

© Н.М.Сафаров, Г.Г.Исмайылов, А.М.Гасымлы, 2012

О ВОЗМОЖНОСТИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ОБРАЗОВАНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ

Н.М.Сафаров, Г.Г.Исмайылов, А.М.Гасымлы

*НИПИ «Нефтегаз», ГНКАР
AZ1012, Баку, ул.Зардаби, 88а*

В данной статье на основе экспериментов изучена вероятность образования аномальных водонефтяных эмульсий в пластовых условиях и их применения для повышения эффективности процесса разработки. Выявлено, что закачка в пласт водонефтяной эмульсии приводит к увеличению значения коэффициента нефтевытеснения и подтверждает эффективность примененной технологии. На основе применения теории функций комплексных переменных построены карты эквипотенциальных линий при фильтрации флюидов, косвенно характеризующие процесс образования застойных зон и водонефтяных эмульсий в пласте.

Актуальность задачи. Одной из важных проблем нефтяной промышленности является повышение уровня нефтеизвлечения в разрабатываемых месторождениях. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей с высоковязкими нефтями, запасы которых соизмеримы с запасами ньютоновских нефтей. Несмотря на большое количество проведенных теоретических и экспериментальных исследований, проблемы разработки месторождений с такими нефтями решены недостаточно, и продолжение исследований в этом направлении остается насущной задачей. В этой связи исследования, в том числе и экспериментальные, относящиеся к изучению влияния различных факторов на нефтеотдачу при вытеснении высоковязкой нефти водой, по сей день являются актуальными.

Введение. Известно, что особо важной тенденцией нефтяной отрасли Азербайджана является вступление большого числа месторождений в позднюю и завершающую стадию разработки, характеризующуюся значительным снижением добычи нефти при резком росте обводненности скважинной продукции. Но, к сожалению, до сих пор сложилось такое стереотипное мышление, что водонефтяные системы не могут быть образованы в самом пласте. На основе анализа проведенных экспериментов и, ссылаясь на предпосылки других исследователей, авторами предположено, что при совместном движении воды и нефти по микроканалам пористой среды в результа-

те диспергирования одной жидкости (воды) в другой (нефти) может происходить процесс образования указанных систем в самом пласте. Вода, постепенно обводняя нефтяные залежи и саму скважинную продукцию, может стать причиной образования в пласте аномальных эмульсий, вплоть до образования целиков нефти, застойных и слабодренированных зон, приводящих к ухудшению условий разработки (Мирзаджанзаде и др., 1972; Сулейманов, 2006).

По результатам многочисленных исследований было выявлено, что одной из причин снижения эффективности разработки нефтяных месторождений заводнением является различие в величинах вязкости нефти и воды, способствующее неравномерному продвижению водонефтяного контакта. Явление вязкостной неустойчивости, заключающейся в проникновении «языков» воды в нефтяной пласт с самого начала разработки залежи, резко снижает коэффициент охвата пласта как по мощности, так и по простиранию. При повышенных соотношениях вязкости нефти и воды (более 10-15 раз) это явление происходит при всех скоростях вытеснения, реализуемых на месторождениях (Михайлов, 1992).

Наличие аномально вязких свойств у нефтей ухудшает условия эксплуатации залежи: усиливается проницаемая неоднородность коллектора, ослабляется интерференция скважин, ускоряется прорыв вытесняющей воды по высокопроницаемым зонам в добы-

вающие скважины, ухудшается капиллярный и гравитационный обмен флюидами между низко- и высокопроницаемыми прослоями и зонами пласта. В итоге, охват пласта вытеснением и конечный коэффициент вытеснения нефти из заводненного объема пласта оказываются низкими (Сулейманов и др., 1996).

Теоретическими исследованиями и промысловыми опытами многих исследователей установлено, что при разработке залежей, подстилаемых подошвенной водой, достигается относительно низкий коэффициент нефтеотдачи. При этом разработка их сопровождается большим отбором попутно добываемой воды из-за образования конусов подошвенной воды (Владимиров и др., 2004; Сургучев и др., 1991).

Исследования показали, что в результате смешивания воды с находящейся в пласте нефтью возможно образование стойких водонефтяных эмульсий, которые обладают повышенными реологическими свойствами, затрудняющими их дальнейшее извлечение из пласта ввиду аномально большой вязкости и малоподвижности (Рассохин, 2008).

Образование водонефтяных систем (т.е. эмульсий) ставит определенные актуальные задачи, подлежащие скорому решению в области добычи, транспортировки и обработки в промысловых условиях. Обводненность нефти вызывает серьезные осложнения (более интенсивное осадкообразование, повышение температуры застывания нефти, увеличение ее вязкости и т.д.) при добыче, сборе и подготовке нефти, а добываемые нефти по своим физико-химическим свойствам, как правило, относятся к реологически сложным жидкостям, обладающим аномальными свойствами, что вызывает дополнительные затруднения при разработке нефтяных месторождений (Аметов и др., 1985; Касумов, 2000).

Исходя из вышеуказанного, следует, что для повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти нуждаются в применении принципиально новых технологий разработки, учитывающих особенности извлечения запасов этих категорий. Структура существующих запасов нефти, текущее состояние разработки и доработки месторождений требуют изучения и применения новых инновационных

технологий воздействия на пласты, обеспечивающих дополнительное увеличение нефтеотдачи и возможность эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Эффективность водонефтяных систем в различных процессах нефтедобычи в первую очередь связана с их способностью сохранять, восстанавливать и даже улучшать естественные коллекторские свойства, а также с широким диапазоном регулирования, что приводит к реотехнологии, которая представляет собой совокупность методов и способов организации технологических процессов добычи нефти и газа на основе использования и применения реофизических особенностей неньютоновских систем.

Постановка задачи. Проведение экспериментальных исследований по изучению возможности внутрипластового образования аномальных водонефтяных эмульсий и их применение для повышения коэффициента нефтеотдачи на основе реотехнологических особенностей водонефтяных систем.

Методика испытания. С целью проведения экспериментальных исследований в лабораторных условиях была собрана установка, схема которой приведена на рис.1. Установка состояла из следующих основных узлов: емкости для жидкости 1, компрессора 2, редуктора 3, микроредуктора 4, модели пласта 5, манометров 6, регулировочного вентиля для подачи вытесняющего агента 7, вентиля для отбора добываемой продукции 8, мерных емкостей 9 и соединительных узлов 10. С целью визуального наблюдения за процессом вытеснения нефти из пласта при площадном заводнении была изготовлена модель элемента пласта с пятиточечной системой расположения скважин из органического стекла, в центре которой расположена нагнетательная скважина, а вокруг нее – по углам четыре, имитирующие добывающие скважины.

Эксперименты проводились по следующей методике: прозрачную модель пласта размерами 25x25x5 см заполняли просеянным, промытым и прокаленным кварцевым песком фракции 0.2÷0.4 мм, уплотняли и насыщали водой. С целью предотвращения проскальзывания жидкости между стенками модели и пористой среды, на ее внутреннюю поверхность были нанесены линии из эпоксидной смолы.

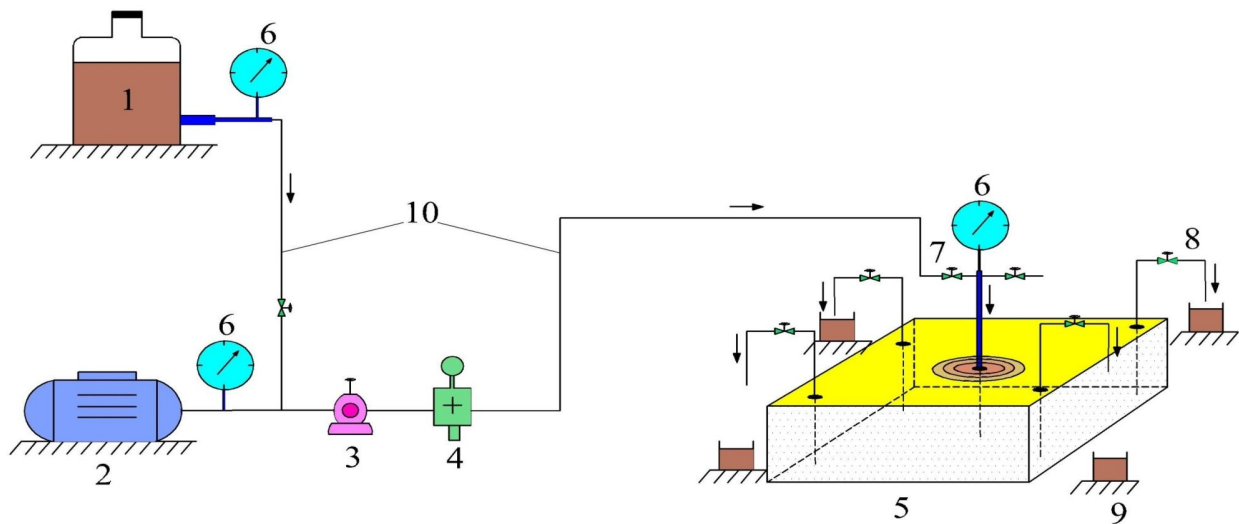


Рис. 1. Схема экспериментальной установки

1 – Емкость для жидкости; 2 – компрессор; 3 – редуктор ; 4 – микроредуктор; 5 – модель пласта; 6 – манометр; 7– регулировочный вентиль для подачи вытесняющего агента; 8 – вентили для отбора добываемой продукции; 9 – мерные емкости; 10 – соединительные узлы.

Затем модель пласта вакуумировалась и насыщалась водой. В качестве жидкостей, насыщающих модель пласта, использовали пресную воду, а в качестве вытесняющих жидкостей – пресную воду и водонефтяную эмульсию, созданную на основе «добытой продукции», т.е. вытесненной из модели нефти. Закачка воды в модель пласта производилась при перепаде давления $\Delta P = 0,02$ МПа и температуре 20°C через нагнетательную скважину, а отбор продукции осуществлялся через четыре добывающие скважины. Учитывая объем пор (≈ 1000 см³) пористой среды модели, сочли возможным прекращать процесс закачки воды в количестве 3 объемов пор, т.е. $V_{\text{вода}} = 3000$ см³. Определенная по формуле Маскета (1953) проницаемость по воде составила $k_{\text{в}} = 25 \cdot 10^{-8}$ см². Пористость модели равнялась 33%. Окончив процесс насыщения пористой среды водой, перешли к насыщению ее нефтью. В качестве насыщающей жидкости была выбрана мурадханлинская нефть плотностью $\rho = 914$ кг/м³, первоначально содержащая 18% воды.

После проведенных расчетов определялась структурная вязкость данной нефти при 20°C , она равна 153,1 мПа·с. Насыщение модели пласта нефтью производилось при перепаде давления $\Delta P = 0,04$ МПа по вышеуказанной схеме и прекращалось после продавки 2 объемов пор, т.е. $V_{\text{нефть}} = 2000$ см³, до появления

чистой фильтрации нефти. Выявилось, что количество насыщенной в пласте нефти составило $G = 750$ см³, что указывает на 80% нефтенасыщенности и 20% водонасыщенности модели соответственно. Аналогично определенная по формуле Маскета эффективная проницаемость по нефти составила $k_{\text{н1эф}} = 2,56 \cdot 10^{-8}$ см², что по сравнению с водой меньше почти в 10 раз.

Далее приступили к первичному вытеснению нефти пресной водой. С целью сокращения времени вытеснения закачка вытесняющей жидкости в модель производилась при температуре 20°C и перепаде давления $\Delta P = 0,08$ МПа. В модель прокачивалось 2 объема пор воды, мерными емкостями замерялся объем вытесненной нефти, и вновь определялась проницаемость. После вытеснения нефти водой проницаемость модели оставалась низкой. Это указывает на тот факт, что в модели пласта остались отдельные зоны, неохваченные вытеснением, другими словами – застойные зоны. Визуально наблюдалось, что вода вытесняя нефть, обходит застойные зоны и целики. Коэффициент вытеснения нефти в безводный и водный периоды определяли как соотношение объема вытесненной нефти в соответствующие периоды к объему пор, насыщенных нефтью до начала процесса вытеснения, что составляло 35,3 % и 62,6 % соответственно. По ГОСТ 2477-65 было определе-

но содержание воды в вытесненной нефти, что составило 24%. По-видимому, в результате механического перемешивания и диспергирования нефть «набрала в себя» воду и обводнилось еще на 6%. С увеличением содержания воды в нефти увеличилась ее плотность, составив $\rho = 919 \text{ кг/м}^3$. Исходя из этого, было решено в дальнейшем следить за ходом обводненности добываемой продукции.

Поэтому на основе мурадханлинской нефти путем механического смешивания была изготовлена 50%-ная водонефтяная эмульсия, плотность которой составляла $\rho = 946 \text{ кг/м}^3$. Продавку свежизготовленной эмульсии производили через нагнетающую скважину при перепаде давления $\Delta P = 0,1 \text{ МПа}$, после чего сразу же переходили на фильтрацию флюидов с помощью вторичного вытеснения остаточной нефти водой. Процесс фильтрации продолжали до прекращения выделения водонефтяной эмульсии, нефти и стабилизации перепада давления в модели. Вторичное вытеснение из модели пласта остаточной нефти водой показало, что проницаемость модели по нефти приблизилась к первоначальному значению и составила $K_{н2ф} = 2,49 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2$, что свидетельствует о более полном охвате. При этом дополнительное количество добытой нефти составило 11%.

Определение процента обводненности вторично вытесненной нефти показало, что ее значение увеличилось еще на 5-6%. Значит, благодаря эмульгированию несмешивающихся жидкостей «нефть-вода» друг в друге при определенных соотношениях фильтрующихся жидкостей – нефти и воды на некоторых участках в пористой среде может быть создана эмульсия. При этом новообразованная водонефтяная эмульсия имеет повышенную плотность ($\rho = 953 \text{ кг/м}^3$), а содержание воды составляет $\beta = 57\%$, что приводит к высоким фильтрационным сопротивлениям на участках двухфазного течения и сказывается на колебании показаний манометра, установленного на модели пласта. Значит, в обводненной модели пласта, по-видимому, присутствует не только не вытесненная водой нефть, но и новообразованная водонефтяная эмульсия. Причем вязкость и соответственно фильтрационное сопротивление этих флюидов – нефти, воды и эмульсии – различные.

На основе полученных данных была построена зависимость коэффициента нефтеотдачи от объема прокачанной жидкости $\eta = f(\bar{V})$, которая показана на рис.2.

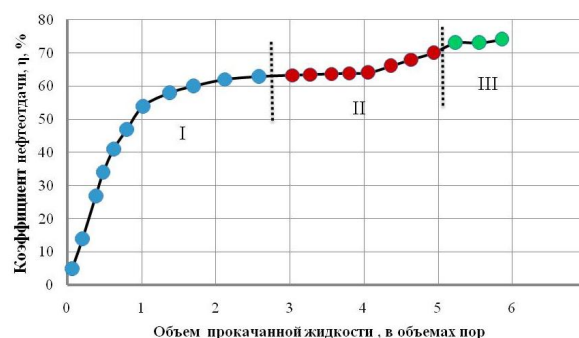


Рис. 2. Зависимость изменения коэффициента нефтеотдачи от объема прокачанной жидкости (в объемах пор). I зона – первичное вытеснение нефти водой II зона – вытеснение нефти водонефтяной эмульсией III зона – вторичное вытеснение остаточной нефти водой

Как видно из рисунка, график выделен на 3 условные зоны: I – первичное вытеснение нефти водой, II – вытеснение водонефтяной эмульсией, III – вторичное вытеснение остаточной нефти водой. Эксперименты показали, что закачка водонефтяной эмульсии приводит к увеличению значения η еще на 11%, что подтверждает эффективность примененной технологии.

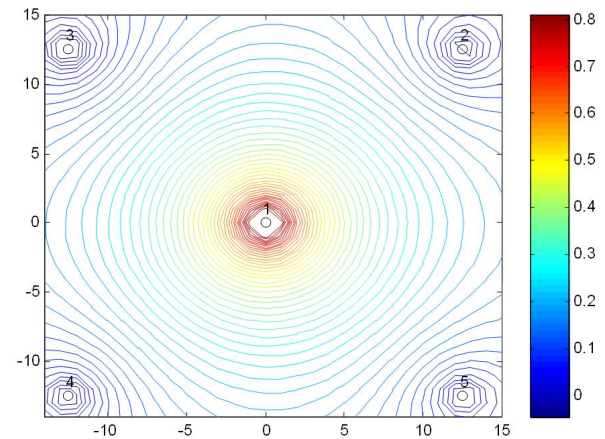
Для полной достоверности информации на основе полученных экспериментальных данных, согласно теории функций комплексной переменной, была рассмотрена возможность применения методики построения карт фильтрационных потоков жидкостей в однородных пористых средах с помощью электрических моделей, т.е. электроинтеграторов (Huseynova, 2009). Предполагалось, что фильтрационное поле рассматриваемой модели пласта характеризуется семейством линий эквипотенциалей F_1 . С целью создания алгоритма расчета экспериментальные данные были обработаны специально созданной математической моделью (Ковалев, Житомирский, 1976), на основе которой были построены схемы эквипотенциальных линий при фильтрации по модели пласта для 3 аналогичных вышеуказанных случаев (1 – при первичном вытеснении нефти водой, 2 – при вытеснении водонефтяной эмульсией и 3 – при вторичном вы-

теснении нефти водой, т.е. после создания «водяного вала»), которые приведены на рис.3. В цветовой шкале каждый цвет характеризует конкретную зону. На картах выражены зоны суперактивной (красный), среднеактивной (желтый), активной (зеленый) и пассивной (синий) фильтрации флюидов. Есть зоны, у которых линии сильно разрежены – слабодренированные или совсем отсутствуют – застойные.

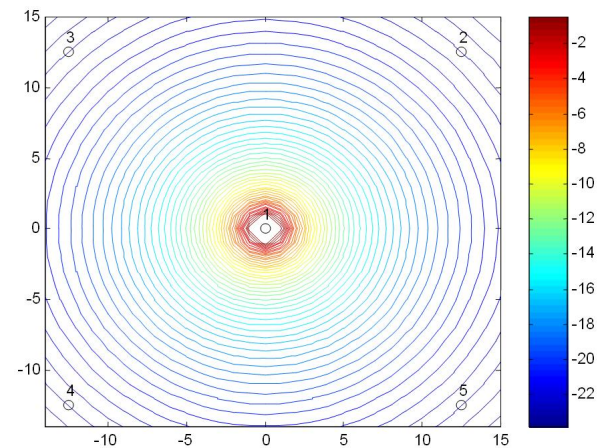
Как видно из рис.3б, при вытеснении нефти водонефтяной эмульсией, фронт выравнивается и охват модели пласта увеличивается. Различность показателей цветной шкалы в схемах косвенно свидетельствует о происходящих структурно-механических изменениях.

Результаты экспериментов и их обсуждение. Оказалось, что вода, как и газ, может быть растворена или эмульгирована в нефти. Но, в отличие от газа, наличие воды в нефти после определенного его содержания может привести к аномальному увеличению вязкости нефти в пластовых условиях и малоподвижности, что и доказывает увеличение процента водонасыщенности после первого вытеснения нефти водой. Созданная на основе добытой продукции и оптимально выбранная водонефтяная эмульсия (50% – нефть + 50% – вода) после закачки в модель «набирает» в себя часть воды и доходит до насыщения, увеличивая вязкость по сравнению с нефтью, словно «жидкий поршень» выдавливает остаточную нефть, тем самым увеличивая охват пласта и количество дополнительной ее добычи. Поскольку внешней фазой таких эмульсий является углеводород, то эти эмульсии легко сольубилизируют остаточную нефть, создавая на фронте вытеснения зону с повышенным содержанием нефти, и перемещают ее к добывающим скважинам. Помимо этого, частично закупоривая наиболее проницаемые прослойки, они перераспределяют потоки нагнетаемой воды в прослойки низкой проницаемости, вовлекая или повышая долю их участия в разработке. Некоторые компоненты эмульсионного состава, адсорбируясь на поверхности породы, гидрофобизируют ее, что снижает фазовую проницаемость воды в обводненных зонах коллектора, способствуя перераспределению нагнетаемого потока воды и соответственно ограничивая ее приток в добывающие скважины, создавая возможность селективной изоляции в пласте.

а) при первичном вытеснении нефти водой



б) при вытеснении остаточной нефти водонефтяной эмульсией



в) при вторичном вытеснении нефти водой (после создания водяного вала)

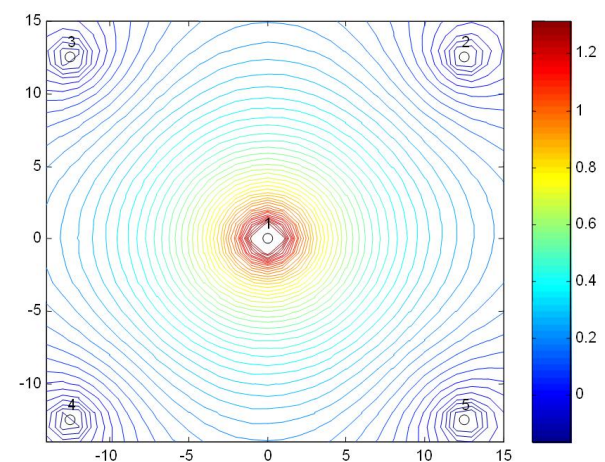


Рис. 3. Карты распределения эквипотенциальных линий при фильтрации жидкостей в пятиточечной модели пласта

Таким образом, создание технологий повышения нефтеотдачи пластов, обеспечивающих эффективную разработку трудноизвлекаемых, в том числе и остаточных запасов нефти, с применением водонефтяных систем является одним из перспективных направлений в нефтедобыче. Развитие этих технологий может идти по пути поиска эффективных систем композиционных эмульгаторов, обеспечивающих агрегативную и термическую стабильность, высокие реологические характеристики и тампонирующее действие получаемых в пласте эмульсий (Исмайылов, Сафаров, 2011; Исмайылов и др., 2011а; 2011б).

Заключение

На основе результатов проведенных экспериментальных исследований были сделаны следующие выводы:

- 1) Выявлено, что вода, постепенно обводняя нефтяные залежи, при определенной степени обводненности продукции скважины может стать причиной образования водонефтяных эмульсий в пласте и тем самым привести к ухудшению условий разработки, вплоть до образования целиков нефти, застойных и слабодренированных зон, которые практически неподвижны в силу своих аномальных реологических свойств.
- 2) Установлено, что применение технологии комплексирования с водоземлемым воздействием с целью повышения эффективности заводнения залежей, особенно - продуцирующими высоковязкими неньютоновскими нефтями, позволяет регулировать и оптимизировать процесс разработки и доразработки, увеличивая охват пласта и коэффициент нефтевытеснения.
- 3) Определено, что смешение водонефтяной эмульсии с нефтью оказывает благоприятное действие на ее устойчивость, так как нефть не содержит гидрофильных групп.
- 4) Показано, что созданная на основе вытесненной нефти 50%-ная водонефтяная эмульсия легко вытесняет воду и остаточную нефть из пор модели, размеры которых превосходят размер частиц эмульсии.

ЛИТЕРАТУРА

- АМЕТОВ, И.М., БАЙДИКОВ, Ю.Н., РУЗИН, Л.М., СПИРИДОНОВ, Ю.А. 1985. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. Недра. Москва. 205.
- ВЛАДИМИРОВ, И.В., КАЗАКОВ, Е.Г., РАФИН, Р.Ф. и др. 2004. О возможном механизме обводнения добывающих скважин, эксплуатирующих залежи вязкой и высоковязкой нефти. *Нефтепромышленное дело*, 6, 73-77.
- ИСМАЙЫЛОВ, Г.Г., САФАРОВ, Н.М. 2011. Реотехнология гетерогенных систем и ее отражение в эффектах, проявляемых при нефтегазодобыче. *Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 4, 49-55.
- ИСМАЙЫЛОВ, Г.Г., САФАРОВ, Н.М., ГУЛИЕВ, В.К., ГАСАНОВ, Х.И. 2011а. О возможности и причинах образования аномальных водонефтяных эмульсий в пласте. В материалах международной научно-исследовательской конференции *Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана*. Актау, 153-158.
- ИСМАЙЫЛОВ, Г.Г., САФАРОВ, Н.М., КЕЛОВА, И.Н. 2011б. О новом подходе к структурно-реологическим свойствам водонефтяных эмульсий. *Вестник Азербайджанской инженерной академии*, 3, 2, 81-94.
- КАСУМОВ, А.М. 2000. Повышение нефтеотдачи залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Чашыюглы. Баку. 213.
- КОВАЛЕВ, В.С., ЖИТОМИРСКИЙ, В.М. 1976. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения. Недра. Москва. 247.
- МАСКЕТ, М. 1953. Физические основы технологии добычи нефти. Гостоптехиздат. Москва. 605.
- МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., КОВАЛЕВ, А.Г., ЗАЙЦЕВ, Ю.В. 1972. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. Недра. Москва. 198.
- МИХАЙЛОВ, Н.Н. 1992. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. Недра. Москва. 207.
- РАССОХИН, А.С. 2008. Исследование эффективности управления реологией системы «нефть-вытесняющий агент» как средства повышения нефтеотдачи пласта. В сборнике тезисов докладов научно-практического семинара молодых специалистов и ученых филиала ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз», посвященного 60-летию ВНИИГАЗа. Ухта, 20-23 мая, 31-33.
- СУЛЕЙМАНОВ, Б.А. 2006. Особенности фильтрации гетерогенных систем. Институт компьютерных исследований. Москва. Ижевск. 356.
- СУЛЕЙМАНОВ, Б.А., ПАНАХОВ, Г.М., АББАСОВ, Э.М. 1996. О влиянии образования эмульсии в пластовых условиях на работу нефтедобывающих скважин. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 5, 26-29.
- СУРГУЧЕВ, М.Л., ГОРБУНОВ, А.Т., ЗАБРОДИН, Ф.П. и др. 1991. Методы извлечения остаточной нефти. Недра. Москва. 347.
- HUSEYNOVA, N. 2009. About the difficulties at modeling hydrodynamic of the oil stratum. Proceedings of the 5-th Baku International Congress *Energy, Ecology, Economy*. Baku, 23-25 sept., 375-379.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Г.И.Джалалов