

**TEXNOLOGİYALAR**

**УДК 622.276.031:532.11**

**НОВЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В МИКРОТРЕЩИННЫХ ПОРЫСТЫХ СРЕДАХ**

**<sup>1</sup>ГУРБАНОВ Р.С., <sup>2</sup>МАМЕДОВА М.А. <sup>3</sup>ГАДЖИЕВ А.А.**

<sup>1</sup>НИИ «Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химии»

E-mail: ramiz.qurbanov@yahoo.com

<sup>2</sup> Азербайджанский государственный университет

нефти и промышленности,

<sup>3</sup>SOCAR, НИПИ «Нефтгаз»

**NEW METHOD OF INCREASING OIL RECOVERY IN MICROTRACK POROUS MEDIA**

**<sup>1</sup>GURBANOV R.S., <sup>2</sup>MAMMADOVA M.A., <sup>3</sup>HAJIYEV A.A.**

<sup>1</sup>The Ministry of Education of Azerbaijan Republic,

Research Institute “Geotechnological problems of oil, gas and chemistry”

<sup>2</sup>Azerbaijan State University of Oil and Industry

<sup>3</sup>Scientific Research Project Institute “Neftegaz”, SOCAR

**MİKROÇATLI MƏSAMƏLİ LAYLARDA NEFTVERMƏNİN ARTIRILMASININ**

**YENİ METODU**

**\*QURBANOV R.Ş., \*\*MƏMMƏDOVA M.A., \*\*\*HAÇIYEV Ə.Ə.**

<sup>1</sup>“Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya” ETİ

<sup>2</sup>Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,

<sup>3</sup>SOCAR”Neftqazelmütədqiqatlayihə” İnstitutu

**Аннотация.** Впервые экспериментально было выявлено, что причиной проявления аномальных свойств вязких и аномальных жидкостей, и в частности воды, керосина, ньютоновской и неньютоновской нефти в трещинах и эквивалентных сверхмалопроницаемых пористых средах является обнаруженный новый эффект «микротрещина-жидкость». Для регулирования и создания новых технических и технологических процессов в различных областях промышленности рекомендуется учесть выявленный микротрещинный эффект в системе «жидкость – среда».

**Ключевые слова:** раскрутить трещины, аномальная вода, гидравлическое сопротивление, эффект «микротрещина-жидкость».

**Abstract.** Firstly, it has experimentally been revealed that the reason of the anomalous properties manifestation of the viscous fluids, particularly water and these properties strengthening for anomalous fluids in the cracks is new micro-cracked effect of “microcrack-fluid”. For realization of the fractured fields development process it is recommended taking into consideration the detected micro-cracked effect in “microcrack-fluid” system.

The influences of the pressure variation value and cracks opening on oil recovery factor have been investigated according to viscous and anomalous oil displacement from plane-parallel and plane-radial microcracks by water, polymer solution and by PAA (Polyacrilamid). The models for assessment of the viscous and anomalous oils displacement efficiency by water and PAA solution for wide range of plane-parallel and plane-radial microcrack opening variation have been obtained mathematically.

**Keywords:** crack opening, anomalous water, hydraulic resistance, microcrack-liquid effect.

**Xülasə.** İlk dəfə eksperimental olaraq müəyyən edilmişdir ki, çatlarda özlü mayelərin və xüsusilə suyun anomal xassələrin yaranması və anomal mayelər üçün isə bu xüsusiyyətin güclənməsi, “mikroçat - maye” effektidir. Çatlı neft yataqlarının işlənmə proseslərinin həyata keçirilməsi üçün “mikroçat- maye” sistemində müəyyən edilmiş mikroçat effektinin nəzərə alınması təklif edilir.

Özlü və anomal neftlərin müstəvi-parallel və müstəvi-radial çatlardan su və PAA məhlulu ilə sıxışdırılması prosesində təzyiqin dəyişməsinin və çatın aralanma dərəcəsinin neftvermə əmsalına təsiri öyrənilmişdir. Özlü və anomal neftlərin müstəvi-parallel və müstəvi-radial çatlardan su və PAA polimer məhlulu ilə sıxışdırılması prosesində sıxışdırma əmsalını qiymətləndirmək üçün, çatın aralanma dərəcəsinin geniş intervallarda dəyişməindən asılı olaraq, riyazi modellər alınmışdır.

**Açar sözlər.** “Çatın aralanma dərəcəsi”, anomal su, hidravlik müqavət, “mikroçat-maye” effekti

**Вводная часть.** Большая проблема нефтяной промышленности состоит в том, что коэффициент нефтеотдачи пластов за 150 лет разработки нефтяных и газовых месторождений по мировым месторождениям колеблется около 30% по дренажным зонам скважин около 33%, т.е. около 70% геологического запаса осталось в недрах земли. Отметим, что существующие технологические меры и разработка таких мер не в состоянии обеспечить повышение нефтеотдачи пластов. Значит 70% геологических запасов нефти остаются в микротрещинных каналах и низкопроницаемых пористых средах пласта неизвлеченными. Выявлено, что в месторождениях Азербайджана, независимо от применения существующих эффективных мероприятий, коэффициент нефтеотдачи не достигает 50%.

Несмотря на эксплуатацию на протяжении более 100 лет и проводимые крупномасштабные ГТМ, изменение коэффициента нефтеотдачи в этих пределах говорит о наличии нефти в микротрещинах, эквивалентных сверх малопроницаемых пористых средах.

Существующие технологии и проводимые ГТМ не достаточны для увеличения нефтеотдачи.

Независимо от применяемых методов интенсификации для увеличения нефтеотдачи пластов во всех нефтедобывающих странах неизвлекаемые запасы нефти составляют 55–75% от геологического запаса недр [1]. Отмеченное, дает основание предполагать, что создание новых или модернизация существующих методов не являются единственным путем решения задачи о повышении нефтеотдачи пластов, а ее можно решить путем определения застойных зон и вовлечения их воздействием на процесс разработки несуществующими технологическими методами. Необходимы новые технологические процессы.

Наиболее эффективным направлением следует считать воздействие на ПЗС и на пласты мощными физическими энергетическими полями [2,3 и др.].

В настоящее время накоплен значительно большой материал по изучению движения жидкостей в щелях, проведены многочисленные экспериментальные и теоретические исследования [4,5 и др.]. При этом нет единого мнения о проявлении аномального поведения жидкостей в микротрещинах. Учитывая это положение в области механики жидкостей нами были проведены эксперименты в специально разработанной установке с различными жидкостями: водой, вязкой и аномальной нефтью [4,5]. Если будут разработаны мероприятия по ослаблению или устранению найденного эффекта «микротрещина - жидкость» в практике нефтедобычи при извлечении нефти из трещинных пластов это приведет к увеличению коэффициента нефтеотдачи.

Целью работы является исследование проявления эффекта в трещинах с микронной раскрытостью и в низкопроницаемых пористых средах, и попытка разработки метода максимального извлечения «геологических запасов нефти».

Изучено влияние величины изменения давления и раскрытости трещин на коэффициент нефтеотдачи при вытеснении нефти водой и высокомолекулярными полимерными растворами ПАА из плоскорadiaльных микротрещин, а также обобщены полученные результаты с целью установления путей повышения нефтеотдачи при разработке месторождений трещиноватых пластов.

#### **Конструирование плоскорadiaльных трещинных каналов, их моделирование и методика проведения опытов**

Экспериментальные исследования проведены на установках с плоскими и плоскорadiaльными трещинами различной раскрытостью  $h$  [4,5].

Трещины заданной толщины были получены установкой между плитами несмачиваемых прокладок размерами  $5 \times 7$  мм, которые расположены в точках плоскорadiaльной трещины с центральными углами  $120^\circ$ . Толщина прокладок выбиралась в зависимости от величины требуемой толщины трещины. При этом погрешность определения величины раскрытости равна 0,1 мкм.

С целью обеспечения недеформируемости трещины, плиты изготавливают из стали 40Х, и они имеют после термообработки ТВЧ поверхностную твердость 40–50 единиц по Роквеллу (Rockwell). Внутренняя поверхность плит обработана и отшлифована с точностью, соответствующей 10 классу.

Для контроля деформации трещины использовался индикатор часового типа, установленный на верхней плите модели.

С целью контроля распределения давления по длине и по радиусу верхней плиты, кроме отверстия в центре, в контуре также были просверлены отверстия. Отметим, что длина трещины равна 84 мм. Радиусы окружностей, на которых расположены (в трех направлениях под углом в  $120^\circ$ ) отверстия, равняются 34 и 57 мм. Кроме того, вблизи этих отверстий на расстояниях 43 мм от центра трещины было расположено еще по одному отверстию. Прямоугольная трещина, имитирующая трещиноватый коллектор, представляет собой две пластины толщиной  $4 \cdot 10^{-2}$  м, каждая из которых изготовлена из нержавеющей стали. Между плитами укладывается несмачиваемая прокладка, вырезанная так, что она,

во-первых, служит для герметизирующей модели, а во-вторых, образует прямоугольную трещину размером  $0.3 \times 4 \cdot 10^{-2}$  м.

Экспериментальные исследования в плоскопараллельных и плоскорадиальных трещинах проводились на модели, находящейся в термованне при установившемся режиме движения жидкости в изотермических условиях. Постоянство температуры поддерживалось ультратермостатом, снабженным контактным термометром, установленным непосредственно в термованне. Для исключения различных эффектов, насыщение трещины исследуемой жидкостью производилось под небольшим давлением с одновременным вакуумированием.

В качестве исследуемых жидкостей применялась вязкая аномальная нефть с содержанием 72% смолы.

Насыщение щелевой модели производилось при ее вертикальном положении с одновременным вакуумированием. Щелевая модель до и после насыщения взвешивалась, и по разности веса определялось количество насыщенной нефти. После циркуляции жидкости в объеме, кратном 20–30 объемам щели, модель считалась насыщенной. При этом коэффициент насыщения модели составлял 97–98%. После насыщения трещины производилось вытеснение нефти водой при различных значениях раскрытости трещины и перепадах давления. Вытеснение производилось в направлении от контура к скважине. Объем нефти в трещинной модели и количество вытесненной нефти из него определялось весовым методом.

На основе результатов исследования была определена конечная нефтеотдача, т.е. отношение вытесненного объема нефти к ее первоначальному объему в трещине.

#### **Экспериментальные результаты, их обработка и обобщение**

Изучение и оценка влияния раскрытости на процесс вытеснения жидкостей различными вытесняющими агентами из плоскопараллельной и плоскорадиальной микротрещины, могут быть использованы для качественного анализа реальных процессов вытеснения в трещинных коллекторах.

В связи с этим, ниже приводятся результаты экспериментальных исследований по изучению влияния раскрытости трещин на величину коэффициента нефтеотдачи при вытеснении ньютоновской и неньютоновской нефти водой и раствором полимера ПАА из плоскопараллельной и плоскорадиальной трещины. Отметим, что содержание ПАА в воде составляло 0,3%.

Изучено влияние раскрытости трещины на процесс вытеснения ньютоновской и неньютоновской нефти водой и раствором ПАА при различных перепадах давления в температурах 303 и 313 К. При вытеснении неньютоновской нефти из плоскорадиальных трещин с увеличением раскрытости трещины и перепада давления наблюдается уменьшение значения  $\alpha$ . при раскрытости трещины равной 160 и 180 мкм, соответственно при температуре 303 и 313 К становится независимым от  $h$ . Экспериментальные исследования проводились при значении перепадов давления 0,24; 0,45 и 5,6 МПа.

При вытеснении ньютоновской и неньютоновской нефти, независимо от типа вытесняющего агента, с увеличением раскрытости и перепада давления также наблюдается уменьшение значения коэффициента вытеснения, после достижения раскрытости плоскопараллельных трещин 130 и 160, соответственно для ньютоновской и неньютоновской нефти при температуре 303К становится независимой от  $h$ .

Таким образом, при прочих равных условиях с увеличением перепада давления и раскрытости трещины коэффициент нефтеотдачи уменьшается. Это объясняется тем, что при большом темпе вытеснения, а также при больших значениях раскрытости трещины вода быстро прорывается ввиду ослабления аномальных свойств вытесняемой жидкости.

В результате проведенных многочисленных экспериментальных исследований [4,5 и др.] установлено, что в условиях заметного проявления (при  $h < h_{кр}$ ) микротрещинных эффектов в системе «трещина–жидкость» структурно–механические свойства жидкости зависят от раскрытости трещины.

Результаты экспериментального исследования показывают, что при раскрытости трещины  $h < h_{кр}$  процесс вытеснения наиболее эффективен с уменьшением скорости вытеснения нефти водой и приближается к поршневому вытеснению.

Изучение влияния вышеприведенных факторов на коэффициент вытеснения позволило описать механизм процесса вытеснения нефти из плоскорадиальной трещины с различными вытесняющими агентами и дало возможность обработать результаты экспериментов в виде зависимости коэффициента нефтеотдачи от безразмерных параметров.

В связи с этим в данной работе сделаны обобщения экспериментальных результатов [7] процесса вытеснения нефти из плоскопараллельных и плоскорадиальных трещин, приведенных в 1-3. На основе экспериментальных данных, установлено, что объем нефти, вытесняемой из плоскорадиальной тре-

щины зависит от градиента давления  $\Delta P/R$ , начального объема нефти в трещине  $V_m$ , прокаченного объема вытесняющего агента  $V_e$ , раскрытости щели  $h$ , предельного напряжения сдвига  $\tau_0$  и структурной вязкости  $\mu$  неньютоновской нефти, вязкости вытесняющего агента  $\mu_{кр}$ , определенной в плоскорадиальной трещине при  $h > h_{кр}$ , т.е.

На основе  $\pi$ -теоремы получены следующие безразмерные параметры:  $\Pi_1 = \frac{V_e}{V_m} = \alpha$  – коэффициент

вытеснения:  $\Pi_2 = \frac{\Delta P \sqrt[3]{V_m}}{\tau_0 \cdot R}$  – безразмерный параметр, аналогичный параметр Лагранжа для

вязкопластичной жидкости;  $\Pi_3 = \frac{h}{\sqrt[3]{V_m}}$  – характерный безразмерный параметр трещины:  $\Pi_4 = \frac{\mu}{\mu_{кр}}$

– соотношение вязкостей;  $\Pi_5 = \frac{V_e}{V_m}$  – отношение объема воды, закачанной в трещину к начальному объему нефти.

Зависимость (1) имеет следующий вид:

$$\alpha = \alpha(\Pi_2, \Pi_3, \Pi_4, \Pi_5). \quad (2)$$

Установлено, что с увеличением величины  $\Pi_2$  коэффициент вытеснения уменьшается и после определенного значения  $\Pi_2$  остается постоянным. При заданном значении параметра  $\Pi_2$  в условиях заметного проявления микротрещинных эффектов между трещиной и жидкостью, с уменьшением раскрытости трещины коэффициент вытеснения увеличивается.

Это явление объясняется изменением в свойствах жидкого потока за счет изменения его структуры и сил трения по стенкам трещины. При движении неньютоновских жидкостей в системе трещина с раскрытостью  $h \leq h_{кр}$  усиливаются неньютоновские свойства, а при  $h > h_{кр}$  указанные эффекты отсутствуют [4,5].

В случае  $h \leq h_{кр}$  в условиях заметного проявления влияния микротрещинного эффекта для жидкости, с уменьшением раскрытости трещины коэффициент вытеснения увеличивается. Под действием микротрещинного эффекта происходят изменения в свойствах жидкого потока за счет изменения его структуры и сил трения по стенкам.

Это способствует усилению аномальных свойств вытесняемой жидкости, т.е. увеличению предельного напряжения сдвига и структурной вязкости нефти. Указанные эффекты имеют место в системе «микротрещина–жидкость» только при  $h < h_{кр}$ . При  $h > h_{кр}$  указанный эффект исчезает и жидкость сохраняет свои первоначальные свойства и коэффициент вытеснения перестает зависеть от раскрытости трещины.

При вытеснении ньютоновской и неньютоновской нефти, независимо от типа вытесняющего агента, с увеличением  $\Pi_3$  наблюдается уменьшение значения коэффициента вытеснения, после достижения раскрытости плоскопараллельных трещин 130 и 160, соответственно для ньютоновской и неньютоновской нефти при температуре 303K становится независимой от  $h$ . При прочих равных условиях, с увеличением  $\Pi_3$  коэффициент вытеснения неньютоновской нефти водой уменьшается и раскрытость плоскопарадиальных трещин равная 180 мкм при температуре 303 K становится независимой от  $h$ .

В результате проведенных многочисленных экспериментальных исследований [3,4 и др.] установлено, что в условиях заметного проявления (при  $h < h_{кр}$ ) микротрещинных эффектов в системе «трещина–жидкость» структурно–механические свойства жидкости зависят от раскрытости трещины. Следовательно, появляется возможность исключить из выражения (2) параметры  $\Pi_3$  и  $\Pi_4$  путем подстановки в значении параметра  $\Pi_2$  вместо  $\tau_0$  его значение  $\tau_{0h}$ , соответствующее данному значению раскрытости щели (при  $h < h_{кр}$ ).

$$\alpha = \frac{\Delta P \sqrt[3]{V_m}}{\tau_{0h} \cdot R} = \alpha(\Pi^*) \quad (3)$$

На основе обработки результаты вытеснения ньютоновской и неньютоновской нефти водой из плоскопараллельных трещин соответственно представлены на рис.1(кривая 1) и 2(кривая 1). Как видно из этих рисунков для различных значений раскрытости трещины все точки кривых хорошо укладываются на одной кривой.

Аналогично на основе зависимости (2) обрабатывались результаты экспериментальных исследований по вытеснению ньютоновской и неньютоновской нефти раствором полимера ПАА (рис. 1 и 2 кривая 2) из щелей при различных значениях перепадов давления вытеснения и раскрытости щели.

Во всех случаях коэффициент вытеснения при вытеснении из трещин вязкой и аномальной нефти раствором полимера ПАА больше, чем при вытеснении той же нефти водой.

Были получены следующие математические модели соответственно для кривых 1 и 2, приведенных на рис. 1-3:

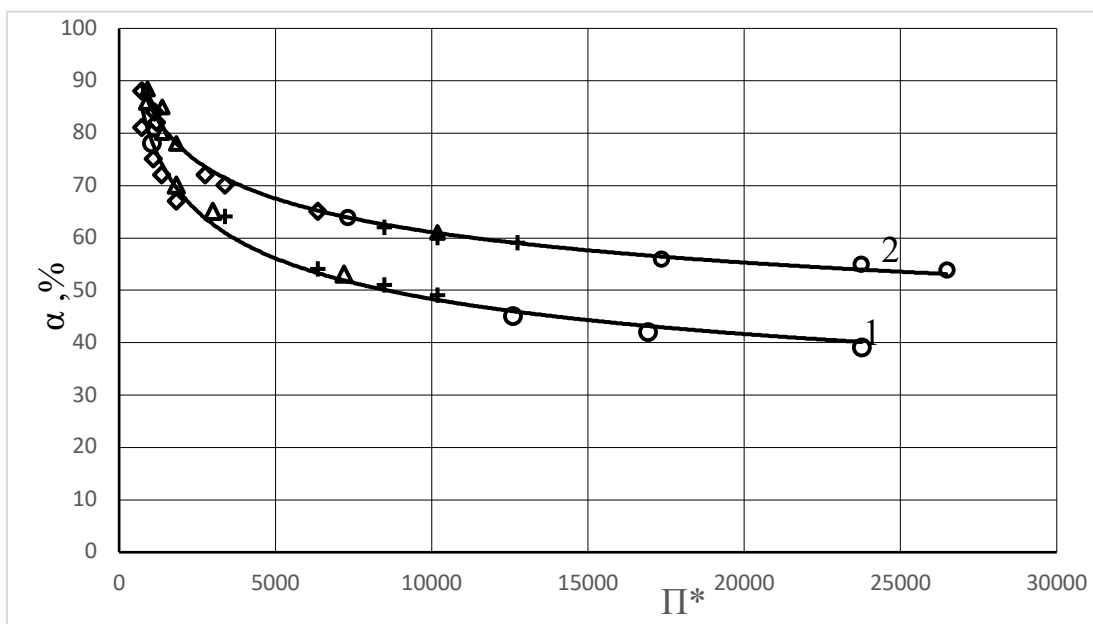


Рис.1.Зависимость  $\alpha$  от  $\Pi^*$  при вытеснении вязкой нефти водой (кривая 1) и раствором полимера ПАА (кривая 2) в плоскопараллельных трещинах при температуре 313 К:

Значения  $h$ , мкм  $\diamond$  -48;  $\triangle$  65;  $+$  - 90;  $\circ$  - 105

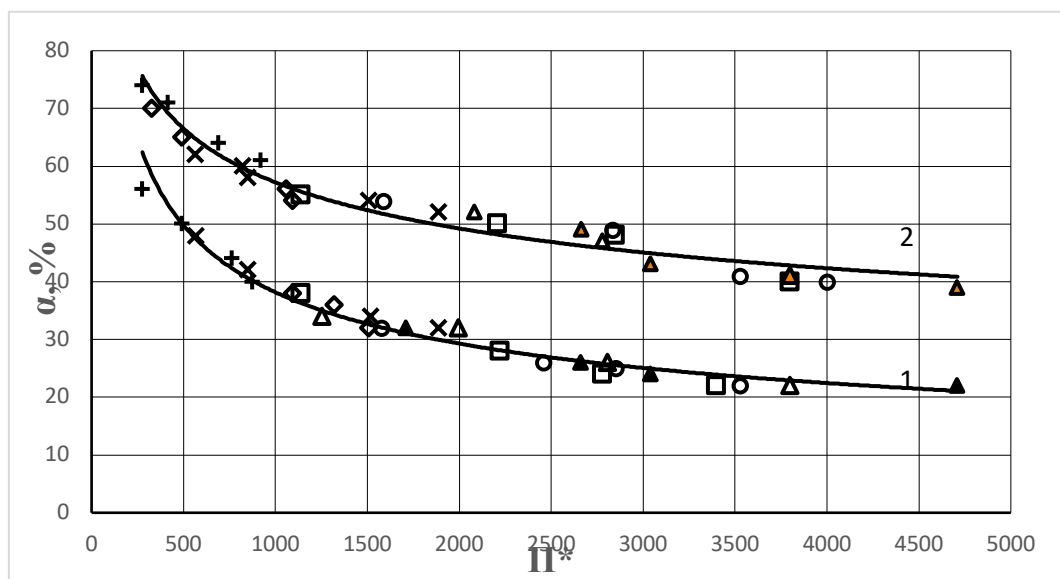


Рис.2.Зависимость  $\alpha$  от  $\Pi^*$  при вытеснении аномальной нефти

водой (кривая 1) и раствором полимера ПАА (кривая 2) в плоскопараллельных трещинах при температуре 313 К:

Значения  $h$ , мкм:  $\diamond 48$ ;  $-65$ ;  $x-90$ ;  $\Delta-115$ ;  $-130$ ;  $-160$ ;  $-195$   $\blacktriangle$

При вытеснении ньютоновской нефти из плоскопараллельных трещин:  
при вытеснении водой

$$\alpha = 90 - \frac{P_2^*}{101,412 + 0,014 \cdot P_2^*} \quad (4)$$

при вытеснении раствором ПАА

$$\alpha = 94 - \frac{P_2^*}{81,308 + 0,022 \cdot P_2^*} \quad (5)$$

При вытеснении неньютоновской нефти из плоскопараллельных трещинах:  
при вытеснении водой

$$\alpha = 72 - \frac{P_2^*}{16,027 + 0,015 \cdot P_2^*} \quad (6)$$

при вытеснении раствором ПАА

$$\alpha = 82 - \frac{P_2^*}{30,873 + 0,015 \cdot P_2^*} \quad (7)$$

При вытеснении неньютоновской нефти из плоскорадиальных трещин:  
при вытеснении водой

$$\alpha = 34 - \frac{P_2^*}{7,0526 + 0,0739 \cdot P_2^*} \quad (8)$$

при вытеснении раствором ПАА

$$\alpha = 40 - \frac{P_2^*}{6,179 + 0,062 \cdot P_2^*} \quad (9)$$

Отметим, что кривые 1 и 2 рис. 1-3 с увеличением параметра  $P_2^*$  выполаживаются и после определенного его значения практически становятся параллельными оси абсцисс.

Графики зависимостей  $\alpha = \alpha(P_2^*)$  при вытеснении нефти водой, соответственно при температурах 303 и 313 К показывают, что с увеличением параметра  $P_2^*$  коэффициент нефтеотдачи увеличивается, а после достижения определенного значения  $P_2^*$ , он не зависит от дальнейшего увеличения этого параметра.

Таким образом, установлена зависимость коэффициента нефтеотдачи от определяющего безразмерного параметра  $P_2^*$  при вытеснении ньютоновской и неньютоновской нефти водой и раствором полимера ПАА в плоскопараллельных и плоскорадиальных трещинах. Полученные математические модели могут быть использованы для качественного анализа процесса вытеснения неньютоновской нефти водой из трещиноватых пород.

**Выводы.** Экспериментальные исследования вытеснения ньютоновской и неньютоновской нефти водой и раствором полимера ПАА показали следующие результаты:

1. Коэффициент конечной нефтеотдачи при вытеснении ньютоновской и неньютоновской нефти различными вытесняющими агентами  $\alpha$  определяется только одним параметром аналогичным параметру Лагранжа, т.е.  $P_2^* = \Delta P \sqrt[3]{V_{ц}} / \tau_{0h} \cdot R$ ;

2. При всех значениях изменения величины раскрытости трещины экспериментальные данные, обработанные в координатах  $\alpha$  и  $P_2^*$ , хорошо укладываются на одной кривой и с увеличением параметра  $P_2^*$  коэффициент конечной нефтеотдачи уменьшается;

3. Представление зависимости  $\alpha = \alpha(P_2^*)$  позволило достаточно точно оценить эффективность применения полимерных добавок при вытеснении жидкостей из плоскопараллельных и плоскорадиальных микротрещин и было установлено, что коэффициент вытеснения соответственно ньютоновской и неньютоновской нефти из трещины раствором ПАА на 16-18 % и 18-22% больше, чем при вытеснении той же нефти чистой водой;

4. Получены математические модели для оценки коэффициента вытеснения из микротрещины



ньютоновской и неньютоновской нефти водой, раствором полимера ПАА для широкого диапазона изменения раскрытости плоскорадиальной микротрещины.

#### **Литература**

1. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатакопления в истории Земли. –М.: Геос, 2003, 262 с.
- 2.Стреков А.С., Гаджиев А.А. Совершенствование технологии вибровоздействия на призабойную зону нефтедобывающих скважин//Естественные и технические науки. 2009. №3. С.211-216.
- 3.Абдуллаева Э.С.О возможности применения волнового воздействия в комплексе с методами, улучшающими проницаемость призабойной зоны скважин //Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2017. №9.С.27-30.
- 4.Гурбанов Р.С., Мамедова М.А., Мириев Г.М. Методическое руководство по определению параметров пластовых систем и эффективности применения полимерного воздействия в трещинных коллекторах.–Баку: АзНИПИнефть, 1986. 35 с.
- 5.Мамедова М.А., Гурбанов Р.С. Исследование реологии жидкостей в трещинных и поровых каналах и определение их раскрытости // Инженерно-физический журнал, 2015, том 88, № 4, с.790-799.(Mamedova M.A., Gurbanov R.S. Investigation of the Rheology of Fluids in Fracture and Pore Channels and Determination of Their Opening.Journal of Engineering Physics and Thermophysics: Volume 88, Issue 4 (2015), Page 815-824).
- 6 .Gurbanov R.S., Mammadova M.A.Rheological peculiarities of fluids flow in microcracked channels // *Mechanika*. 2015.Vol 21. No 1. PP.34-39
7. Мамедова М.А. Экспериментальное исследование процесса вытеснения неньютоновской нефти в плоскорадиальной трещине // НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия». – Баку: 2013, XIV том, с.65-75.