РАЗРАБОТКА НОВЫХ МЕТОДОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

DEVELOPMENT OF NEW TECHNOLOGICAL INTENSIFICATION METHODS FOR OIL RECOVERY INCREASING

Р. С. Гурбанов
Ramiz S. Gurbanov

НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии», г. Баку, Азербайджан

Scientific-Research Institute «Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry», Baku, Azerbaijan

М. А. Мамедова
Maleyka A. Mammadova

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Azerbaijan

На основе экспериментальных исследований разработана теория о движении различных вязких и аномальных жидкостей в плоскопараллельных и плоскорадиальных трещинах с раскрытостью 5–240 мкм, определен критический размер раскрытости.

Выявлено, что при движении однопараметрической вязкой жидкости в трещине с раскрытостью меньше критического размера она становится однопараметрической, т.е. ведет себя как аномальная жидкость, а при движении с раскрытостью большей или равной критическому размеру восстанавливает однопараметрические свойства, а аномальная жидкость ведет себя как аномальная жидкость, но увеличивая реологические константы модели. Изменение механических свойств жидкостей при движении в каналах, размеры которых меньше критического, и их восстановление при движении в каналах, размеры которых больше или равны критическому размеру, представляют собой эффект «микротрещина — жидкость».

Разработана методика расчета проницаемости среды, эквивалентной критическому размеру раскрытости трещины. Выявлено, что при движении жидкости в пористой среде с проницаемостью меньше критической возникает дополнительная сила вследствие эффекта систем «микротрещина — жидкость», препятствующая движению жидкости, и это является причиной низкого коэффициента нефтеотдачи. На основе этих исследований установлен новый теоретический факт об увеличении нефтеотдачи. Предлагается разработать интенсификационные методы воздействия на базе мощных энергетических полей, создаваемых генераторами.

Based on experimental studies, a theory about the movement of various viscous and anomalous fluids in plane-parallel and plane-radial cracks with an opening of 5–240 μm have been developed, and the critical size of the opening was determined.

It was found that when a one-parameter viscous fluid moves in a crack with an opening less than the critical size, it becomes one-parameter, i.e. behaves like an anomalous fluid, and when moving in a crack with opening greater or equal to the critical size, it restores one-parameter properties, and the anomalous fluid behaves like an anomalous fluid, but increasing the rheological constants of the model. The change in the mechanical properties of fluids when moving in channels which dimensions are less than the critical one, and their recovery when moving

Ключевые слова

раскрытость микротрещины; неньютоновские жидкости; коэффициент вытеснения; структурная вязкость; эффект «микротрещина — жидкость»

Keywords

microcrack opening; non-Newtonian fluids; displacement ratio; structural viscosity; «microcrack — fluid» effect

in channels which dimensions are greater than or equal to the critical size, represent the effect of «microcrack — liquid».

A method for calculating the permeability of the medium, which is equivalent to the critical size of the fracture opening has been developed. It was found that when a fluid moves in a porous medium with a permeability less than the critical one, an additional force arises due to the effect of the «microcrack — fluid» systems, preventing the movement of the fluid, and this is the reason for the low oil recovery factor. Based on these studies, a new theoretical fact about increased oil recovery has been established. It is proposed to develop intensification methods of influence on the basis of powerful energy fields created by generators.

Введение

Независимо от применяемых методов интенсификации для увеличения нефтеотдачи пластов во всех нефтедобывающих странах неизвлекаемые запасы нефти составляют 55–75 % от геологического запаса недр [1]. На основе анализа процесса разработки на предмет коэффициента нефтеотдачи большого количества месторождений пластов с применением существующих технологий, разработанных американскими учеными, было установлено следующее:

— нефтеотдача пластов, то есть к.п.д., в среднем 30 %;

— освоение запасов нефти в дренированной зоне скважин, т.е. к.п.д. скважин, в среднем составляет 33 %.

Следовательно, в результате применения существующих технологий разработки коэффициент нефтеотдачи пластов, т.е. к.п.д. или к.п.д. существующих технологий разработки, был в указанных выше пределах. Поэтому необходимо разработать новые технологии разработки для повышения коэффициента нефтеотдачи. Это неисследованная, но научно и практически важная проблема, и для ее решения необходимо проводить теоретические и практические исследования по следующим двум направлениям:

1. Изучение физических свойств пласта и размеров зон пласта, где остаточная нефть не может перемещаться, и разработка мероприятий для продвижения нефти в этих зонах;

2. Разработка новой технологии для обеспечения высокого к.п.д.

Э.Э. Рамазановой, Р.С. Гурбановым, М.А. Мамедовой были зарегистрированы научные открытия в Российской академии естественных наук и Международной академии, авторы были награждены Золотой медалью имени П.Л. Капицы.

Ими проведен ряд экспериментальных исследований.

Краткие сведения о результатах исследования

На основе экспериментов для исследуемых жидкостей определены критические значения раскрытости трещин [2–5]:

— при движении воды и керосина в плоскопараллельных трещинах критические значения раскрытости трещин для этих жидкостей при температурах 303 К и 313 К составляют 25, 22 мкм и 65, 55 мкм соответственно;

— для вязкой и аномальной нефти в плоскопараллельных трещинах при температурах 303 К, 313 К, 323 К, 333 К соответственно получены критические значения раскрытости трещин 130, 115, 100, 90 и 160, 130, 115, 105 мкм;

— 60, 50 и 42 мкм — значения, полученные в плоскопараллельных трещинах для 0,3 %-го раствора ПАК при температурах 303 К, 313 К, 323 К, 333 К ; 90, 72, 60, 48 мкм — 0,15 %, 0,06 % и 0,03 % для раствора ПА при 303 К;

— критические значения раскрытости трещины для воды в плоскорадиальной трещине, полученные при 293 К и 303 К соответственно 35 и 30 мкм, а для аномальной нефти при 303 К — 180 мкм;

— изменяя механическую модель вязких жидкостей (вода, нефть) при раскрытости $h < h_{кр}$, эти жидкости ведут себя как аномальные жидкости, т.е. жидкости, характеризующиеся структурной вязкостью и напряжением сдвига при использовании модели Бингама;

— механическая модель аномальных флюидов не изменяется при их движении в каналах как при $h < h_{кр}$, так и при $h \geq h_{кр}$, значение константы используемой модели изменяется в зависимости от степени раскрытости. Механические модели восстанавливаются, когда вязкие и аномальные жидкости движутся по каналам со степенью раскрытости $h \geq h_{кр}$. Обнаружен новый эффект «микротрещина — жидкость», который создает допол-

нительные сопротивления течению жидкостей в трещинах, с раскрытостью $h < h_{кр}$, подобный эффекту Жамена в фильтрационных процессах;

— при движении вязких и аномальных жидкостей (вода, вязкая и аномальная нефть) в трещинах микронных размеров (5–240 мкм) проявляется новый эффект «микротрещина — жидкость»;

— при движении вязких жидкостей (вода, вязкая нефть) в микротрещинах с раскрытостью $h < h_{кр}$ они ведут себя как аномальная жидкость, а при движении $h > h_{кр}$ восстанавливают свои вязкие свойства;

— для аномальных жидкостей (неньютоновские флюиды, глинистые продукты, полимерная вода и др.) при $h < h_{кр}$ реологические параметры увеличиваются, а при $h > h_{кр}$ исходные параметры аномальных жидкостей восстанавливаются.

Изменение механических свойств жидкостей при движении в каналах, размеры которых $h \geq h_{кр}$, и их восстановление при движении в каналах, размеры которых $h < h_{кр}$, представляют собой эффект «микротрещина — жидкость».

Необходимо установить зависимость $h_{кр}$ от коэффициента проницаемости пористой среды.

Согласно «Методическому руководству по разработке месторождений трещинных пород с ньютоновскими и неньютоновскими нефтями» [5], авторами было получено следующее соотношение между раскрытостью трещин и проницаемостью:

— для вязких жидкостей

$$\sqrt{k} = 0,0667h - 0,0180h_{кр} \quad (1)$$

— для аномальных жидкостей

$$\sqrt{k} = 0,1637h - 0,0638h_{кр} \quad (2)$$

где h — расстояние между стенками трещины, а $h_{кр}$ — расстояние между стенками канала специального вискозиметра.

На основании результатов определения $h_{кр}$ для трещин микронного размера можно рассчитать эквивалентную проницаемость слоя. Было определено, что при $K < K_{кр}$ эффект «микротрещина — жидкость» препятствует движению жидкости. При $K > K_{кр}$ этот эффект не препятствует перемещению жидкости в

пласте. Следовательно, чтобы жидкость переместилась в застойные зоны, определенные области пласта должны быть переведены из состояния $K < K_{кр}$ в состояние $K \geq K_{кр}$, или должны быть уменьшены механические параметры жидкости, то есть τ_{0h} и μ_h . Этот факт подтвердился в ходе воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС) НГДУ «Сиязаннефть».

Следует отметить, что, когда определенное значение проницаемости пласта K меньше критического значения ($K < K_{кр}$), эффект «микротрещина — жидкость» проявляется на всех месторождениях.

Применение в промысловых мероприятиях

Определение раскрытости трещины на основе оценки проницаемости ПЗС проводится в следующей последовательности.

Пример 1. Рассматривается последовательность расчетов определения раскрытости трещинных пластов в призабойной зоне по изложенной методике исследований скважины № 10 месторождения Мурадханлы.

1. Используя индикаторную линию, снятую методом пробной откачки из скважины, имеем:

1) $\Delta P = 213 \text{ кг/см}^2 = 213 \cdot 10^5 \text{ Па}$
и $Q = 19 \text{ м}^3/\text{сут} = 2,19 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$

2) $\Delta P = 205 \text{ кг/см}^2 = 205 \cdot 10^5 \text{ Па}$
и $Q = 14,8 \text{ м}^3/\text{сут} = 1,71 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$

3) $\Delta P = 196 \text{ кг/см}^2 = 196 \cdot 10^5 \text{ Па}$
и $Q = 9,5 \text{ м}^3/\text{сут} = 1,11 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$

2. Далее определяется вязкость отобранной из скважины нефти при помощи капиллярного вискозиметра, получаем $\mu_{кр} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}.$

3. На основании экспериментальных исследований пробы нефти, добываемой из этой скважины, на плоскорадиальной трещинной модели находят значения $h_{кр} = 9 \cdot 10^{-5} \text{ м}$, $\tau_0 = 0$ и устанавливают принадлежность данной нефти к ньютоновской группе.

Подставив значения этих параметров в

$$\text{формулу } h = \frac{0,1868 \cdot h_{кр} \cdot \mu_{кр} \cdot Q + 0,4032 \cdot h_{кр}^4 \cdot \Delta P}{\Delta P \cdot h_{кр}^3 + 0,1219 \cdot \mu_{кр} \cdot Q}$$

для ньютоновских жидкостей, рассчитывается раскрытость h для каждой из трех пар ΔP и Q .

При $\Delta P = 213 \text{ кг/см}^2 = 213 \cdot 10^5 \text{ Па}$ и $Q = 19 \text{ м}^3/\text{сут} = 2,19 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$.

$$h = \frac{0,1868 \cdot h_{кр} \cdot \mu_{кр} \cdot Q + 0,4032 \cdot h_{кр}^4 \cdot \Delta P}{\Delta P \cdot h_{кр}^3 + 0,1219 \cdot \mu_{кр} \cdot Q} =$$

$$= \frac{0,1868 \cdot 9 \cdot 10^{-5} \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 2,19 \cdot 10^{-4} + 0,4032 \cdot 6561 \cdot 10^{-20} \cdot 213 \cdot 10^5}{213 \cdot 10^5 \cdot 729 \cdot 10^{-15} + 0,1219 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 2,19 \cdot 10^{-4}} =$$

$$= \frac{589242,13 \cdot 10^{-15}}{157,146^{-7}} = 37,49 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

При $\Delta P = 205 \text{ кг/см}^2 = 205 \cdot 10^5 \text{ Па}$ и $Q = 14,8 \text{ м}^3/\text{сут} = 1,713 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$.

$$h = \frac{0,1868 \cdot h_{кр} \cdot \mu_{кр} \cdot Q + 0,4032 \cdot h_{кр}^4 \cdot \Delta P}{\Delta P \cdot h_{кр}^3 + 0,1219 \cdot \mu_{кр} \cdot Q} =$$

$$= \frac{0,1868 \cdot 9 \cdot 10^{-5} \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,713 \cdot 10^{-4} + 0,4032 \cdot 6561 \cdot 10^{-20} \cdot 205 \cdot 10^5}{205 \cdot 10^5 \cdot 729 \cdot 10^{-15} + 0,1219 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,713 \cdot 10^{-4}} =$$

$$= \frac{562465,27 \cdot 10^{-15}}{150,9067^{-7}} = 37,27 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

При $\Delta P = 196 \text{ кг/см}^2 = 196 \cdot 10^5 \text{ Па}$ и $Q = 9,5 \text{ м}^3/\text{сут} = 1,0995 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$.

$$h = \frac{0,1868 \cdot h \cdot \mu \cdot Q + 0,4032 \cdot h^4 \cdot \Delta P}{\Delta P \cdot h + 0,1219 \cdot \mu \cdot Q} =$$

$$= \frac{0,1868 \cdot 9 \cdot 10^{-5} \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0995 \cdot 10^{-4} + 0,4032 \cdot 6561 \cdot 10^{-20} \cdot 196 \cdot 10^5}{196 \cdot 10^5 \cdot 729 \cdot 10^{-15} + 0,1219 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0995 \cdot 10^{-4}} =$$

$$= \frac{531436,85 \cdot 10^{-15}}{143,8222 \cdot 10^{-7}} = 37,05 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

Сравнение раскрытости трещины h с его критическим значением $h_{кр}$ показывает, что $h < h_{кр}$.

Из приведенного примера видно, что при разных значениях ΔP и Q получено одно и то же значение раскрытости трещин, что позволяет говорить о достоверности предлагаемой математической модели.

По данным гидродинамического исследования скважины имеют гидропроводность, где

$$\varepsilon = \frac{kH}{\mu_h} = 18 \text{ Д} \cdot \text{м/Па} \cdot \text{с}.$$

Из этой формулы определяем вязкость нефти в пластовых условиях, где

$$\mu_h = \frac{k \cdot H}{18} = \frac{0,7451 \cdot 51}{18} = 2,111 \text{ Пас}.$$

Результаты расчетов показывают, что значение вязкости нефти в пластовых условиях в зависимости от раскрытости трещины, полученное по данной методике, значительно отличается от значения, полученного при помощи капиллярного вискозиметра. Таким об-

разом, предложенный метод позволяет с высокой точностью определить требуемые параметры.

По данным гидродинамических исследований скважины имеем значение гидропроводности по нефти, где

$$\frac{kH}{\mu} = 18 \text{ Д} \cdot \text{м/Па} \cdot \text{с}.$$

По результатам исследования пробы нефти имеем $\mu_h = 2,111 \text{ Па} \cdot \text{с}$. Также согласно данным скважины имеем значение мощности пласта $H = 51 \text{ м}$. Затем определяем проницаемость:

$$k = \frac{18 \cdot \mu_h}{H} = \frac{18 \cdot 2,111 \cdot 10^{-2}}{51} = 0,7451 \text{ Д}.$$

Определение критического значения проницаемости $K_{кр}$ по нефти в призабойной зоне скважины № 10 при раскрытии трещин $h = 37,23 \cdot 10^{-6} \text{ м}$.

При известных $h = 37,23 \cdot 10^{-6} \text{ м}$ и $h_{кр} = 9 \cdot 10^{-5} \text{ м}$ на основе исследования нефти в модели плоскорадиальной трещины критиче-

ское значение проницаемости $K_{кр}$ рассчитывается по следующей формуле [4]:

$$\begin{aligned}\sqrt{k} &= 0,0667h - 0,0180h_{кр} = \\ &= 0,0667 \cdot 37,05 \cdot 10^{-6} - 0,0180 \cdot 9 \cdot 10^{-5} = \\ &= 0,8512 \cdot 10^{-6},\end{aligned}$$

$$K_{кр} = 0,7245 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Сравнение значения K проницаемости ПЗС с его критическим значением $K_{кр}$ показывает, что $K < K_{кр}$. В результате определено, что метод воздействия на ПЗС необходим.

Таким образом, оценка состояния ПЗС и проницаемости пласта имеет большое значение для повышения эффективности проведения различных методов воздействия на пласт, а также позволяет избежать проведения необоснованных мероприятий.

Показано, что можно до определенной степени повысить коэффициент извлечения нефти, применив метод воздействия физическим тепловым полем — метод создания внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ).

Чтобы добиться широкого применения технологии ВДОГ, необходимо максимально упростить применение этой технологии с целью применения ее в условиях горных работ в двух формах: технология ВДОГ в призабойной зоне скважины и технология ВДОГ в пласте.

Аналогично технологии ВДОГ можно использовать процесс закачки энергии в зону дренажа пласта или скважины с сильными физическими полями, такими как генераторы.

Предварительные положительные результаты получены при применении метода воздействия ультразвуком в 10 скважинах НГДУ 28 мая 2020 г. и энергетического метода виброударов в Гарадагском НГДУ.

Исследования по первому направлению необходимо и дальше расширять, т.е. эксперименты следует проводить отдельно с газом, газожидкостными смесями, а также со смесями «жидкость — жидкость». Для проведения исследований по второму направлению необходимо широкое применение «метода источника горения, движущегося внутри пласта». Этот метод позволяет осуществлять как переход слоя из состояния $K < K_{кр}$ в состояние $K > K_{кр}$, так и снижать механические свойства жидкости.

Вместо закачки воды в полевых условиях следует разработать метод закачки энергии. Этот метод следует также применять в сква-

жинах: в среднем принято, что в зоне дренирования каждой скважины в мире находится 50 000 м³ нефти. Если количество извлеченной из скважины нефти меньше 50 000 м³, то к скважине можно применить метод энергетического удара. Этот метод может применяться в ликвидированных скважинах. Например, в Азербайджане, если пробурено N скважин и в начале разработки ликвидировано m скважин и если из каждой из этих скважин извлечено 35 000 м³ нефти, то объем дополнительной нефти, извлеченной из этих скважин, будет:

$$V = m(50 - 35) 1000 \text{ м}^3,$$

$$V = 15000 \cdot 1000 = 15 \cdot 10^6 = 15 \text{ млн м}^3 \text{ нефти, или } 12,8 \text{ т.}$$

Выводы и рекомендации

1. На основе экспериментальных исследований разработана теория о движении вязких (воды и нефти) и аномальных (парафинистой нефти) жидкостей в плоскопараллельных и плоскорадиальных трещинах с раскрытостью 5–240 мкм, определен критический размер раскрытости трещин. Выявлено, что при движении однопараметрической вязкой жидкости в трещине с раскрытостью $h < h_{кр}$ она становится однопараметрической, т.е. ведет себя как аномальная жидкость, а при движении с раскрытостью $h \geq h_{кр}$ восстанавливает однопараметрические свойства, а аномальная жидкость ведет себя как аномальная жидкость, но увеличивая реологические константы модели.

2. Разработана методика расчета проницаемости среды $K_{кр}$, эквивалентной величине $h_{кр}$.

3. Выявлено, что при движении жидкости в пористой среде с проницаемостью $K < K_{кр}$ возникает дополнительная сила вследствие эффекта систем «микротрещина — жидкость», препятствующая движению жидкости, и это является причиной известного низкого коэффициента нефтеотдачи.

4. На основе этих исследований установлен новый теоретический факт об увеличении нефтеотдачи.

5. Необходимо разработать такие методы интенсификации, которые перевели бы пласты из состояния $K < K_{кр}$ в состояние $K > K_{кр}$, что возможно при воздействии мощных физических полей.

Одним из таких методов воздействия является метод создания внутрипластового движущегося очага горения, который разрушает пористую среду и уменьшает реологические параметры жидкости, но ввиду сложности не нашедший широкого применения.

6. Предлагается разработать интенсификационные методы воздействия на пласт на базе мощных энергетических полей, создаваемых генераторами, с целью совершенствования метода ВДОГ в двух формах, удобных для широкого применения в дренажной зоне скважины и в пластах. Такой подход позволит охватить пласт в целом.

7. Все существующие интенсификационные методы воздействия на пласты (методы поддержания пластовых давлений) и дренажные зоны скважин (методы увеличения притока в скважину) имеют вибрационный нестационарный характер.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатакопления в истории Земли. М.: Геос, 2003. 260 с.
2. 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.
3. Мамедова М.А., Гурбанов Р.С. Исследование реологии жидкостей в трещинных и поровых каналах и определение их раскрытости // Инженерно-физический журнал. 2015. Т. 88. № 4. С. 790–799.
4. Gurbanov R.S., Mammadova M.A. Rheological Peculiarities of Fluids Flow in Microcracked Channels // *Mechanika*. 2015. Vol. 21. No. 1. P. 34–39. DOI: 10.5755/j01.mech.21.1.10128.
5. Мамедова М.А., Гурбанов Р.С. Методическое руководство по разработке месторождений трещиноватых пород с ньютоновскими и иненьютоновскими нефтями. Баку: АГНА, 2013. 62 с.

REFERENCES

1. Kuznetsov V.G. *Evolutsiya karbonatonakopleniya v istorii Zemli* [Evolution of the Carbonate Formation in the

Earth's History]. Moscow, Geos Publ., 2003. 260 p. [in Russian].

2. Gurbanov R.S., Mamedova M.A., Miriev G.M. *Metodicheskoe rukovodstvo po opredeleniyu parametrov plastovykh sistem i effektivnosti primeneniya polimernogo vozdeistviya v treshchinnykh kollektorakh* [Methodological Guidelines for Determining the Parameters of Reservoir Systems and the Effectiveness of the Application of Polymer Stimulation in Fractured Reservoirs]. Baku, AzNIPIneft' Publ., 1986. 35 p. [in Russian].

3. Mamedova M.A., Gurbanov R.S. Issledovanie reologii zhidkosti v treshchinnykh i porovykh kanalakh i opredelenie ikh raskrytosti [Investigation of the Rheology of Fluids in Fracture and Pore Channels and Determination of Their Opening]. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal — Inzhenerno-Fizicheskii Zhurnal*, 2015, Vol. 88, No. 4, pp. 790–799. [in Russian].

4. Gurbanov R.S., Mammadova M.A. Rheological Peculiarities of Fluids Flow in Microcracked Channels. *Mechanika*, 2015, Vol. 21, No. 1, pp. 34–39. DOI: 10.5755/j01.mech.21.1.10128.

5. Mamedova M.A., Gurbanov R.S. *Metodicheskoe rukovodstvo po razrabotke mestorozhdenii treshchinovatykh porod s n'yutonovskimi inen'yutonovskimi neftyami* [Methodological Guide for the Development of Fractured Rocks with Newtonian and Newtonian Oils]. Baku, AGNA Publ., 2013. 62 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Гурбанов Рамиз Сейфулла, доктор технических наук, профессор, член-корреспондент АНАН, главный научный сотрудник, Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии», г. Баку, Азербайджан

Ramiz S. Gurbanov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Corresponding Member of ANAS, Chief Researcher, Scientific-Research Institute «Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry», Baku, Azerbaijan

Мамедова Малейка Агамоглан кызы, доктор технических наук, профессор, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

Maleyka A. Mammadova, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Azerbaijan

e-mail: mamedova-1944@mail.ru