

УДК 622.276.41

**ФАКТОРЫ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ
ГАЗОВОГО И ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ВГВ) НА ПЛАСТ
С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ПНП)**

А.В. Серебrenников, П.П. Повжик
(РУП «ПО «Белоруснефть»)
Н.А. Демяненко
(БелНИПИнефть)

При планировании технологий газового и водогазового воздействия на пласты очень важно понимать основные факторы (критерии), которые оказывают положительное влияние на технологическую эффективность процесса. Рассмотрим эти критерии.

В процессе вытеснения нефти вытесняющими агентами возможно возникновение языков прорыва вытесняющего агента, так называемых «вязких пальцев». Это явление связано с превышением скорости фильтрации вытесняющего агента над скоростью фильтрации вытесняемой нефти [1]. Разность скоростей движения возникает как за счет неоднородности пористой среды, так и за счет высокой скорости вытесняющего агента. Известно, что скорость фильтрации флюидов в призабойной зоне нагнетательных скважин в 10-15 раз выше скорости фильтрации в пласте. Поэтому обеспечить устойчивость фронта вытеснения нефти газом в непосредственной близости от ствола нагнетательной скважины невозможно. «Вязкие пальцы» (языки прорыва газа) начинают образовываться уже в призабойной зоне нагнетательных скважин и развиваться по мере движения по пласту. Поэтому для предотвращения преждевременного прорыва газа в источнике [2] рекомендуется начинать нагнетание газа с оторочек небольших объемов с постепенным их увеличением.

Эффективность вытеснения, а следовательно, и уменьшение влияния «вязких пальцев» тем выше, чем больше степень растворения газа в вытесняемой нефти. Результаты изучения вытеснения нефти газом на керновых моделях показали [1], что максимальный коэффициент вытеснения, достигающий 0,98, получается при применении для вытеснения жирного газа (содержание метана в газе 32 %). В то же время для газа с содержанием метана 75 % коэффициент вытеснения снижается до 75 %, при значении коэффициента вытеснения по воде 0,64.

На коэффициент вытеснения нефти оказывает влияние, наряду с начальной водонасыщенностью и другими факторами, градиент давления [3]. Экспериментальные исследования вытеснения нефти на керновом материале с абсолютной проницаемостью в пределах 0,011-0,021 мкм² при градиенте давления около 0,5 МПа/м показали:

– при вытеснении нефти только углеводородным газом с содержанием метана 62 % коэффициент вытеснения составил 30 % после прокачки 6 поровых объемов газа и выхода из модели чистого газа;

– при последовательном вытеснении нефти газом – 5 поровых объемов газа, а затем 4 поровых объема воды – коэффициент вытеснения составил 64 %;

– при циклической закачке оторочек газ-вода с объемом циклов в размере 0,25 порового объема и суммарной прокачке вытесняющих агентов (газ-вода) около 7 поровых объемов коэффициент вытеснения составил 66,5 %;

– при циклической закачке газ-вода с объемом циклов (оторочек) в размере 0,1 порового объема и суммарной прокачке вытесняющих агентов (газ-вода) около 9 поровых объемов коэффициент вытеснения составил 97,2 %.

Наиболее эффективным является циклический процесс вытеснения с чередованием закачки газа и воды оторочками с объемом газ-вода в оторочках, равным 0,1 поровому объему.

Если при моделировании заводнения применяются дегазированные или изовязкозные модели нефтей, то при вытеснении нефти методом ВГВ это приводит к ошибке в определении коэффициента вытеснения [4]. Последнее связано с тем, что растворение закачиваемого газа в дегазированной нефти существенно изменяет ее физико-химические характеристики: плотность, вязкость и особенно объемный коэффициент, который может достигать 2 и более, что во столько же раз увеличивает в пласте объем нефти, насыщенной газом. Для оценки влияния перечисленных факторов на коэффициент вытеснения проведены исследования в одинаковых термобарических условиях на керне с близкими фильтрационными свойствами с насыщением керна дегазированной и рекомбинированной моделью нефти. Исследования показали, что при вытеснении нефти метаном для условий пласта ЮК₁₀ Талинской площади Красноленинского месторождения при использовании дегазированной нефти коэффициент вытеснения оказался на 6,5 % завышенным, по сравнению с экспериментами, в которых применялась рекомбинированная модель нефти. Это связано с большей растворимостью метана в дегазированной нефти. При исследовании довытеснения остаточной нефти [5] для условий пласта ЮК₁₀ Талинской площади Красноленинского месторождения после прорыва воды на моделях, воспроизводящих термобарические условия пласта, установлено, что эффект от применения водогазового воздействия метаном выше, чем от применения чисто газового воздействия для пластов как с низкой, так и высокой проницаемостью. Эффективность водогазового воздействия обусловлена более поздним началом прорыва газа и увеличением допрорывных объемов оторочек рабочих агентов относительно газового воздействия. В экспериментах размеры оторочек составляли 0,05 порового объема при соотношении объемов

метана и воды в оторочках 1:1. Получено увеличение коэффициента вытеснения нефти при ВГВ на 2-3 % по отношению к вытеснению газом.

Моделирование на гидродинамической модели довытеснения нефти путем закачки водогазовой смеси в нагнетательную скважину 10776 (пласт БВ₈₋₀ Самотлорского месторождения) в условиях весьма неоднородного пласта при условии, что перед закачкой водогазовой смеси соседние добывающие скважины (10813 и 10777) простаивали из-за предельной обводненности добываемой продукции, равной 90 %, показало следующее. Водогазовое воздействие позволит за 5 лет дополнительно добыть 49,8 тыс. т нефти и снизить обводненность добываемой продукции на участке водогазового воздействия на 10-20 % [6].

На основании обзора экспериментальных исследований, изложенных в литературных источниках, [7] показано, что коэффициент вытеснения нефти при несмешивающемся вытеснении достигает максимальных значений при водогазовом воздействии на пласт оторочками газ-вода. Максимальное его значение достигается в случае, когда размер оторочки каждого из агентов не превышает 0,12 первоначально насыщенного нефтью порового пространства. В условиях несмешивающегося вытеснения вода осуществляет пропитку мелких, а газ – дренирование крупных пор, благодаря чему осуществляется прирост коэффициента вытеснения. При этом нефть движется в виде включений между двумя вытесняющими агентами.

В работе [8] показано, что пористая среда является эффективным диспергатором для получения водогазовой смеси (ВГС), т.е. при моделировании фильтрации в лабораторных условиях не требуется использовать специальные смесители для газа и воды. Фильтрация ВГС в пористых средах схожа с течением вязко-пластичных жидкостей, описываемых уравнением Шведова-Бингама. Фильтрационные сопротивления в пористой среде для водогазовой смеси в 2-3 раза выше, чем для воды. Основной причиной потери напора при фильтрации ВГС через высокопроницаемые среды являются затраты энергии на диспергирование газа в воде, что связано с увеличением поверхности раздела газ/жидкость.

По результатам лабораторных исследований на керне [9] подтверждена высокая эффективность вытеснения нефти закачкой в пласт водогазовой смеси и циклического ВГВ. Прирост коэффициента вытеснения составляет, по сравнению с вытеснением водой, от 0,17 для терригенного, до 0,22 для карбонатного пласта. При расчете эффективности вытеснения водогазовой смесью и циклической закачкой водогазовой смеси и воды на гидродинамической модели установлено, что за 10 лет прогнозный прирост добычи нефти составит 11,8-12,7 %. Изложены критерии выбора объектов для ВГВ с применением углеводородного газа и азота. Это следующие критерии: вязкость нефти менее 15 мПа*с; плотность нефти более 0,85; толщина пласта не более 10-15 м; наличие непроницаемой кровли; расчлененность коллектора предпочтительна, но не обязатель-

на; тип коллектора – поровый, кавернозно-поровый, не трещиноватый; текущая нефтенасыщенность более 30 %; наличие действующей системы ППД; нагнетаемая вода – пластовая минерализованная при закачке углеводородного газа; при закачке азота нет ограничений; потенциальная приемистость скважин – более 100-150 м³/сут; остаточные извлекаемые запасы на участке ВГВ более 1 млн т; наличие ресурсов компримированного газа (газовых шапок или газопровода) при закачке углеводородного газа; при закачке азота не требуется; низкий КИН при вытеснении водой.

Использование технологии ВГВ позволяет совместить основное преимущество воды, выражающееся в близости вязкостных характеристик воды и нефти, и достигаемый за счет этого значительный показатель коэффициента охвата вытеснением, и главное преимущество закачки газа, заключающееся в высоких отмывающих способностях последнего, за счет чего достигается высокий коэффициент вытеснения [10]. Результаты экспериментальных исследований на керне для условий турнейского яруса Алексеевского месторождения, вмещающего нефть с вязкостью 20 мПа/с показали: коэффициент вытеснения нефти водой составляет 0,515; после первичного заводнения, довытеснение нефти с применением ВГВ позволяет увеличить коэффициент вытеснения на 14,6-17,1 %, до 0,676, в качестве газа применялся попутно добываемый жирный газ с содержанием метана 44 %. Максимальный прирост коэффициента вытеснения нефти наблюдается при содержании газа в водогазовой смеси в пределах 30-40 %.

Проведенная серия экспериментов по исследованию вытеснения нефти водогазовыми смесями на различных моделях пластов, с содержанием газа в смесях в пределах 35-40 %, для условий пластов Шумовского месторождения позволяет сделать следующие выводы [11]: водогазовое воздействие эффективно при использовании его с начала разработки, коэффициент вытеснения увеличивается на 13-17 % по сравнению с заводнением; при использовании ВГВ на последней стадии заводнения прирост коэффициента вытеснения составляет 6-7 %.

Выполненный анализ [12] эффективности водогазового воздействия на пласт с целью ПНП на Битковском месторождении в низкопроницаемых менилитовых отложениях, при закачке в нагнетательные скважины как водогазовой смеси с содержанием газа 25-30 %, так и попеременно оторочек воды и газа показал, что за счет внедрения ВГВ дополнительная добыча нефти составила 750 тыс. т. За счет ВГВ коэффициент извлечения нефти был увеличен на 4 % по сравнению с вытеснением нефти газом (газовой репрессией).

При водогазовом воздействии объемы отдельных оторочек воды и газа не должны превышать 0,1 порового объема [13]. По данной схеме выполнены работы по водогазовому воздействию на Журавлевско-Степановском месторождении, что позволило увеличить добычу нефти в течение года на 15,7 %. ОПР по ВГВ в течение 9 месяцев на Советском

месторождении позволил дополнительно добыть 4,0 тыс. т нефти. Аналогичный эксперимент в течение 6 месяцев на Вахском месторождении позволил дополнительно получить 4,7 тыс. т нефти.

В работе [14] приведен обзор промышленного опыта по водогазовому воздействию на пласт в СССР и России. Показано, что в различных проектах за счет применения ВГВ достигалось увеличение КИН от 4 до 20-30 %. В то же время отмечено, что ни один из их проектов нельзя назвать успешным, так как ни в одном из них в полной мере не реализованы технологические решения. Последнее связано с тем, что ни в одном проекте в полной мере не были решены технические и технологические проблемы. Основные технологические проблемы связаны со следующим: закачка газа начиналась с отставанием от сроков, определенных в технологической схеме разработки; неудовлетворительное состояние водогазонагнетательных скважин; по всем объектам воздействия отмечены перетоки газа; зафиксированы нарушения проектной технологии (превышены объемы оторочек газа); давление нагнетания газа на устье нагнетательных скважин не достигало проектных значений, не обеспечивались проектные суточные объемы закачки, что приводило к ухудшению режима вытеснения нефти.

Технические проблемы обусловлены: ненадежной конструкцией водогазонагнетательных скважин; некачественными трубами на газопроводах; отсутствием качественной запорной арматуры на высокие давления; некачественным изготовлением газораспределительных батарей; некачественной аппаратурой по замеру высоких дебитов скважин и газового фактора продукции скважин.

Технологический эффект в виде прироста КИН зависит от средней проницаемости пласта и максимальный (более 10 %) для пластов со средней проницаемостью, в пределах 0,05-0,1 мкм² [14].

Эксперименты на модели пласта показали, что ВГВ при вытеснении высоковязких нефтей мелкодисперсной смесью воды и азота (не углеводородного газа) при добавлении ПАВ эффективнее по сравнению с заводнением и вытеснением нефти газом [15]. Область оптимального газосодержания водогазовой смеси (20-75 %) соответствует максимальному коэффициенту вытеснения для исследованной вязкой нефти (46-48 %). Увеличение КИН составляет 12-15 %.

Исследования, проведенные авторами работы [16] позволили установить, что для пласта АС₁₁ Приобского месторождения, имеющего проницаемость 0,002-0,012 мкм², коэффициент вытеснения нефти попутно добываемым газом с содержанием метана 67 % составляет 0,60, что на 9,6 % больше, чем при обычном заводнении. Независимо от технологии закачки агентов (последовательная или попеременная), ВГВ с использованием того же газа увеличивает коэффициент вытеснения на 25,3-32,7 % на любой стадии заводнения. Объемы оторочек газа и воды составляли по 0,048 объема порового пространства. Прирост коэффициента вытес-

нения является функцией нефтенасыщенности пласта на момент начала воздействия. Максимальные приросты получены в опытах с начальной нефтенасыщенностью, что свидетельствует о наибольшей перспективности применения ВГВ с начала разработки на еще не разбуренных участках Приобского месторождения.

Для реализации проектов по закачке углеводородных газов благоприятны следующие условия [17]: низкий коэффициент вытеснения при заводнении; недонасыщенность нефти растворенным газом ($R_{нас} < (0,25-0,5) R_{пл}$); наличие мощных непроницаемых покрышек над нефтеносным пластом; достаточный ресурс углеводородного газа; балансовые запасы нефти на пилотном участке не менее 5 млн т; площадная (рядная) система разработки залежи по самостоятельной сетке скважин; высокое пластовое давление (улучшает условия смешивания газа с нефтью); неоднородность и расчлененность пласта; пластовая температура (с ростом температуры коэффициент вытеснения увеличивается из-за увеличения обогащения нефти газом); при совместной закачке воды и газа температура в зоне смешения должна быть выше равновесной температуры гидратообразования.

В горизонтально залегающих пластах эффективность газовых методов воздействия повышается с уменьшением нефтенасыщенной толщины, что позволяет предотвратить гравитационное разделение и стабилизировать фронт вытеснения.

Для низкопроницаемых (менее $0,05 \text{ мкм}^2$) и сравнительно однородных коллекторов необходимо применять последовательную закачку значительных по объему порций газа и воды [17]. Для относительно проницаемых пластов ($0,05-0,4 \text{ мкм}^2$) следует использовать чередующуюся закачку небольших объемов рабочего агента (5-10 % начального нефтенасыщенного порового объема). Совместная закачка газа и воды ввиду значительного сопротивления при трехфазной фильтрации в пласте требует подбора объектов высокой проницаемости. Размер чередующихся оторочек вытесняющих агентов регулирует фильтрационное сопротивление в пласте: с уменьшением их размера последнее увеличивается из-за капиллярных барьеров на границе газ-вода.

Ряд повышения эффективности методов газового (водогазового) воздействия (по приросту коэффициента вытеснения) имеет следующую последовательность [17]: ГВ сухой газ – ГВ обогащенный газ – ВГВ-п сухой газ – ВГВ-ч сухой газ – ВГВ-с сухой газ – ВГВ-п обогащенный газ – ВГВ-ч обогащенный газ – ВГВ-с обогащенный газ – ГВ или ВГВ ШФЛУ – вертикальное вытеснение ГВ, ВГВ сверху вниз. (Обозначения: с – совместная, п – последовательная, ч – чередующаяся закачка).

На Самотлорском месторождении ОНР по ВГВ проводились на пластах БВ₁₀, БВ₈, АВ₂₋₃, АВ₁₋₃, АВ₁₋₁ [18] по технологиям последовательной и попеременной закачки газа и воды объемом 0,03-0,05 порового объема. Дополнительная добыча нефти получена в объеме 1,5 млн т. В результате

изучения опыта реализации ОПР ВГВ на ряде месторождений авторы [18] пришли к заключению:

- при внедрении технологии ВГВ всегда происходит снижение обводненности продукции скважин;
- при совместной закачке воды и газа газовый фактор добывающих скважин увеличивается в меньшей степени по сравнению с попеременной закачкой;
- вытеснение нефти водогазовой смесью эффективно как при давлении выше давления насыщения нефти в пластовых условиях, так и ниже этой величины;
- основной технологической проблемой является гидратообразование в газовых линиях и стволе нагнетательной скважины;
- совместная закачка воды и газа предпочтительнее по сравнению с поочередной закачкой, поскольку не требует специальной конструкции нагнетательных скважин и ориентирована на использование компрессоров, развивающих меньшее давление, и других технических средств типа струйных насосов-компрессоров;
- технологическая схема совместной закачки водогазовой смеси может быть интегрирована с уже существующей системой нагнетания воды в пласт.

На основе проведенных лабораторных исследований [19] установлено: совместная и последовательная закачка газа и воды в известняки турнея способствует приросту коэффициента вытеснения на 11-15 % на любой стадии их заводнения.

В [20, 21] для выбора объектов под ВГВ рассматриваются следующие критерии:

Глубина залегания пласта и пластовое давление. Глубина залегания пласта связана с пластовым давлением, которое для успешного проведения процесса закачки газа должно составлять более 15-18 МПа, а глубина, соответственно, более 1500-1800 м.

Вязкость нефти. Применение процесса более предпочтительно для легких нефтей, характеризующихся в пластовых условиях вязкостью менее 10 мПа*с с содержанием асфальто-смолистых веществ в пределах до 10-15 %, недонасыщенностью растворенным газом и низким давлением насыщения, на 25-40 % ниже начального пластового.

Пластовая температура. Пластовая температура оказывает различное влияние на процесс в разных температурных диапазонах. В диапазоне температур от 50 до 80°С нефть обогащается легкими компонентами в результате растворения в ней газовой фазы, в диапазоне от 70 до 90°С преимущественно имеет место испарение легких компонентов нефти в газовую фазу.

Толщина пласта. Толщина пласта в случае применения закачки газа в пологих залежах может колебаться в весьма широких пределах – от 2 до 20 м.

Неоднородность коллектора. Неоднородность коллектора играет существенную роль в случае реализации процесса закачки газа в чистом виде. Газ фильтруется преимущественно по высокопроницаемым пропласткам, низкопроницаемые пропластки при этом остаются неохваченными воздействием. Применение водогазового воздействия в значительной степени устраняет этот недостаток.

Проницаемость коллектора. В чистом виде (закачка газа) процесс наиболее эффективен для малопроницаемых пластов, проницаемость которых изменяется в пределах от 5 до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм². Для водогазового воздействия рекомендуются пласты с проницаемостью $(50-800) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Наличие непроницаемой покрышки. Необходимо для предотвращения перетока газа в другие горизонты.

Наличие водонефтяной зоны. Нефтяные залежи, подстилаемые водой или имеющие обширные водонефтяные зоны, благоприятны для применения закачки газа, поскольку сегрегация газа в верхнюю часть пласта улучшает процесс извлечения нефти.

Величина запасов нефти в залежи. Запасы нефти должны быть достаточными для получения дополнительной нефти в результате внедрения метода в количествах, обеспечивающих рентабельность его применения.

Разбуривание и разработка залежи должны осуществляться самостоятельной сеткой скважин, особенно нагнетательных.

Метод ВГВ предпочтительнее применять на ранней стадии разработки.

Ресурсы газа. При выборе объектов необходимо учитывать наличие доступных дешевых источников газа и ШФЛУ.

Требования к конструкции скважин. Как показывает промысловый опыт, эксплуатация добывающих скважин при газовом/водогазовом воздействии осложнена высокими газовыми факторами (до 1500-2000 м³) и высоким давлением на устье (до 14 МПа), поэтому к последним предъявляются повышенные требования по герметичности и по давлению на устье.

В результате выполненных экспериментальных исследований на керновых моделях [22] установлено следующее:

1) Подтверждена эффективность метода довытеснения остаточной после заводнения нефти методом водогазового воздействия для условий терригенных высокотемпературных пластов, насыщенных парафинистыми нефтями (количество парафинов более 30 %, пластовая температура 110-130°C).

2) Вытеснение оторочками воды и метана при соотношении их 1:1 и объемах оторочек, составляющих 10 % от объема порового пространства, позволяют увеличить коэффициент вытеснения от 0,484-0,512 (при вытеснении водой) до 0,778-0,789 (при довытеснении оторочками).

3) Довытеснение водогазовой смесью (20 % жирного газа в водогазовой смеси в пластовых условиях) дает возможность увеличить коэффициент вытеснения до 0,759-0,910.

4) В случае совместной закачки воды и газа вытеснение идет более равномерно без крупных прорывов газа. Достигаются более высокие значения коэффициента вытеснения нефти (в среднем на 0,04-0,06 д. ед. по сравнению с вытеснением оторочками).

Для условий нефтяных залежей с высокоминерализованной пластовой водой (350 г/л) подобраны ПАВ (Нефтенол К марки СК и СНПХ 4802) для применения в технологиях ВГВ [23]. Установлено, что в условиях высокой минерализации пластовой и закачиваемой вод, процесс довытеснения остаточной нефти из модели заводненного пласта путем поочередной закачки оторочек газа и воды с применением ПАВ Нефтенол К с массовым содержанием 0,1 % позволяет существенно увеличить коэффициент вытеснения нефти. Прирост коэффициента вытеснения составил 0,321 д. ед. при прокачке оторочек газа и воды в количестве 2,59 объема пор составной керновой колонки. Добавление ПАВ позволяет не допустить преждевременного прорыва газа к добывающим скважинам по сравнению с закачкой оторочек без использования ПАВ. Довытеснение остаточной нефти путем совместной закачки воды и газа в присутствии ПАВ СНПХ 4802 позволяет увеличить коэффициент вытеснения на 0,353 д. ед. при прокачке 4,97 поровых объемов модели.

Подводя итог, следует отметить, что при планировании газового или ВГВ необходимо учитывать геолого-физические особенности пластов, состав применяемого газа, технические возможности скважин и обустройство объектов. При планировании ПНП с применением газа стоит отдавать предпочтение технологиям с закачкой водогазовых смесей с содержанием в них газа в пределах 30-40 % в пластовых условиях или чередующихся оторочек газа и воды с объемом каждой из оторочек в пределах 0,05-0,1 объема пор в пространстве пласта между зоной нагнетания и зоной отборов.

Следует учитывать, что ряд повышения эффективности методов газового (водогазового) воздействия (по приросту коэффициента вытеснения) выглядит следующим образом: ГВ сухой газ – ГВ обогащенный газ – ВГВ-п сухой газ – ВГВ-ч сухой газ – ВГВ-с сухой газ – ВГВ-п обогащенный газ – ВГВ-ч обогащенный газ – ВГВ-с обогащенный газ – ГВ, ВГВ ШФЛУ – вертикальное вытеснение ГВ, ВГВ. Азот в технологиях газового (водогазового) воздействия по механизму воздействия работает как сухой газ (метан). Для повышения эффективности вытеснения водогазовыми смесями при использовании азота и метана необходимо применение ПАВ.

Список литературы

1. Качественная оценка коэффициента охвата по латерали на основе анализа результатов фильтрационных исследований при вытеснении нефти газом и водой / И.С. Джафаров, В.А. Савельев, К.В. Стрижнев, В.В. Зацепин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 82-86.

2. Муравьев, В.М. Эксплуатация нефтяных скважин / В.М. Муравьев. – М. : Гостоптехиздат, 1947. – 260 с.
3. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.С. Рассохин и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 5. – С. 40-44.
4. Петраков, А.М. О достоверности экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти методами газового и водогазового воздействия / А.М. Петраков, Ю.А. Егоров, Т.Л. Ненартович // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 100-102.
5. Об эффективности газового и водогазового воздействия на обводненный пласт ЮК₁₀ Талинской площади Красноленинского нефтяного месторождения / А.М. Петраков, Ю.А. Егоров, Т.Л. Ненартович и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 90-93.
6. Особенности выработки запасов нефти из недонасыщенных нефтью коллекторов / Т.Г. Казакова, А.П. Титов, А.С. Кундин, М.В. Самойлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 62-68.
7. Зацепин, В.В. Обзор современного состояния экспериментальных исследований технологий водогазового воздействия с отдельной закачкой воды и газа / В.В. Зацепин, Р.А. Максудов // Нефтепромышленное дело. – 2009. – № 6. – С. 16-24.
8. Экспериментальное исследование механизма фильтрации водогазовых смесей / А.М. Полищук, В.Н. Хлебников, А.С. Мишин и др. // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 6. – С. 8-14.
9. Опыт применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Пермского края / Н.А. Лядова, А.В. Распопов, Л.Н. Мужикова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 92-95.
10. Алексеев, Д.Л. Повышение эффективности вытеснения нефти из неоднородных коллекторов нестационарным водогазовым воздействием / Д.Л. Алексеев, И.В. Владимиров, Р.В. Вафин // Интервал. – 2007. – № 2 (97). – С. 5-10.
11. Дроздов, А.Н. Водогазовое воздействие: исследование процесса вытеснения нефтей различной вязкости применительно к Шумовскому месторождению / А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров, В.П. Телков // Территория нефтегаз. – 2007. – № 4. – С. 56-61.
12. Зацепин, В.В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт / В.В. Зацепин // Нефтепромышленное дело. – 2007. – № 1. – С. 10-13.
13. Зацепин, В.В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт (продолжение) / В.В. Зацепин // Нефтепромышленное дело. – 2007. – № 2. – С. 9-15.
14. Зацепин, В.В. Современное состояние промышленного применения технологий водогазового воздействия / В.В. Зацепин, Р.А. Максудов // Нефтепромышленное дело. – 2009. – № 7. – С. 13-21.

15. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями / А.Н. Дроздов, В.П. Телков, Ю.А. Егоров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1. – С. 58-59.
16. Лабораторные исследования по оценке эффективности технологий газового и водогазового воздействия с использованием попутно добываемого газа для условий Приобского месторождения / А.К. Макатров, А.Г. Телин, Г.Н. Пияков, А.Г. Пасынков // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» Энергия развития. – 2006. – № 1. – С. 30-34.
17. Методические вопросы повышения нефтеотдачи пластов путем закачки углеводородного газа / А.Р. Латыпов, И.С. Афанасьев, В.П. Захаров, Т.А. Исмагилов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 28-31.
18. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт / А.А. Ваньков, Р.Г. Нургалеев, Ю.А. Червин, В.В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 3. – С. 10-13.
19. Пияков, Г. Физическое моделирование технологии водогазового воздействия в карбонатных коллекторах турнея на примере Петропавловского месторождения / Г. Пияков, А. Макатров, Р. Юсупов // НТЖ «Технологии ТЭК». – 2006. – № 5. – С. 52-56.
20. Методическое руководство по применению газовых и водогазовых методов воздействия на нефтяные пласты. – М. : Министерство нефтяной и газовой промышленности СССР, 1991. – 244 с.
21. РД 39Р-05753520-1125-94. Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты. – Томск : ТомскНИПИнефть, 1994. – 82 с.
22. Исследование эффективности вытеснения нефти методами водогазового воздействия для условий терригенных высокотемпературных пластов, содержащих парафинистые нефти / А.М. Петраков, Ю.А. Егоров, Т.Л. Ненартович и др. // Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти : сб. науч. тр. – Вып. 153. – М. : ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2015. – С. 65-79.
23. Экспериментальное исследование применение ПАВ в технологиях водогазового воздействия для условий месторождений с высокой минерализацией пластовых и закачиваемых вод / А.М. Петраков, Т.С. Рогова, С.В. Макарашин и др. // Исследования технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти : сб. науч. тр. – Вып. 154. – М. : АО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2016. – С. 69-91.