

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ В ЦЕЛЯХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Галиев Руслан Наилевич, ruslangaliev1@yandex.ru
Кемалов Руслан Алимович

Kazan Federal University, Kremliovskaya str, 18, 420008, Kazan, Russian Federation

Abstract: В результате повышения доли трудноизвлекаемых запасов нефти в общей структуре запасов нефти в России и мире, требуется применение новых, технологических решений в разработке нефтяных месторождений.

Разработка слабопроницаемых глинистых коллекторов требует особого внимания, так как при заводнении их пресными или же сточными водами не достигается должного эффекта. Данную проблему решили с помощью закачки в данные пласты подземных минерализованных вод системами ВСП-ППД и МСП-ППД.

В данной статье предложен литературный обзор применения пластовых минерализованных вод для ППД.

Keywords: поддержание пластового давления, подземные минерализованные воды, внутрискважинная перекачка

1. ВВЕДЕНИЕ

Возможность применения пластовых минерализованных вод с целью ППД заметили еще во 60-х годах прошлого века. На тот момент не было подходящего оборудования для внедрения данного метода ППД. На сегодняшний день существует множество компоновок оборудования для осуществления закачки пластовых вод в продуктивный пласт с целью ППД, а также дополнительным извлечением нефти.

2. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ В ЦЕЛЯХ ППД

Широкое развитие методов ППД путем нагнетания воды при разработке нефтяных месторождений заставило обратить внимание на такой внешний источник водоснабжения нефтяных промыслов, как подземные водоносные горизонты, содержащие минерализованные воды. Проведенные исследования и накопленный промысловый опыт показали, что коэффициент вытеснения нефти минерализованной водой на 3-10 % больше, чем при использовании пресной воды [1]. Нагнетание подземных вод в нефтяные пласты обеспечивает не только ППД, но и приводит к повышению нефтеотдачи. По качеству вода подземных источников не только не уступает пресным и нефтепромысловым сточным водам, но и имеет преимущества. При закачке высокоминерализованной воды в слабопроницаемые и глинистые коллекторы проницаемость их практически не снижается, так как в минерализованной воде глины разбухают значительно меньше чем в пресной. Подземные воды не требуют специальной подготовки перед закачкой в пласт.

Применение подземных минерализованных вод для поддержания пластового давления в 1965 году Опалев А.Ф. описал в своей книге [2], где проиллюстрированы различные схемы по закачке минерализованной воды в нефтеносные пласты, в частности схема внутрискважинной перекачки, и предложены схемы заводнения при использовании пластовых вод.

Эксперименты, проведенные с пластовыми водами Верхне - и Нижне-Шапшинского месторождения и моделью пласта, показали, что при контакте пород пластов Верхне-Шапшинского месторождения с менее минерализованными водами

проницаемость снижается. Наибольшее снижение наблюдается при контакте с пресной водой [3].

Применение подземных вод позволяет значительно упростить общепринятые схемы внешнего водоснабжения и закачки воды в нефтяные пласты. В результате сокращается время развития мощностей заводнения, быстро достигаются необходимые объемы закачки воды, создаются условия для высоких темпов добычи нефти.

К подземным водам нефтегазовых месторождений относятся воды, заполняющие в капельножидком состоянии пористые, трещиноватые и проницаемые горные породы, принимающие участие в строении нефтяного или газового месторождения и прилегающих участков земной коры.

По мнению профессора Гиматудинова Ш.К., в пластовых водах содержатся анионы и мыла нефтяных и жирных кислот [4].

По расположению в разрезе отложений относительно залежей нефти, все подземные воды разделяются на следующие группы:

- верхние воды в водоносных горизонтах, расположенных выше залежей;
 - краевые или контурные воды, заполняющие нефтеносные пласты, ниже ВНК (водонефтяного контакта);
 - промежуточные воды в линзах, пропластках внутри залежей;
 - подошвенные воды, подстилающие нефть в массивных залежах;
 - нижние воды в водоносных горизонтах, расположенные ниже залежей
- Верхние – воды, залегающие выше данного пласта, независимо от того, из какого вышележащего пласта они могут проникнуть в пласт. Нижними называют воды, залегающие ниже данного нефтяного/газового пласта, независимо от того, из какого нижележащего пласта они могут проникнуть в пласт. Смешанными называют воды, залегающие выше данного нефтяного/газового пласта и поступающие в пласт из нескольких водоносных пластов или из вышележающих и ниже залегающих водоносных пластов [5, 6, 7].

Все эти подземные воды используют для нагнетания в нефтяные пласты.

Использование подземных минерализованных вод наряду с нефтепромысловыми сточными водами в системе поддержания пластового давления нефтяных месторождений РТ позволит значительно сократить расход пресной воды, закачиваемой в нагнетательные скважины.

Особенно это актуально при разработке мелких нефтяных месторождений, рассредоточенных вдали друг от друга и от надежного поверхностного источника водоснабжения. Прокладка индивидуальных водоводов к каждому из них далеко не всегда целесообразна, а относительно небольшие требуемые объемы закачки в большинстве случаев могут быть обеспечены за счет подземной воды, добываемой из небольшого количества водозаборных скважин.

Для поддержания добычи нефти на достигнутом уровне на поздней стадии разработки в ОАО "Татнефть" требуется вовлечение в разработку запасов, сосредоточенных в глинистых коллекторах пашийского горизонта. Опыт использования высокоминерализованных вод терригенного девона в НГДУ "Альметьевнефть", "Азнакаевскнефть" показывает, что запасы этих коллекторов эффективнее разрабатываются закачкой пластовой воды. Опыты, проведенные в "ТатНИПИнефти" по совместимости вод, показывают, что для закачки эффективнее использовать подземные воды, принадлежащие к тому же водоносному комплексу, что и воды продуктивных отложений [8].

Работа по оценке пригодности пластовых вод или их смесей с поверхностными водами для закачки в продуктивные пласты включает следующие этапы:

- 1) определение физико-химических и технологических свойств пластовых и закачиваемых вод;
- 2) разработку математических моделей карбонатной, сульфатной и сульфидной совместимости исследуемых вод;

- 3) разработку математической модели определения степени влияния химических составов закачиваемых вод на набухаемость глинистой составляющей цемента породы;
- 4) определение норм качества воды для заводнения [9].

При изучении геохимического взаимодействия пластовых и нагнетаемых вод с трещиноватыми карбонатными коллекторами, было выявлено, что изменение минерализации и проницаемости должно существенно влиять на процесс разработки продуктивного объекта, что необходимо учитывать при проектировании и моделировании разработки месторождения.

В связи с уменьшением проницаемости вследствие растворения и разрушения острых стенок трещин под действием воды, минерализация которой снижается, для нагнетания предлагается использовать высокоминерализованную воду. Это позволит предотвратить смыкание трещин и сохранить преимущество нагнетательных скважин [10].

В проведенных в ПермНИПИнефти исследованиях влияния пластовых вод на вытеснение нефти, наблюдалось снижение поверхностного натяжения на границе нефти с пластовой водой с одновременным уменьшением размера капли нефти в пластовой воде в 2,4-2,9 раза по сравнению с пресной водой.

Таким образом, изменение коэффициентов вытеснения нефти пластовыми водами по сравнению с пресными обусловлено более высокими отмывающими способностями пластовых вод, минерализацией, выравниванием фронта вытеснения при снижении разности вязкостей нефти и вытесняющей воды [11].

Анализ динамики изменения проницаемости и остаточной нефтенасыщенности моделей высокопроницаемых и низкопроницаемых пород-коллекторов пластов Ю1-4 Уренского и Усть-Тегусского месторождений (Западная Сибирь) при закачке подтоварной воды показывает, что прокачка подтоварной воды в низкопроницаемых коллекторах юрских отложений не снижает проницаемость пород. Более того, в высокопроницаемых коллекторах за счет эффективного доотмыва нефти проницаемость увеличивается на 34% [12].

Рядом ученых были проведены исследования по влиянию пластовых вод на смачиваемость продуктивных пород. Оказалось, что увеличение минерализации пластовой воды способствует монотонному снижению смачиваемости водой и росту гидрофобности поверхности продуктивной породы. Для анализа для каждого из 74 объектов 55 месторождений Пермского края рассчитывались средний по 5-20 анализам показатель смачиваемости и средняя по 4-10 достоверным пробам воды минерализация [13].

В каждом конкретном случае выбор водоносного эксплуатационного объекта для самостоятельной добычи подземной воды в районе нефтяного месторождения базируется на комплексном изучении геологического строения и гидрогеологических условий водоносных горизонтов, результатов их испытаний на приток, оценке эксплуатационных запасов, проектной потребности в воде для закачки и технико-экономическом анализе.

В разрезе палеозойских и более древних отложений Татарстана выделяются снизу вверх три гидродинамические зоны: хлоридных, сульфатных и гидрокарбонатных вод. Зона хлоридных вод занимает наибольшую толщину, охватывает водоносные комплексы, приуроченные к архейско-протерозойским породам, рифейско-вендским, девонским и каменноугольным отложениям [14].

Источник водоснабжения выбирается в зависимости от запасов воды и ее физико-химических свойств, влияющих на эффективность процесса заводнения пластов. Физико-химические свойства воды, используемой в качестве рабочего агента при заводнении пластов, существенно влияют на процессы вытеснения и вымывания нефти из порового пространства нефтенасыщенных пород и на конечную нефтеотдачу. Установлено, что разница в величине нефтеотдачи одной и той же породы при

вытеснении нефти водами различного состава с большим диапазоном скоростей перемещения водонефтяного контакта достигает 10-15 %, а иногда и более [1].

С использованием вод подземных источников изменились подходы к проектированию разработки нефтяных месторождений. Особенно это отразилось при разработке мелких месторождений, удаленных от существующих водозаборов. Появились новые технологические схемы заводнения пластов с использованием технологий межскважинной перекачки и внутрискважинного перепуска воды из водоносного горизонта в нефтеносный пласт.

Сущность системы МСП заключается в поддержании пластового давления в продуктивных пластах путем закачки высокоминерализованных подземных вод из добывающих (водозаборных) скважин в нагнетательные скважины. В сравнении с централизованной системой поддержания пластового давления (ППД) применение системы МСП позволяет снизить материалоемкость и громоздкость системы ППД, уменьшить время на сооружение объектов ППД и сократить капитальные затраты, повысить мобильность и управляемость системы ППД, упростить регулирование давления и объемов по объектам закачки.

В ОАО «Татнефть» закачка воды в системе МСП используется в основном по следующим схемам:

- из водозаборной скважины в одну или несколько нагнетательных скважин, находящихся в непосредственной близости от водозаборной скважины и имеющих небольшие отличия по приемистости («прямая закачка»);

- из водозаборной скважины в одну или несколько нагнетательных скважин, с подпором индивидуальным насосом на приемной линии «критической» нагнетательной скважины, удаленной от водозаборной скважины или имеющей низкую приемистость;

- из нескольких водозаборных скважин, находящихся в непосредственной близости друг от друга, в нагнетательные скважины с небольшими отличиями по приемистости.

Установка для внутрискважинной перекачки подземных вод (УВСП) позволяет в отсутствие или большом удалении системы ППД организовать поддержание пластового давления на небольших площадях. Позволяет сэкономить на бурении скважины, в установке наземного насосного оборудования, на наземных коммуникациях. Обеспечивает перекачку пластовой воды из водоносного пласта в разрабатываемый нефтеносный пласт.

Установка УВСП изготавливается в трёх исполнениях:

- однолифтовая УВСП - для внутрискважинной перекачки подземных вод из нижнего пласта в верхний;

- двухлифтовая УВСП - для внутрискважинной перекачки подземных вод из нижнего пласта в верхний;

- однолифтовая УВСП - для внутрискважинной перекачки подземных вод из верхнего пласта в нижний [15].

Впервые в промышленных масштабах для ППД подземные воды были использованы в 1947 году на Туймазинском месторождении, где разработка пластов ДІ и ДІІ началась без поддержания пластового давления. Естественные и искусственные перетоки пластовых вод в залежи башкирского яруса (пласт А5) в промышленных объемах впервые были освоены в 1955 году на Покровском месторождении Самарской области. На нефтепромыслах Татарстана с 1973 года для заводнения нефтяных залежей использовались воды сакмаро-артинских отложений нижней перми. Закачка подземных вод на Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения осуществлялась по схеме МСП с дожимными насосными установками, размещенными на КНС. Вода подавалась с артезианского водозабора по магистральному водоводу протяженностью 25 км. С 1986 года на объектах НГДУ "Азнакаевнефть" было начато промышленное внедрение систем МСП-ППД. Наибольшее промышленное применение подземные воды получили

для заводнения нефтяных месторождений Западной Сибири. Впервые подземную воду начали закачивать на Усть-Балыкском месторождении с 1966 года [1].

В книге Максимова В.П. [17] приведены различные схемы установок ВСП, такие как естественный переток из вышележащего водоносного пласта в нижележащий нефтяной, принудительный перепуск воды с подъемом на поверхность и без подъема. Также перечислены схемы с подъемом воды различными типами насосных установок.

По системе с МСП на объектах разработки НГДУ "Альметьевнефть" работает 259 нагнетательных скважин. В целом разрабатываемые на участках с МСП коллекторы характеризуются повышенной глинистостью и обеспечивают более 19 % общей добычи по НГДУ. Наиболее широко (97 нагнетательных скважин) данный метод применяется на Березовской площади Ромашкинского месторождения, где с его помощью обеспечивается до 39% общей добычи по площади, в том числе более 85% на 3 блоке Березовской площади.

Следующей по объемам применения метода является Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения, где сформированы 22 участка, на которых пластовая вода закачивается в 99 нагнетательных скважин, что обеспечивает 32% всей добычи по площади. По реагирующим добывающим скважинам в среднем пластовое давление увеличилось от 12,9 до 14,4 МПа, это позволило оптимизировать работу и дополнительно добыть за 1998-2011 гг. более 210 тыс. т нефти [18].

Наиболее развита система закачки пластовых минерализованных вод на 3 блоке Березовской площади НГДУ "Альметьевнефть". На данном объекте разработки были автоматизированы все скважины, что позволило геолого-технологическим службам НГДУ выявить потенциальные проблемы на раннем этапе их возникновения и более оперативно предпринять соответствующие корректирующие действия. В целом по нагнетательному фонду скважин установленный постоянный контроль объемов и давлений закачки позволил уточнить эти объемы. Были отдельно выделены скважины, по которым объемы закачки оказались значительно выше или ниже ранее имеющихся, определенным по одиночным замерам [19].

В целом блок характеризуется, по сравнению с соседними блоками, низкой выработанностью, со значительным увеличением добычи за последние 15 лет за счет расширения и оптимизации системы МСП, а в последние годы активного применения ГРП [20].

Так же известно применение УСШН для МСП. Применение УСШН при высоком устьевом давлении с дожимным насосом обеспечивает:

- 1) уменьшение типоразмера штанг и устранение необходимости применения мало распространенных штанг условным диаметром 29 мм;
- 2) уменьшение глубины погружения скважинного насоса под уровень жидкости в скважине;
- 3) увеличение производительности УСШН при МСП;
- 4) существенное расширение области применения УСШН по высоте подъема жидкости [21].

С применением новых технологий нефтедобычи изменились и подходы к проектированию разработки нефтяных промыслов.

В НГДУ "Джалильнефть", одного из структурных подразделений Татнефти, успешно используются трубные делители фаз (ТДФ).

Их внедрение и эксплуатация позволяет увеличить эффективность и расширить диапазон применимости технологии межскважинной перекачки.

Применение трубных делителей фаз сокращает объемы транспортировки попутно-добываемой воды на её пути к установкам предварительного сброса воды.

Такая технология исключает потери количества добываемой нефти.

Рентабельность фонда добывающих скважин при этом значительно повышается.

Во многом за счёт того, что технология даёт возможность использовать для закачки попутно-добываемую воду [22].

В НГДУ «Прикамнефть» в 2006 году были разработаны соответствующие мероприятия, переводом закачки на систему МСП. В течение трех лет они были реализованы на шести месторождениях. К концу 2009 года количество участков, разрабатываемых с применением технологии МСП, достигло 20-ти, а количество нагнетательных скважин, задействованных для закачки пластовой минерализованной воды уже составляет 12% от эксплуатационного фонда нагнетательных скважин. Все 100% участков МСП организованы по классической схеме, скважина в скважину, без применения дополнительного дожима перекачиваемой жидкости промежуточными насосными установками, что однозначно оптимизирует энергопотребление. Все водозаборные скважины – доноры оборудованы станциями управления ЭЦН «РУМБ» с выводом информации контроля параметров работы скважин в ТМ ППД и частично в АСУ ТП «ПроТок», 100% скважин контролируется в плане энергопотребления. Так же реализован контроль над скважинами нагнетательного фонда, здесь расход закачиваемой жидкости и давление на устье контролируется с помощью КИПиА, параметры выводятся в ТМ ППД и в АСУ ТП «ПроТок» [23].

Опыт внедрения ВСП имеет ОАО "Самаранефтегаз". В рамках проекта были испытаны две скважины без кожуха. В целом, испытание установки по внутрискважинной перекачке их нижележащих горизонтов показали свою эффективность. Накопленная добыча нефти при плане 4000 т. составила порядка 6000 т. Процент достижения ключевых показателей эффективности составил 190 %. Нарботка оборудования составляет 237 и 198 суток. По результатам было принято решение по тиражированию данной технологии в течение ближайших лет [24, стр.80].

Для МСП применяются в основном УЭЦН. Однако они неэкономичны и потребляют большое количество электроэнергии. Как показывает практика ОАО "Татнефть", применение УСШН с длинноходовыми цепными приводами взамен УЭЦН обеспечивает более чем двукратную экономию электроэнергии. Однако применение УСШН для МСП имеет свои особенности и может быть эффективным только при грамотном применении оборудования в пределах области, определенной, на основании соответствующих расчетов с учетом условий откачки и характеристик перекачиваемой среды [25].

Ибрагимов Н.Г. [26] описывает компоновку для ВСП с применением ШГН. Он утверждает, что с использованием такой компоновки повышается эффективность внутрискважинной перекачки воды из нижележащего водоносного в вышележащий нефтеносный пласт за счет упрощения ее конструкции и обеспечения возможности исследования работы глубинного насоса и пластов.

Разработанные компоновки НПФ «Пакер» для ВСП позволяют: производить перекачку как с нижнего пласта в верхний, так и с верхнего пласта в нижний; защитить эксплуатационную колонну от воздействия закачиваемой жидкости; минимизировать число СПО при внедрении оборудования.

В состав КПО входит пакер с кабельным вводом П-ЭГМ, клапан закачки управляемый КЗУЭ и муфта разъемная гидравлическая МРГ.

Данная технология применяется в случаях, когда для обустройства системы ППД необходимы значительные капитальные затраты. В частности, компоновка была внедрена на скважине со следующими параметрами: ЭЦН-80-1700, Qж – 114 м3/сут. при устьевом давлении 35 атм. Из расчета на 15 лет чистый дисконтированный доход составляет 40 млн. руб., срок окупаемости – менее года, индекс доходности – 1,6 [27].

Для контроля режимов работы скважин, работающих по схемам МСП и ВСП, и контроля над объемами перекачиваемой жидкости измерение расхода должно осуществляться:

- в минимальном объеме - с помощью переносного расходомера;

- в максимальном объеме - с помощью переносного расходомера совместно со средствами автоматизации и дистанционной передачи данных на диспетчерский пункт [28].

Также, актуальна тема постоянного мониторинга скважин, оборудованных системой ВСП. В компании "АлойлСервис" разработана компоновка ГНО для скважин оборудованных установками внутрискважинной перекачки (ВСП) с применением системы постоянного мониторинга СПМ.АС. Данная компоновка позволяет, помимо основных своих функций, осуществлять в реальном времени мониторинг давления, температуры и условной обводненности в скважинах. Также позволяет управлять работой глубинных датчиков, визуализировать текущие значения, хранить архивы в энергонезависимой памяти. Система совместима с сетями обмена данных по протоколу ModBus-RTU, позволяющему передавать данные по системе телеметрии [29].

Оптимальные давления нагнетания и отбора зависят от особенностей строения пластов. Опыт разработки показал, что для выработки большей части пластов горизонтов Д1 и Д0 Ромашкинского месторождения достаточно давления нагнетания 10-15 МПа, а для освоения слабопроницаемых пластов - до 20 МПа. Для выработки слабопроницаемых и глинистых коллекторов целесообразнее закачивать пластовую воду высокой минерализации (200-250 г/л), сточную воду минерализацией 60-100 г/л или облагороженную воду при давлении 10-20 МПа [30].

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение данного раздела можно сделать вывод, что в нынешних условиях разработки нефтяных месторождений, увеличении доли ТИЗ, закачка пластовых минерализованных вод актуальна ныне, и в будущем. Следовательно, существующие на данный момент технологии в этой области будут совершенствоваться, и излагаться в литературе.

ССЫЛКИ

[1] Андреев, И.И. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды в системе поддержания пластового давления. [Текст] / Андреев И.И., Фадеев В.Г., Фаттахов Р.Б., Федотов Г.А. // – М: ОАО "ВНИИОЭНГ" – 2006 – 232 с.

[2] Опалев, А.Ф. Поддержание пластового давления с использованием естественной энергии напорных вод [Текст] / Опалев, А.Ф. // – М: Недрa – 1965 – 171 с.

[3] Машорин, В.А. Исследование влияния минерализации закачиваемых вод на проницаемость коллекторов Верхне-Шапшинского месторождения. [Текст] / Машорин В.А., Фоминых О.В. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №12, 2013, с. 120-121.

[4] Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / Гиматудинов Ш.К. // – М: Недрa – 1971 – 310 с.

[5] Зиновьева Н.Г. Классификация вод нефтяных и газовых месторождений по условиям залегания. [Текст] / Зиновьева Н.Г. / <http://bibliofond.ru/view.aspx?id=10114>

[6] Гаттенбергер, Ю.П. Использование подземных вод для заводнения нефтяных месторождений. [Текст] / Гаттенбергер Ю.П., Кулапин А.Я. // – М: ВНИИОЭНГ – 1986 – 44 с.

[7] Без автора. Воды месторождений нефти и газа. [Текст] / <http://www.neftus.com/uslovija-zaleganija-nefti-i-gaza/29-migracija-uglevodorodov-i-formirovanie-zalezhei/641-vody-mestorozhdenii-nefti-i-gaza.html>

[8] Administrator. Использование подземных вод палеозойских отложений для целей ППД. [Текст] / Administrator // <http://www.prokamni.ru/content/view/308/>

[9] Гришагин, А.В. Оценка пригодности пластовых вод или их смесей с поверхностными водами для заводнения продуктивных пластов. [Текст] / Гришагин А.В., Андреев В.И., Манасян А.Э., Губа А.С., Папухин С.П. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №11, 2013, с. 44-47.

[10] Попов, С.Н. Геохимическое взаимодействие пластовых и нагнетаемых вод с трещиноватыми карбонатными коллекторами. [Текст] / Попов С.Н. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №5, 2013, с. 76-78.

[11] Хижняк, Г.П. Эффективность вытеснения нефти пластовыми водами по данным лабораторных исследований керна. [Текст] / Хижняк Г.П., Распопов А.В., Ефимов А.А. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №10, 2011, с. 60-61.

[12] Прохоров, А.Ю. Влияние типа закачиваемой в пласт воды на нефтеотдачу объектов разработки юрских отложений (Урненское и Усть-Тегусское месторождения) [Текст] / Прохоров А.Ю, Курчиков А.Р., Митрофанов А.Д. и др. // Журнал "Нефтепромысловое дело" №9, 2010, с. 13-18.

[13] Злобин, А.А. Влияние состава пластовых вод на смачиваемость продуктивных пород. [Текст] / Злобин А.А. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №12, 2013, с. 117-119.

[14] Гареев, Р.М. Комплексное изучение и использование водных ресурсов на территории деятельности нефтедобывающих предприятий Татарстана. [Текст] / Гареев Р.М., Ибрагимов Р.Н., Мингазов М.Н. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №1, 2008, с. 32-35.

[15] Регламент по эксплуатации скважин в системах межскважинной перекачки и внутрискважинной перекачки при поддержании пластового давления.[Текст] / ТатНИПИнефть, Бугульма, 2011.-104 с.

[16] Федорова, А.Ф. Исследование совместимости пластовой воды Иреляхского газонефтяного месторождения с агентами поддержания пластового давления. [Текст] / Федорова А.Ф., Сафронов А.С., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №1, 2008, с. 82-85.

[17] Максимов, В.П. Использование глубинных вод для поддержания пластового давления в нефтяных залежах. [Текст] / Максимов В.П., Мусин М.Х., Толстиков Г.А., Фаин Ю.Б., Филановский В.Ю. // – М: Недра – 1971 – 189 с.

[18] Тазиев, М.З. Прошлое и настоящее в развитии технологии разработки объектов нефтедобычи НГДУ "Альметьевнефть".[Текст] / Тазиев М.З., Гумаров Н.Ф., Рахманов А.Р., Ганиев Б.Г.// Журнал "Нефтяное хозяйство" №7, 2012, с. 6-9.

[19] Гумаров, Н.Ф. О дальнейшем совершенствовании системы разработки на 3 блоке Березовской площади. [Текст] / Гумаров Н.Ф., Швыденко М.В., Ганиев Б.Г., Закиев Б.Ф. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №7, 2012, с. 10-13.

[20] Тазиев, М.З. О ходе совершенствования процессов нефтеизвлечения на 3 блоке Березовской площади.[Текст] / Тазиев М.З., Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г.// Журнал "Георесурсы" №3, 2012, с. 22-27.

[21] Валовский, В.М. Расширение области применения установок скважинных штанговых насосов для межскважинной перекачки пластовой воды. [Текст] / Валовский В.М. // Журнал "Нефтяное хозяйство" №4, 2013, с. 112-115.

[22] Neftegaz.RU. Татнефть: использование межскважинной перекачки увеличивает нефтеотдачу втрое. [Текст] // Neftegaz.RU /<http://neftegaz.ru/news/view/102959>

[23] Без автора. Внедрение новых технологий для целей поддержания пластового давления [Текст] / <http://ngdu.tatneft.ru/prikamneft/deyatelnost/proizvodstvennaya-deyatelnost/podderzhanie-plastovogo-davleniya?lang=ru>

[24] Амиров, А. Внутрискважинная перекачка пластовых вод.[Текст] / Амиров А., Ардалин А., Тимашев Э.// Журнал "Нефтегазовая вертикаль" №11, 2011, с. 80-82.

[25] Валовский, В.М. Области применения установок скважинных штанговых насосов с цепными приводами при межскважинной перекачке пластовой воды [Текст] / Валовский В.М., Валовский К.В.// Журнал "Нефтепромысловое дело" №5, 2009, с. 40-47.

[26] Ибрагимов, Н.Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана. [Текст] / Ибрагимов Н.Г. // – М: ООО "Недра - Бизнесцентр" – 2005 – 316 с.

[27] Шамилов Ф.Т. Компонировка для внутрискважинной перекачки. [Текст] / Шамилов Ф.Т // <http://npf-paker.ru/article/technologies/7843.html>

[28] Фаттахов, Р.Б. Методы и средства расхода и давления в системах межскважинной и внутрискважинной перекачки для поддержания пластового давления [Текст] / Фаттахов Р.Б., Андреев И.И., Соболев С.А., Степанов В.Ф.// Журнал "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности" №1, 2007, с. 2-10.

[29] Без автора. Компонировка ГНО для скважин оборудованных установками внутрискважинной перекачки (ВСП) с применением системы постоянного мониторинга СПМ.АС. [Текст] /<http://aloilservis.ru/technology/technology2/tehnology-vsp.html>

[30] Абдулмазитов, Р.Г. Эффективность разработки месторождений ОАО "Татнефть" при нестационарном заводнении. [Текст] / Абдулмазитов Р.Г., Султанов А.С., Евдокимов А.М.// Журнал "Нефтяное хозяйство" №7, 2008, с. 58-59.