

ЭФФЕКТ «МИКРОТРЕЩИНА — ЖИДКОСТЬ» — ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ДЛЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТЕЙ В ТРЕЩИННЫХ И ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СВЕРХСЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ СРЕДАХ

EFFECT «MICROCRACK — FLUID» IS AN ADDITIONAL RESISTANCE TO THE FLUIDS FLOW IN THE CRACKS AND EQUIVALENT SUPERSELOPEABLE ENVIRONMENTS

Р. С. Гурбанов
Ramiz S. Gurbanov

М. А. Мамедова
Maleyka A. Mammadova

Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии», г. Баку, Азербайджанская Республика

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика

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

Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Republct of Azerbaijan

На основе экспериментальных исследований и теоретических обобщений движения ньютоновских и неньютоновских жидкостей в микротрещинных каналах разработаны основы механики жидкостей в трещинах и их применение при разработке нефтяных месторождений трещиноватых пород. Впервые экспериментально было выявлено, что причиной проявления аномальных свойств вязких жидкостей, и в частности воды, и усиление этих свойств для аномальных жидкостей в трещинах является новый микротрещинный эффект системы «микротрещина — жидкость» — аналог эффекта Жамена в пористой среде. При движении вязкой, однопараметрической жидкости в каналах с раскрытостью меньше критической $h < h_{кр}$, вязкая жидкость становится аномальной, т.е. двухпараметрической, а при движении в каналах $h > h_{кр}$ однопараметрическая жидкость остается однопараметрической. Для аномальных жидкостей в каналах $h < h_{кр}$, реологические свойства жидкости усиливаются, а в каналах $h > h_{кр}$ остаются без изменения.

Для осуществления процесса разработки трещиноватых месторождений рекомендуется учесть выявленный микротрещинный эффект в системе «микротрещина — жидкость».

Изучено влияние величины изменения давления и раскрытости трещин на коэффициент нефтеотдачи при вытеснении ньютоновской и неньютоновской нефтей из плоскорадиальных и плоскопараллельных микротрещин водой и растворами полимеров ПАА.

The fluids mechanics foundations in the cracks and their use during the oil fields development of the fractured rocks have been developed on the basis of the experimental investigations and theoretical generalizations of the Newtonian and non-Newtonian fluids motions in the micro-cracked channels. 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» system — Jamin effect analog in the porous medium. During motion of viscous-one parameter fluid in the channels with opening being less than the critical one — $h < h_{cr}$, viscous fluid becomes anomalous i.e. two-parameter but during motion in channels — $h > h_{cr}$, the one-parameter

Ключевые слова

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

Key words

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

fluid remains one parameter. For anomalous fluids the rheological properties of the fluid are increased in channels — $h < h_{cr}$ and they remain unchanged in channels — $h > h_{cr}$. 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 Newtonian and non-Newtonian oil displacement from plane-parallel and plane-radial micro-cracks by water, polymer solution and by PAA (Polyacrilamid).

Введение

Работа относится к области механики жидкости, газа и плазмы, однако движение жидкостей в микротрещинных каналах изучено недостаточно. Имеются экспериментальные работы о движении жидкости в трубах сравнительно малого размера, и их результаты не согласуются с известными теоретическими формулами. Несогласованность указанных результатов объясняется уменьшением поперечного сечения труб за счет образования на их внутренней поверхности слоев из жидких или твердых веществ [1].

Для изучения проявления эффектов при движении жидкостей в микротрещине, в том числе и воды, нами были проведены экспериментальные исследования на установке с плоскими и плоскорадиальными трещинами различной раскрытости [2–5]. На основе экспериментальных и теоретических исследований выявлены причины проявления аномальных свойств ньютоновских жидкостей и усиления реологических свойств неньютоновских систем, которые актуальны при применении в промышленности.

Результаты исследования

Ранее нами установлено [2–4], что в микротрещинных каналах в статических и динамических состояниях вязкие жидкости ведут себя как аномальные, а аномальные усиливают свои реологические параметры. Для каждой жидкости экспериментально определены критические величины раскрытости $h_{кр}$ и найдено, что при $h < h_{кр}$, где h — раскрытость трещины, вязкие жидкости ведут себя как аномальные, а аномальные усиливают реологические параметры. Научная значимость этого факта заключается в том, что это — новое неизвестное направление в области механики жидкости, газа и плазмы, имеющее место в каналах с микронными раскрытостями, — эффект «микротрещина — жидкость», без учета которого невозможно осуществление различных технологических процессов нефтяной промышленности, маши-

ностроения, приборостроения, медицины и т.д.

При движении вязкой, однопараметрической жидкости в каналах с раскрытостью $h \leq h_{кр}$, вязкая жидкость становится аномальной, т.е. двухпараметрической (при использовании модели Шведова-Бингама — структурная вязкость μ и предельное напряжение сдвига τ_0 ; степенной модели — показатель консистенции k и показатель неньютоновского поведения и т.д.), а при движении в каналах $h > h_{кр}$ однопараметрическая жидкость остается однопараметрической. Для аномальных жидкостей в каналах $h \leq h_{кр}$ реологические свойства жидкости усиливаются, а в каналах $h > h_{кр}$ остаются без изменения.

В результате экспериментального исследования движения воды в плоскорадиальных микротрещинах установлено, что при величинах раскрытости трещины 35 и 30 мкм соответственно при температурах 293 К и 303 К вода ведет себя как неньютоновская жидкость. Такие свойства установлены для ньютоновских жидкостей. Такая раскрытость названа критической раскрытостью. Для различных жидкостей установлены критические размеры трещины.

В случае движения неньютоновской нефти в плоскорадиальных трещинах с увеличением раскрытости предельное напряжение сдвига и структурная вязкость нефти уменьшаются до определенного значения раскрытости трещины. При значениях раскрытости 180 мкм при температуре 303 К предельное напряжение сдвига и структурная вязкость не зависят от h и остаются постоянными.

На рисунках 1 и 2 представлены зависимости среднего градиента скорости γ от касательного напряжения сдвига τ при различных значениях величины раскрытости трещины при движении воды и аномальной нефти в плоскорадиальных микротрещинах при температуре 303 К.

Как видно из рисунков 1 и 2, при $h \leq h_{кр}$ для различных величин раскрытости трещины все

точки зависимостей $\gamma = \gamma(\tau)$ соответственно для воды (прямые 4 и 5) и аномальной нефти (прямые 4–6) укладываются на одной прямой как для вязкой, так и для аномальной жидкости. Это доказывает достоверность установленных критических значений раскрытости трещины.

Здесь приведены экспериментальные данные, полученные на плоскопараллельной установке, которые качественно совпадают, а количественно — сравнительно мало отличаются от величины $h_{кр}$.

Таким образом, впервые на основе экспериментальных исследований нами в плоско-радиальной и плоскопараллельной трещинах была установлена критическая величина раскрытости $h_{кр}$ для каждой жидкости, т.е. найдено, что при $h \leq h_{кр}$ для вязкой жидкости проявляются аномальные свойства, а для аномальных жидкостей усиливаются реологические параметры, а при $h > h_{кр}$ указанные эффекты исчезают.

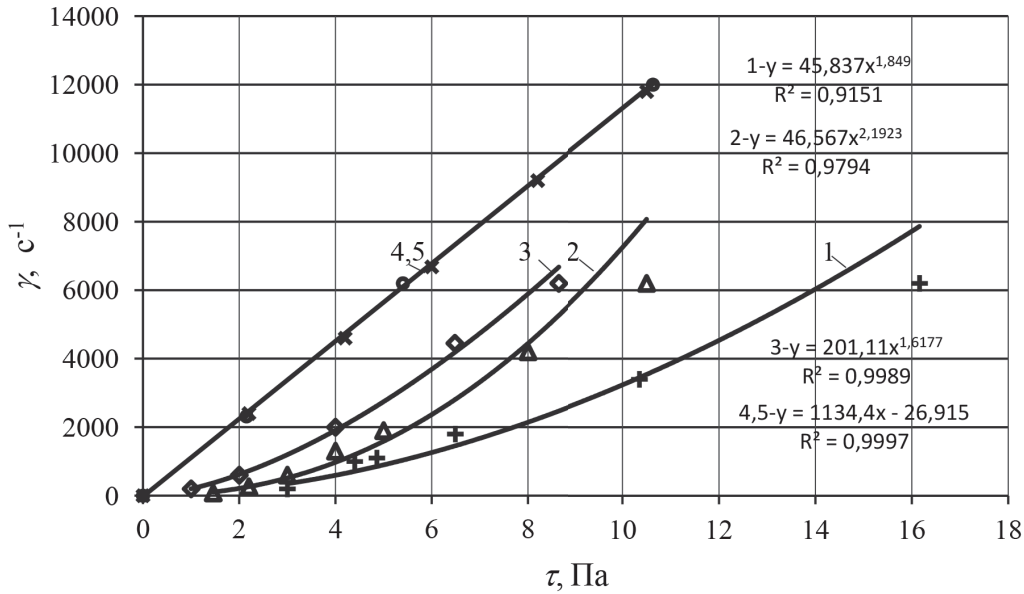


Рисунок 1. Зависимость γ от τ при движении воды в плоскорадиальных микротрещинах при значениях раскрытости: 10 мкм (кривая 1), 15 мкм (кривая 2), 20 мкм (кривая 3), 30 мкм (прямая 4) и 35 мкм (прямая 5) при $T=303$ К

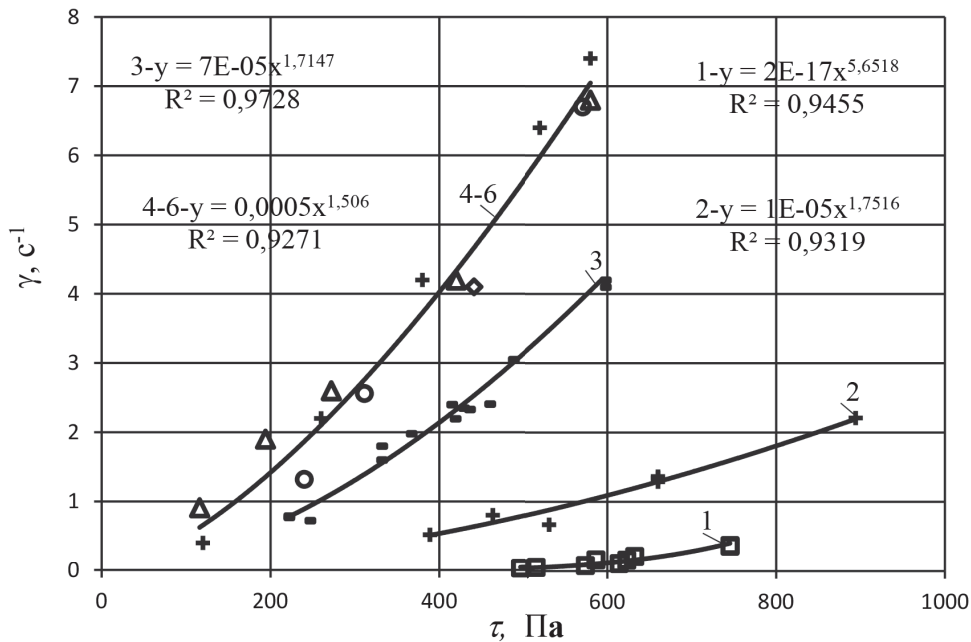


Рисунок 2. Зависимость γ от τ при движении аномальной нефти в плоскорадиальных трещинах при значениях раскрытости: 90 мкм (кривая 1), 120 мкм (кривая 2), 160 мкм (кривая 3), 180 мкм (кривая 4), 220 мкм (кривая 5) и 240 мкм (кривая 6) при $T=303$ К

Эти явления подтверждены и при движении вязких и аномальных жидкостей в последовательно соединенных каналах с различными микроразмерами. Изменение механических свойств жидкостей при движении в каналах, размеры которых $h \leq h_{кр}$, и их восстановление при движении в каналах, размеры которых $h > h_{кр}$ представляют собой эффект «микротрещина — жидкость». Следовательно, для активизации движущихся и покоящихся жидкостей в микротрещинах необходимо размеры каналов привести из состояния $h \leq h_{кр}$ к состоянию $h > h_{кр}$. Это достигается путем использования сильных физических полей. Результаты изучения движения ньютоновских и неньютоновских жидкостей в микротрещине показали, что существующий эффект «микротрещина — жидкость» позволяет в дальнейшем судить о процессах фильтрации жидкости в системе «трещиноватый пласт — коллектор». Эти исследования позволят значительно повысить интенсификацию разработки нефтяных месторождений трещинных пластов, разработку мероприятий по повышению нефтеотдачи трещиноватых коллекторов при вытеснении ньютоновской и неньютоновской нефти различными вытесняющими агентами.

Ниже приводятся результаты экспериментальных исследований по изучению влияния изменения давления и раскрытости трещин на коэффициент вытеснения при вытеснении вязкой и аномальной нефти водой и 0,3 %-ным раствором ПАА из плоскопараллельных и плоскорадиальных микротрещин [2, 5].

На рисунке 3 приводится зависимость коэффициента вытеснения α от раскрытости трещины при вытеснении аномальной нефти водой (кривые 1–3) и раствором полимера ПАА (кривые 4–6) из плоскорадиальных микротрещин при различных перепадах давления при температуре 303 К. При вытеснении неньютоновской нефти, с увеличением раскрытости трещины и перепада давления наблюдается уменьшение значения α и при раскрытости трещины, равной 180 мкм при температуре 303 К, α становится независимым от h . Это объясняется тем, что при большом темпе вытеснения, а также при больших значениях раскрытости трещины вода быстро прорывается ввиду ослабления аномальных свойств вытесняемой жидкости.

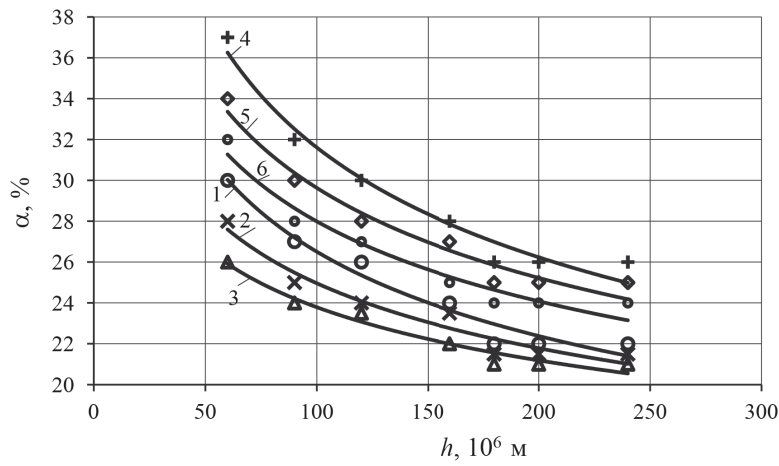
На рисунке 4 приводятся зависимости коэффициента конечной нефтеотдачи от раскрытости трещины при вытеснении вязкой нефти водой (кривые 1, 3, 4) и раствором полимера ПАА (кривые 2, 5, 6) из плоскопараллельных микротрещин при различных перепадах давления при температуре 313 К.

На рисунке 5 приводятся зависимости коэффициента конечной нефтеотдачи от раскрытости трещины при вытеснении аномальной нефти водой (кривые 1–4) и раствором полимера ПАА (кривые 5–8) из плоскопараллельных микротрещин при различных перепадах давления при температуре 313 К. Как видно, во всех случаях коэффициент вытеснения при вытеснении 0,30 %-ым раствором полимера ПАА больше, чем при вытеснении нефти водой.

Как видно из рисунков 1–5, с увеличением величины h коэффициент вытеснения уменьшается, и после определенного значения h остается постоянным. При заданном значении параметра h , в условиях заметного проявления микротрещинных эффектов (при $h \leq h_{кр}$) 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 [2–5].

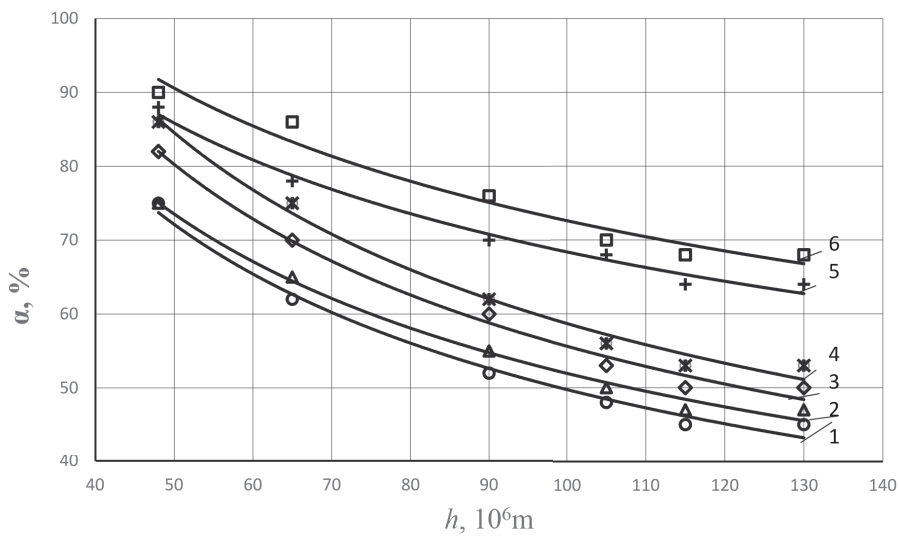
В случае $h > h_{кр}$, в условиях заметного проявления влияния микротрещинного эффекта для жидкости, т.е. аналога эффекта Жамена, с уменьшением раскрытости трещины коэффициент вытеснения увеличивается. Под действием микротрещинного эффекта происходят изменения в свойствах жидкого потока за счет изменения 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 «трещина — жидкость» только при $h \leq h_{кр}$. При $h > h_{кр}$ указанный эффект исчезает, жидкость сохраняет свои первоначальные свойства, коэффициент вытеснения перестает зависеть от раскрытости трещины.



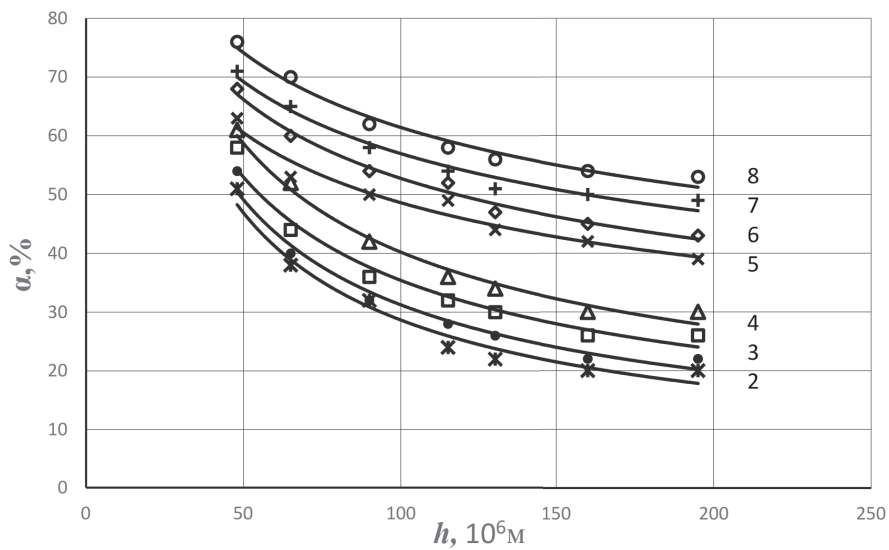
Значения ΔP , МПа: 0,24 (кривые 1, 4); 0,45 (кривые 2, 5); 0,56 (кривые 3, 6)

Рисунок 3. Зависимость α от h при вытеснении аномальной нефти из плоскорадиальных микротрещинах водой (кривые 1–3) и раствором полимера ПАА (кривые 4–6) при температуре 303 К



Значения ΔP , МПа: 0,2 (кривые 4, 6); 0,3 (кривые 3, 5); 0,75 (кривые 1, 2)

Рисунок 4. Зависимость α от h при вытеснении вязкой нефти водой из плоскопараллельных микротрещинах (кривые 1, 3, 4) и раствором полимера ПАА (кривые 2, 5, 6) при температуре 313 К



Значения ΔP , МПа: 0,45 (кривые 4, 8); 0,75 (кривые 3, 7); 0,85 (кривые 2, 6); 10 (кривые 1, 5)

Рисунок 5. Зависимость α от h при вытеснении аномальной нефти водой (кривые 1–4) и раствором полимера ПАА (кривые 5–8) из плоскопараллельных микротрещинах при температуре 313 К

Обсуждение результатов

Проявление эффекта «микротрещина — жидкость» можно было бы объяснить как аналогию Эйлеровой устойчивости стержня. В щели микронной толщины система «жидкость — трещина» под действием сил, приложенных на концах щели в условиях сравнительно малых средних скоростей сдвига, жидкость может вести себя как сжатый устойчивый стержень и иметь в щели известную форму равновесия. Устойчивая стержневая форма равновесия жидкости зависит от толщины щели. Если толщина тонкой щели невелика, то приложенные на концах щели силы прижимают жидкий стержень к стенкам щели. Происходят изменения в свойствах жидкой струи за счет изменения его структуры и сил трения по стенкам. По мере увеличения толщины щели микротрещенный эффект исчезает. Между этими двумя состояниями равновесия существует так называемое критическое равновесие, при котором жидкость может сохранить первоначальное свойство.

В результате экспериментального исследования выявлено, что раскрытость трещин является одним из основных показателей, характеризующих фильтрационные свойства жидкости в трещиноватых коллекторах. Изучение и оценка влияния раскрытости на свойства жидкости в микротрещине дают возможность научно обосновать и разработать новую технологию процессов добычи нефти.

Эффективность результатов апробирована в экспериментах для оценки успешности методов воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС).

На основе разработанного «Методического руководства по разработке месторождений трещиноватых пород с ньютоновскими и неньютоновскими нефтями» появляется возможность в пластовых условиях определить реологические параметры фильтрационных систем и раскрытости трещины. Предложенная методика позволяет по данным исследования скважины оценить эффективную величину раскрытости трещины, соответствующую улучшенным фильтрационным свойствами, на основе которой можно судить о необходимости и кратности проведения гидравлического разрыва пласта или кислотной обработки ПЗС.

Определение величины раскрытости трещин h сравнивается с критической $h_{кр}$ раскры-

тости трещины. В случае $h \leq h_{кр}$ значительно ухудшаются фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта, и при этом проведение мероприятия считается целесообразным. Результаты своевременного принятия решения о проведении мероприятия получились успешными. При $h > h_{кр}$ проведение мероприятия считалось необоснованным, и оно не проводилось.

Большая проблема нефтяной промышленности состоит в том, что около 70 % геологических запасов осталось в недрах земли. Отметим, что существующие технологические меры и разработка аналогических мер не в состоянии обеспечить повышение нефтеотдачи пластов. Согласно сути эффекта «микротрещина — жидкость» 70 % геологических запасов находятся в микротрещинных каналах и низкопроницаемых пористых средах. Следовательно, для привлечения к разработке этих нефтей необходимо разработать мероприятия, которые привели бы месторождения из состояния $h \leq h_{кр}$ в состояние $h > h_{кр}$ и обеспечили фонтанирование скважин.

Наиболее эффективным направлением следует считать воздействие на ПЗС и на пласты мощными физическими энергетическими полями [6, 7] и т.п.

Впервые выявленные эффекты механики жидкости и газа в микротрещинах будут обеспечивать разработки новых методов для практически полного извлечения нефти из пластов месторождений трещинных и сверхмалопроницаемых пород.

Для принятия решения о разработке месторождений необходимо определить возможность проявления эффекта «микротрещина — жидкость». Гидродинамические исследования позволяют с большой точностью определить вопрос о проявлении эффекта «микротрещина — жидкость», что повысит эффективность промышленной разработки месторождения.

Рекомендации с точки зрения практической значимости следующие:

— в нефтяной промышленности: возможность добиться максимального значения нефтеотдачи пластов (средний коэффициент нефтеотдачи в мире около 30 %, а по Азербайджану 42 %);

— в машиностроительной технике: для разработки новых подходов к проектированию смазочных систем и масел;

— в медицине: для разработки новых подходов к устранению образования тромбов, очистке кровеносных сосудов.

Выводы и рекомендации

1. На основе экспериментальных исследований и теоретических обобщений процесса движения различных жидкостей в трещинных каналах разработаны основы механики жидкостей и газов микротрещинных каналов в сверхмалопроницаемых пористых средах, которые применимы в различных отраслях промышленности.

2. Экспериментально установлено, что при движении вязких жидкостей в трещине с раскрытостью $h < h_{кр}$ в системе «микротрещина — жидкость» проявляются неньютоновские свойства, а для аномальных жидкостей усиливаются реологические параметры. Указанные эффекты имеют место в системе «микротрещина — жидкость» только при $h < h_{кр}$, а при $h > h_{кр}$ указанные эффекты отсутствуют.

3. Впервые экспериментально было выявлено, что причиной проявления аномальных свойств вязких жидкостей (в частности воды) и усиление этих свойств для аномальных

жидкостей в трещинах является обнаруженный авторами эффект в системе «микротрещина — жидкость».

4. Установлено, что коэффициент вытеснения неньютоновской нефти из плоскорадиальных трещин раствором ПАА на 16–18 % больше, чем при вытеснении той же нефти чистой водой.

5. Результаты проведенных исследований требуют учета эффекта «микротрещина — жидкость» для оценки параметров систем технологических процессов и технических устройств, что имеет научное и практическое значение для различных областей промышленности, в том числе машиностроения, приборостроения, химических технологий и медицины.

6. Для устранения влияния степени раскрытости трещин, т.е. эффекта «микротрещина — жидкость» можно пользоваться мощными ультразвуковыми, гидродинамическими, акустическими и другими физическими полями, которые могут быть получены с помощью специальных установок и технологических процессов.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966. 284 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. Hydro-mechanical Substantiation of the Microcrack-Fluid Effect // *Mechanika*. 2016. Vol. 22 (6). P. 483–488.
5. Мамедова М.А. Экспериментальное исследование процесса вытеснения неньютоновской нефти в плоскорадиальной трещине // Труды НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия». Баку, 2013. Т. XIV. С. 65–75.
6. Стреков А.С., Гаджиев А.А. Совершенствование технологии вибровоздействия на призабойную зону нефтедобывающих скважин // Естественные и технические науки. 2009. № 3. С. 211–216.
7. 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.

REFERENCES

1. Romm E.S. *Fil'tratsionnye svoistva treshchinovatykh gornykh porod* [Filtration Properties of Fractured Rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 284 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 Guidance on the Determination of the Parameters of the Layer Systems and the Effectiveness of the Application of the Polymer Effects in Fractured Reservoirs]. Baku, Kaznipineft, 1986. 35 p. [in Russian].
3. Mamedova M.A., Gurbanov R.S. *Issledovanie reologii zhidkosti v treshchinnykh i porovykh kanalakh i opredelenie ikh raskrytosti* [Study of Rheology of Fluids in Fractured and Pore Channels and Determination of Their Opening]. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal — Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2015, Vol. 88, No. 4, pp. 790–799. [in Russian].
4. Gurbanov R.S., Mammadova M.A. Hydro-mechanical Substantiation of the Microcrack-Fluid Effect. *Mechanika*, 2016, Vol. 22 (6), pp. 483–488.
5. Mamedova M.A. *Eksperimental'noe issledovanie protsessa vytesneniya nen'yutonovskoi nefi v ploskoradial'noi treshchine* [Experimental Study of the Process of Displacement of Non-Newtonian oil in a Plane-Radial Crack]. *Trudy NII «Geotekhnologicheskie problemy nefi, gaza i khimiya»* [Proceedings of the Research Institute «Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry»]. Baku, 2013, Vol. XIV, pp. 65–75. [in Russian].

6. Strekov A.S., Gadzhiev A.A. Sovershenstvovanie tekhnologii vibrovozdeistviya na prizaboinuyu zonu neftedobyvayushchikh skvazhin [Improving the Technology of Vibration Effect on the Bottom-Hole Zone of Oil Wells]. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki — Natural and Technical Sciences*, 2009, No. 3, pp. 211–216. [in Russian].

7. Abdullaeva E.S. O vozmozhnosti primeneniya volnogo vozdeistviya v komplekse s metodami,

uluchshayushchimi pronitsaemost' prizaboinoi zony skvazhin [About Possibility of Application of Wave Influence in a Complex with the Methods Improving Permeability of a Bottom-hole Zone of Wells]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo — Azerbaijan Oil Industry*, 2017, No. 9, pp. 27–30. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Гурбанов Рамиз Сейфулла оглы, д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник, Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии», г. Баку, Азербайджанская Республика

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

e-mail: ramiz.gurbanov@yahoo.com

Мамедова Малейка Агамоглан кызы, д-р техн. наук, доцент, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика

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

e-mail: mamedova-1944@mail.ru