

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

Воробьев А.Е., Атырауский университет нефти и газа, Республика Казахстан. fogel_al@mail.ru

Шамшиев О.Ш., Филиал Кыргызского государственного технического университета в Кыргызская Республика, г.Кызылкия

Аль-Кубайси Делал Саад Мухаммед, аспирант, Институт горного дела и горных технологий им. академика У.Асаналиева, Кыргызская Республика, 720001, г.Бишкек, пр.Чуй 215.

Аннотация. Показаны наиболее существенные особенности современной нефтедобычи. Представлены перечень типов нефтяных залежей с трудноизвлекаемой нефтью. Даны объемы тяжелых и вязких нефтей в мире, России, Казахстане и Кыргызстане. Показаны проблемы, возникающие при осуществлении технологий заводнения нефтяных залежей. Объяснен механизм не выхода части нефти из продуктивного нефтьсодержащего пласта. Описана роль учета направления трещиноватости при выборе расположения закачных и откачных скважин. Показаны роль технологий повышающих нефтеотдачу в увеличении нефтяной минерально-сырьевой базе.

Ключевые слова: нефть, минерально-сырьевая база, технологии, развитие, перспективы.

FEATURES OF MODERN OIL PRODUCTION

Vorobev AE, Atyrau University of Oil and Gas, Kazakhstan.

Shamshiev O.Sh, Branch of the Kyrgyz State Technical University in Kyzylkiya

Al-Kubaisi Delal Saad Muhammed, IM and MT named after acad. U. Asanaliev, KSTU named I. Razzakov, Kyrgyzstan, 720001, Bishkek, Chui 215 Ave.

Summary. The most essential features of modern oil production are shown. Are submitted the list of types of oil pools with hardly removable oil. Volumes heavy and viscous nefty in the world, Russia, Kazakhstan and Kyrgyzstan are given. The problems arising at implementation of technologies of flooding of oil pools are shown. The mechanism not of an exit of part of oil from productive layer is explained. The role of the accounting of the direction of a jointing at an arrangement choice is described the of wells. Are shown a role of the technologies increasing oil recovery in increase to oil mineral resources.

Keywords: oil, mineral resources, technologies, development, prospects.

Введение. Современная нефтедобыча характеризуется такими особенностями, как увеличение доли месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и переход к массовому использованию специальных технологий разработки, обеспечивающих повышение нефтеотдачи продуктивных пластов.

Основная часть. В соответствии с наиболее полной и современной классификацией нефтяных залежей, к категории трудноизвлекаемых запасов нефти относятся следующие эксплуатационные объекты [9,15]:

- залежи нефти в низкопроницаемых (с проницаемостью менее 0,05-0,20 мкм²) и низкопродуктивных, терригенных коллекторах;

- залежи высоковязких (с вязкостью более 30-50 мПа*с) нефтей;
- залежи нефти в карбонатных коллекторах;
- залежи нефти, приуроченные к неоднородным слоистым терригенным коллекторам, характеризующиеся малой (менее 1,5-2 м) нефтенасыщенной мощностью;
- залежи нефти в водонефтяных зонах;
- залежи нефти с начально-неоднородным и пониженным нефтенасыщением пластов-коллекторов;
- остаточные запасы нефти в обводненных залежах, находящихся на средней и поздней стадиях разработки.

Мировые ресурсы тяжёлых и вязких нефтей в настоящее время оцениваются величиной в 700 млрд. тонн [6-8].

В частности, в России запасы таких нефтей достигают значения 7,2 млрд. т, что составляет 28,6 % от всех российских балансовых запасов, сосредоточенных на 267 нефтяных месторождениях [16].

Нефтяные месторождения Кыргызстана (содержащие в целом 289 млн. тонн запасов нефти и газа) разрабатываются с 1948 г. и в настоящее время находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется весьма существенным ухудшением состава и физико-химических свойств.

Например, нефти в таких кыргызстанских месторождениях, как Бешкент (пласт III, Майли-Су (пласт IV-III), Тогап (пласт III) и др. характеризуются плотностью от 0,866 до 0,930 г/см³ и вязкостью от 26,3 до 95,6 сСт (Д.А. Халикова и др.). Согласно ГОСТР 51858-2002, среди них имеются нефти средней поплотности, тяжелые и битуминозные. По вязкости они классифицируются на вязкие и высоковязкие. Для нефтей Кыргызстана были определены температуры застывания по ГОСТ 20287-91, которые изменяются от 11-170 °С.

Следует отметить, что современное развитие нефтедобывающей отрасли России, а также Казахстана, Кыргызстана и многих других нефтедобывающих стран мира, характеризуется определенным ухудшением структуры разведанных геологических запасов нефти (рис. 1). Так, с каждым годом увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, к которым также относятся запасы нефти в низкопроницаемых и трещинно-поровых коллекторах, расположенных в отложениях среднего и нижнего карбона [18]. При чем вновь вводимые в эксплуатацию нефтяные месторождения характеризуются довольно сложным геологическим строением и низкой проницаемостью пластов-коллекторов, а также повышенной вязкостью нефти, т.е. их запасы относятся к категории трудно извлекаемых. При этом доля трудно извлекаемых запасов нефти постоянно растет и в настоящее время в России превышает 60 % (в том числе, высоковязкие нефти составляют 13 %, а нефть низкопроницаемых коллекторов – 36 %).

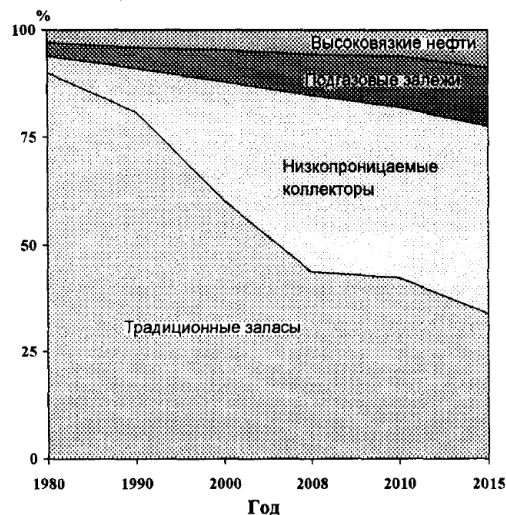


Рис. 1. Характеристика структуры запасов нефти в РФ [6-8]

В период разработки таких нефтяных месторождений, в результате массового осуществления технологии заводнения, в гидрофильной пористой среде вмещающих пород продуктивных пластов обычно остается около 20-45 % исходной нефти (рис. 2), которая представляет собой рассеянные капельки, блокированные в многочисленных порах и капиллярах пород [11].

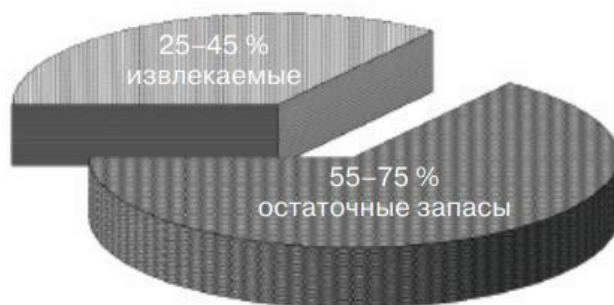


Рис. 2. Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти [2]

Кроме того, что при чем остаточные запасы нефти сосредоточены в низкопроницаемых прослоях (рис. 3), они еще задерживаются в различных тупиковых зонах [2].

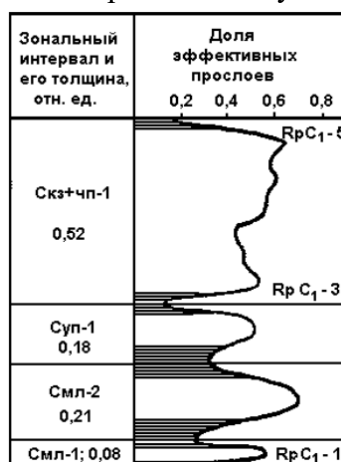


Рис. 3. Доля эффективных прослоев турнейских отложений западного склона Южно-Татарского свода [17]

Все же в настоящее время основной технологией разработки нефтяных месторождений в России и других многих нефтедобывающих странах продолжает оставаться их заводнение: так, с ее применением добывается около 95 % нефти. В результате на большинстве крупных нефтяных месторождениях России, которые вступили в позднюю стадию разработки, текущая обводненность извлекаемой продукции (нефти) превышает 80 % [1].

В результате используемые традиционные технологии нефтедобычи не позволяют разрабатывать нефтяные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами с высокими темпами извлечения нефти, а их проектный КИН обычно не превышает 0,3 [18]. Так, например, на Самотлорском месторождении (РФ), которое разрабатывается с применением технологии заводнения нефтяных залежей [14], обводненность продукции в настоящее время уже превысила 90 %, но достижение планируемой величины нефтеотдачи здесь так и не было обеспечено.

Данное обстоятельство обусловлено, прежде всего, тем, что при традиционным заводнением значительная часть геологических запасов нефти остается в продуктивном пласте по той причине, что в пористой среде вмещающих пород, в районе проявления водонефтяного контакта, благодаря действию капиллярных сил, возникают значительные градиенты капиллярного давления [19]. При чем в продуктивном пласте эти градиенты обычно

направлены противоположно направлениям градиентам гидродинамических сил, что приводит к заземлению остаточной нефти в порах и капиллярах вмещающих пород.

Экспериментально было установлено, что при традиционном заводнении в период первого полуцикла нагнетаемая вода попадает в поры и капилляры вмещающих пород низкопроницаемых пропластков. А во втором же полуцикле, при снижении давления, эта вода удерживается здесь за счет проявления капиллярных сил, нефть же при этом вытесняется по продуктивному пласту к добычной скважине.

Одной из основных причин недостаточной эффективности технологий заводнения является довольно высокое количественное соотношение величин вязкостей добываемой нефти и закачиваемой воды. Кроме того, частая и резкая неоднородность продуктивного пласта усиливает неравномерность продвижения фронта вытеснения нефти к добычной скважине. В результате в таких резко неоднородных по проницаемости продуктивных пластах добыча нефти зачастую сопровождается преждевременными прорывами к добычной скважине вытесняющего агента (воды, газа и т.д.) по наиболее проницаемым зонам (каналам), что существенно снижает площадь охвата продуктивного пласта вытеснением и величину его нефтеотдачи в целом.

Так, в условиях низко- и среднепроницаемых продуктивных пластов, фильтрация нагнетаемой в них воды происходит в основном по высокопроницаемым каналам (трещинам), что приводит к преждевременному обводнению добычных скважин [17]. При этом линейная направленность гидродинамического движения закачиваемой воды в карбонатных коллекторах объясняется определенной ориентировкой естественных трещин.

Впервые учет ориентировки направления трещиноватости пластов-коллекторов был выполнен (1987 г.) при составлении технологической схемы разработки залежи 221 (верхнетурнейский подъярус) Ромашкинского месторождения (РФ) [17].

Результаты дальнейших исследований, идентичных по геолого-физическим характеристикам и системе размещения скважин, участков показали, что размещение рядов нагнетательных и добычных скважин параллельно имеющимся на месторождении трещинам достичь текущей нефтеотдачи, равной 38,4 % (что в 1,7 раза выше, чем при их ортогональном размещении) [17]. Отсюда следует вывод, что предварительное выявление зон с повышенной тектонической трещиноватостью в продуктивных пластах, является весьма важным и необходимым аспектом при проектировании систем разработки залежей нефти в карбонатных залежах.

Вмещающих порода пластов-коллекторов обычно пронизана сетью разнообразных трещин, которые при некотором критическом давлении, превышающем гидростатическое давление, в зоне водо-нефтяного контента способны смыкаться и размыкаться [17]. В частности, превышение величины критического давления зачастую приводит к раскрытию трещин, что сопровождается частичным сбросом закачиваемой воды в подстилающую водоносную толщу.

Согласно проведенным теоретическим расчетам значение давления закачки для нагнетательных скважин не должно превышать величину начального пластового давления, более чем на 15 % [17].

Перемещение большей части закачиваемой воды под нефтяную залежь по вертикальным трещинам подтверждается не только теоретическими расчетами, но выполненными специалистами ТатНИПИнефти гидродинамическими исследованиями в скважине 897 Бавлинского месторождения (РФ). Так, при росте величины забойного давления в диапазоне с 17,1 до 18,3 МПа расход воды возрастает с 540 до 1900 м³/сут., а проницаемость продуктивного пласта измеряется - с 0,065 до 0,193 мкм² [17]. В результате осуществленные изоляционные работы оказались малоэффективными, и поэтому разработка этого участка в условиях низкопроницаемых (0,015–0,025 мкм²) пластов-коллекторов ведется со значительным (в 2–5 раз) превышением объема закачки воды над отбором нефти.

Полученные экспериментальные данные подтверждают мнение ученых (Абдулмазитов Р.Г., 2004 г.) о том, что вертикальное заводнение (т.е. организация процесса вытеснения нефти водой в вертикальном направлении) может значительно улучшить результаты разработки

подобных залежей нефти. Это обусловлено тем, что в условиях трещинно-порового типа пластов-коллекторов вытеснение нефти водой снизу вверх значительно эффективнее [17], чем осуществление этого процесса по напластованию [17]: площадь, в пределах которой происходит процесс вытеснения, намного больше, чем площадь фронта вытеснения при обычном латеральном вытеснении и поэтому его перемещения происходят значительно медленнее.

Весьма важным фактором при вертикальном заводнении нефтяной залежи является также гравитационная сегрегация нефти и воды, которая способствует прекращению опережающего движения воды по трещинам в вертикальном направлении, что помогает выравнивать фронт вытеснения, т.е. осуществлять его стабилизацию [17]. Очевидно, что участки нефтяных залежей с проявлениями трещиноватости следует считать зонами слияния продуктивных пластов или гидродинамическими «окнами».

Поэтому весьма актуальными проблемами являются поиск, адаптация и внедрение новых высоко эффективных технологий разработки «старых» нефтяных месторождений или месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Это обусловлено тем, что постоянное усложнение имеющихся условий рентабельной эксплуатации нефтяных месторождений стимулирует разработку, адаптацию и внедрение новых и совершенствование применяемых технологий увеличения нефтеотдачи [1,5]. В результате, в последние годы наращивание объёмов нефтедобычи в основном происходит не столько за счет открытия и ввода в эксплуатацию новых нефтяных месторождений, сколько путём внедрения инновационных технологий, позволяющих довольно существенно повысить нефтеотдачу действующих добычных скважин.

На рис. 4 представлены возможности прироста извлекаемых запасов нефти, осуществляемые за счет применения современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

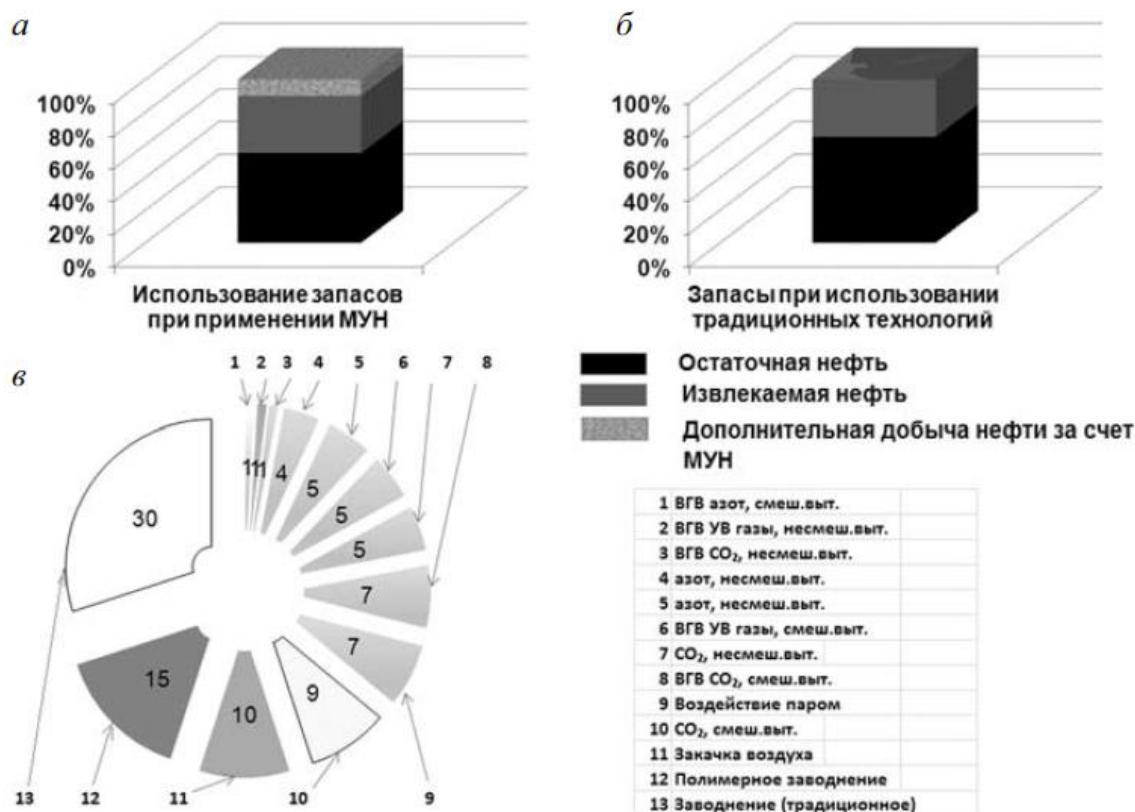


Рис. 4. Мировой опыт применения различных МУН (данные АО «Зарубежнефть»):

a – дополнительная добыча нефти от использования МУН; *б* – извлекаемые запасы нефти при использовании традиционных методов разработки; *в* – доля дополнительной добычи нефти от различных МУН

В этих условиях особое значение приобретает возможность прироста природных запасов нефти за счет увеличения значения нефтеотдачи продуктивных пластов [1,5]. Так, увеличение конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) только на 1 % позволяет обеспечить прирост ее ежегодной добычи на 20-30 млн. тонн. К настоящему времени, благодаря такому инновационному развитию нефтедобычи, мировые доказанные извлекаемые запасы нефти увеличились в 1,4 раза [5,12], т.е. на 65 млрд. т, а коэффициент проектной нефтеотдачи – до 0,50.

При этом необходимо отметить, что продуктивность нефтяных скважин зависит как от имеющихся геологических условий и характеристик разрабатываемого месторождения (нефтяной залежи), так от вида и показателей принятых технологий (влияние которых со временем существенно растет).

Так, для улучшения гидродинамической связи продуктивного пласта с добычной скважиной, а также для восстановления исходной проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и снижения скин-фактора, применяются различные методы интенсификации добычи нефти [5,10].

В настоящее время наиболее распространены следующие методы воздействия на продуктивные пласты (с целью интенсификации режима работы нефтяных скважин и повышения величины нефтеотдачи) [15]: закачка реагентов, энергетические (тепловые, электромагнитные и электрохимические), физико-химические, волновые, механические и микробиологические – дающие определенный положительный эффект, но их эффективность в разных геологических условиях различна и каждая такая технология имеет свои определенные ограничения и недостатки.

При этом все известные в настоящее время технологии, применяемые для повышения нефтеотдачи залежей с вязкой и высоковязкой нефтью, целесообразно подразделить на 3 категории [4]:

1. Увеличивающие величину проницаемости вмещающих пород пласта-коллектора (гидроразрыв пласта, расчистка или образование новых миграционных каналов и др.).
2. Технологии, повышающие значение вязкости вытесняющего агента.
3. Технологии, снижающие значение вязкости вытесняемой нефти.

Данное подразделение позволяет четко разграничить существующие механизмы вытеснения нефти. Так, ко второй группе технологий относится химическое заводнение во всех известных и возможных его модификациях. К третьей группе – разнообразные технологии теплового воздействия, газовые методы, водогазовое воздействие и др.

Среди большого числа таких методов интенсификации нефтепритока в настоящее время ведущее место занимает полимерное воздействие на продуктивный пласт, т.е. полимерное заводнение, т.к. позволяет увеличить нефтеприток от 5 % до 30 %. В результате дополнительная добыча нефти от применения водорастворимых полимеров уже составляет более 90 % от всей добычи нефти [3].

Отметим, что полимерное заводнение, а также комплексная закачка в продуктивный пласт растворов щелочей, ПАВ и ASP-систем применяются во всем мире уже в течение 20 лет [13].

Заключение. В дальнейшем необходимо выявить комплекс критериев и технологий повышающих нефтеотдачу продуктивных пластов в соответствии с имеющимися проблемами (кольматация пород призабойной зоны, оставление непроработанных участков – «целиков» и т.д.).

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Георесурсы N 4. 2016. С. 281-288.

2. Брюховецкий О.С., Ганин И.П. Повышение нефтеотдачи скважин путем снижения водонасыщенности прискважинной зоны пласта // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка N 4. 2011. С. 36-40.
3. Быкадоров Н.У., Каблов В.Ф., Бондаренко С.Н., Кондруцкий Д.А., Жохова О.К. Исследование процесса водоотделения при обработке алюмосиликатов смесью полиакриламида и гидроксохлорида алюминия // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований №2. 2010. С. 32-36.
4. Владимиров И.В., Дель Торо Фонсека Д.А., Пичугин О.Н. Изучение эффективности применения технологий полимерного заводнения и водогазового воздействия на залежи высоковязкой нефти с суперколлектором // Нефтепромысловое дело N 11. 2013. С. 17-26.
5. Воробьев А.Е. Восстановление коэффициента продуктивности нефтяных скважин // Вестник АУНГ (Казахстан) N 1 (49). 2019. С. 44-55.
6. Воробьев А.Е., Балыхин Г.А., Гладуш А.Д. Основы техногенного воспроизводства нефти, горючего газа и угля в литосфере / Под ред. проф. А.Е. Воробьева. – М.: Изд-во РУДН, 2006. – 334 с.
7. Воробьев А.Е., Балыхин Г.А., Гладуш А.Д. Техногенное воспроизводство углеводородного сырья в литосфере: факторы, механизмы и перспективы. – М.: Изд-во «Учеба» МИСиС, 2003. – 417 с.
8. Воробьев А.Е., Балыхин Г.А., Гладуш А.Д. Техногенное воспроизводство нефти и горючего газа в литосфере: концепция, принципы и механизмы. – М.: Изд-во «Учеба» МИСиС, 2005. – 334 с.
9. Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Чекушина Е.В. Технологии разработки месторождений высоковязких нефтей мира. Кызыл-Кия (Кыргызстан): ЮКГИ, 2005. – 112 с.
10. Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело N 11. 2014. С. 46-56.
11. Григорьева Л.В., Кацуба Ю.Н. Химические методы в нефтеотдаче и их экономическая эффективность // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук N 7. 2016. С. 23-25.
12. Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Чибисов А.В. Анализ практики применения газового и водогазового воздействия на низкопродуктивные пласты для увеличения нефтеотдачи // Сборник научных трудов: Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Уфа. Издательство: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография". 2018. С. 157-167.
13. Житинский А.А. Обзор зарубежного опыта применения физикохимических технологий воздействия на пласт // Академический журнал Западной Сибири N 3 (74). 2018. С. 15-16.
14. Канзафаров Ф.Я., Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Анализ применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Самотлорском месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов N 2. 2015. С. 18-24.
15. Максютин А.В., Хусаинов Р.Р. Опыт и перспективы применения технологии плазменно-импульсного воздействия на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Геология, география и глобальная энергия N 3. 2010. С. 231-235.
16. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация технологических процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и грунтов // автореферат диссертации. М., Московский государственный машиностроительный университет (МАМИ). 2011. 35 с.
17. Мухаметшин Р.З., Калмыков А.В., Никифоров А.И. Проблемы разработки и моделирования залежей высоковязкой нефти в сложнопостроенных карбонатных

коллекторах// Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции): Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017. С. 227-233.

18. Насыбуллина С.В., Амерханов М.И., Хакимов И.И. Изучение эффективности закачки нефтяного газа в пласты турнейских отложений Тюгеевского нефтяного месторождения // Сборник научных трудов Татнипинефть. М., 2015. С. 161-167.

19. Усманов Р., Усманов У.Р., Ходжибаев Ю., Ганиев И.Н. Некоторые аспекты практического применения сернокислотных растворов сульфониевых комплексов в процессах нефтедобычи // Доклады Академии наук республики Таджикистан, том 58, №7. 2015. С. 628-632.