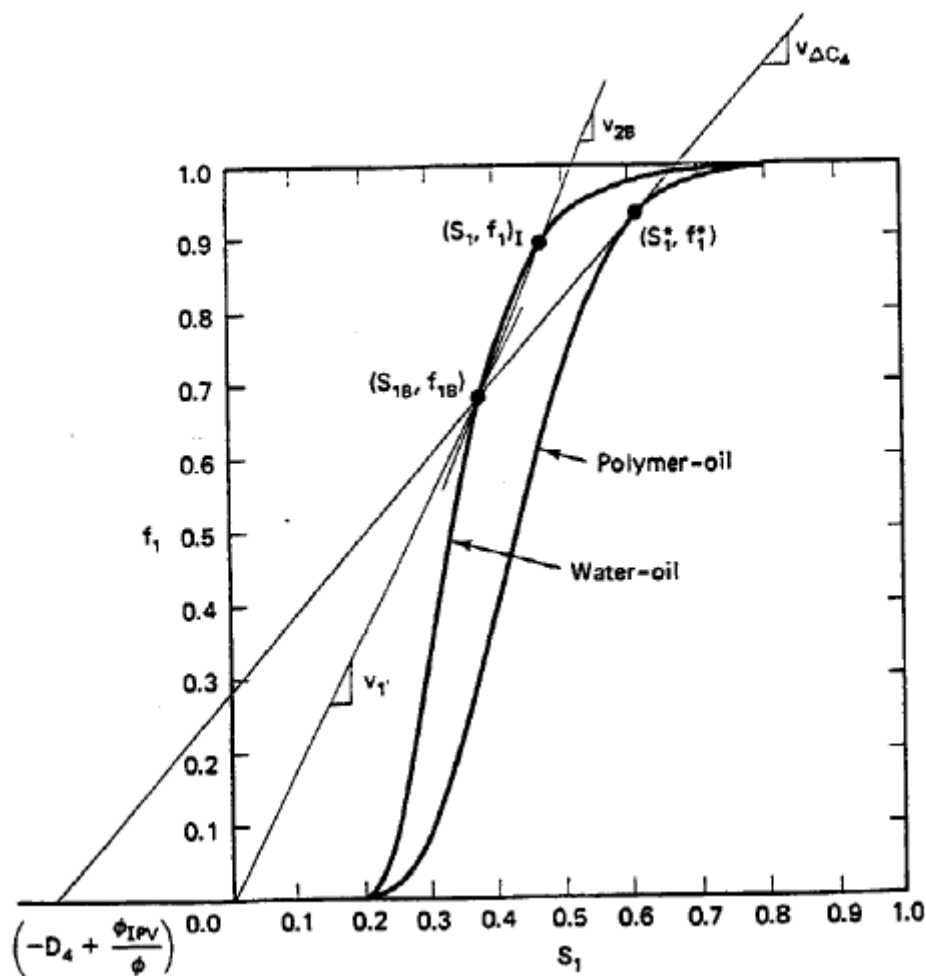
$$W_1 = (\phi \cdot S_1 - \phi_{IPV}) \cdot \rho_1 \cdot (1 - \omega_{41}) + \phi_{IPV} \cdot \rho_1 \quad (2.18)$$

since only water is present in the excluded pore volume  $\phi_{IPV}$ . However, the inaccessible pore volume can be freely discarded in equation (2.18), since the polymer concentration is very small ( $\omega_{11} = 1$ ). The total oil concentration and equations (2.17) and (2.18) add to the porosity, as required by the assumption of an incompressible flow.



### *Oil displacement*

The polymer itself does not change the relative permeability by either water or oil, as, as we observed earlier, the apparent viscosity can not be increased to such an extent as to change the residual phase saturation. In addition, when the permeability reduction is significant, this applies to the entire saturation range, but only to the wetting phase (Schneider and Owens, 1982). Therefore, we can construct a flow curve for polymer-oil (polymer-oil) flow, using apparent viscosity instead of water viscosity, and dividing  $k_{r1}$  by  $R_k$ . Figures 2.1 show the flow curves of water-oil flows  $(f_1 - S_1)$  and polymer-oil  $(f_1^p - S_1)$ .



**Fig. 2.1** Graphical construction of individual phases motion in a multiphase flow under polymer flooding

Because the adsorption of the polymer proceeds according to the Langmuir type; the polymer displaces the buried water in a mixing manner, the front of the polymer is piston-like and has a specific velocity equal to

$$v_{\Delta C_4} = \frac{f_1^p(S_1^*)}{S_1^* + D_4 - \phi_e} \quad (2.19)$$

Where  $D_4$  is the polymer retardation coefficient, defined by equation (2.16)

$$\phi_e = \frac{\phi_{IPV}}{\phi} \quad (2.20)$$

$S_j$  and  $f^p(S_j)$  are the water saturation and the motion of individual phases on the front of the polymer pulse.  $S_j$  can also be considered as a point on the propagating part of the mixed polymer and oil wave, which is given by the Buckley-Leverett equation, whence, by equation (2.19), we can determine  $S_1^*$

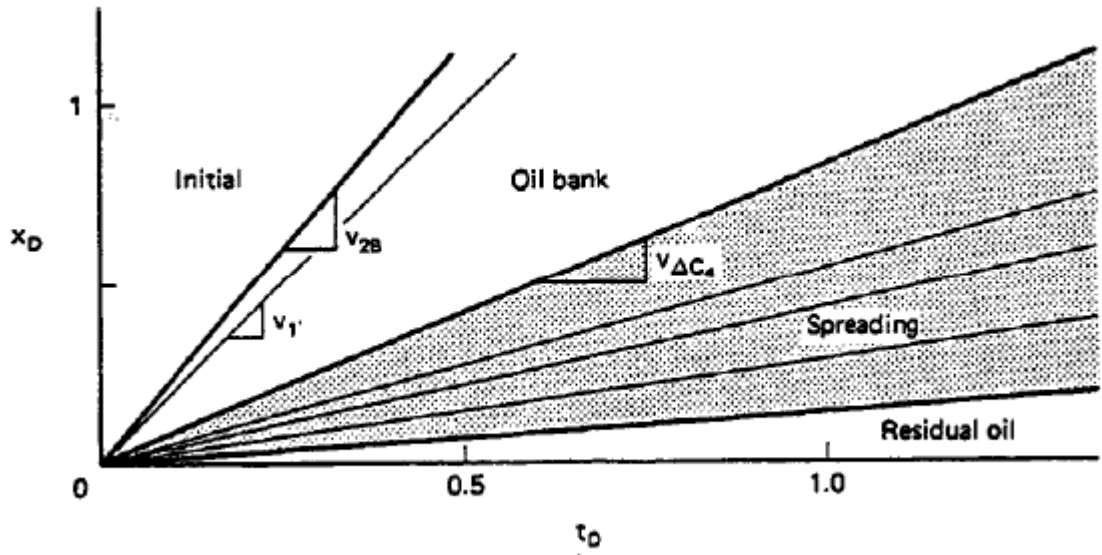
$$v_{\Delta C_4} = \frac{f_1^p(S_1^*)}{S_1^* + D_4 - \phi_e} = \left( \frac{df_1^p}{dS_1} \right) \bigg|_{S_1^*} = v_{C_1} \quad (2.21)$$

Equation (2.21) will also determine the saturation in the oil shaft, since  $S_2$  will vary intermittently depending on the speed defined as

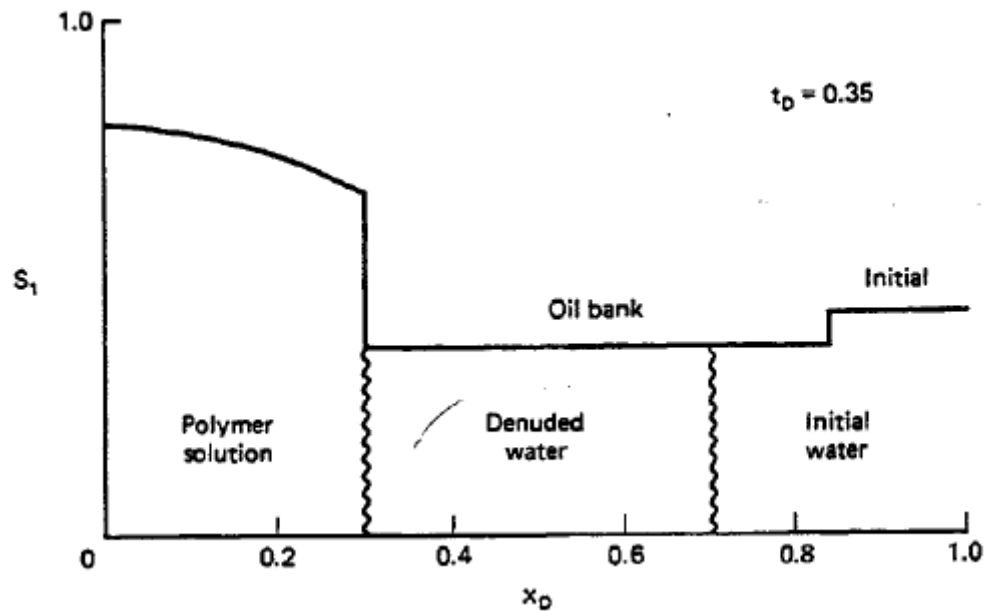
$$v_{\Delta C_2} = \frac{f_1^p(S_1^*) - f_1(S_{1B})}{S_1^* - S_{1B}} = v_{C_1} \quad (2.22)$$

Equations (2.21) and (2.22) are particular formulations of the coherence condition. As in the case of a solvent-water shaft, the velocity of the front of the oil (or water) shaft is given by

$$v_{\Delta C_2} = \frac{f_{1B} - f_{1I}}{S_{1B} - S_{1I}} = v_{\Delta C_1} \quad (2.23)$$



(a) Time-Distance Chart



(b) Saturation and concentration profile

**Fig. 2.2** Figures for curves of phase fraction change in a multiphase flow, presented in Fig.2.1

For the piston-shaped front of the oil shaft Fig. 2.2 shows the time-distance diagram and the composition profile for  $t_D = 0.35$  for the construction shown in Fig. 2.1.

Although the construction in Figures 2.1 and 2.2 is a direct construction, it has several important points that allow us to penetrate into the essence of polymer flooding.

1. The breakthrough time of the oil shaft (the inverse of the specific velocity

of the oil shaft  $v_{AC}$ ) increases with the increase in  $S_{II}$ , which indicates that polymer flooding will be more economical if they start at low initial water saturation. Undoubtedly, the smaller  $S_{II}$ , the higher the saturation with mobile oil is, which is also a favorable factor for polymer flooding.

2. Adsorption (large values of  $D_4$ ) causes a lag on all fronts.  $D_4$  can be large, if the porosity is low, the retention is large or the concentration of the injected  $C_{4J}$  polymer is low. Usually  $C_{4J}$  is so low that  $D_4$  can be high, even if the retention is moderate.

3. The inaccessible pore volume causes the acceleration of all fronts, quite the opposite of holding. In fact, the retention and inaccessible pore volume can be removed so that the front of the polymer and the front of the desorbed water  $v_r$  (Fig. 2.1) move at the same speed.

4. Both values  $D_4$  and inaccessible pore volume affect the saturation of the oil shaft, which in turn affects the mobility of the oil shaft and the desired concentration of the injected polymer.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведённых исследований была подробно изучена эффективность полимерного заводнения при различных условиях разработки и эксплуатации месторождений.

Исходя из задач, поставленных в диссертации были решены следующие задачи:

1. Сравнительный анализ показал, что значительный эффект имеет полимерное заводнение при его внедрении на ранней стадии разработки;
2. Была экспериментально подтверждена эффективность полимерного заводнения на основе нефтрстворимых полимеров;
3. Экономический эффект от полимерного заводнения на основе нефтрстворимых полимеров больше на 3130474 рублей по сравнению с водорастворимыми полимерами.

Применение на ранней стадии разработки нефтрстворимого полимера по сравнению с водорастворимым позволяет достигнуть большего конечного эффекта, что и позволило зафиксировать показатели конечного КИН на отметке в 83%, что на 27% больше, чем при аналогичной технологии с оторочкой из водорастворимого полимера.

Таким образом, применение вязкой и незамерзающей при низкой температуре оторочки нефтрстворимого полимера решает не только проблему несовместимости с пластовыми водами, которые возникают у водорастворимого полиакриламида, но и оказывается более эффективным по выравниванию фронта вытеснения и, как результат, увеличивает коэффициент нефтеизвлечения примерно на 30% при снижении энергозатрат на 25%.