

**ИЗВЕСТИЯ
ВЫСШИХ
УЧЕБНЫХ
ЗАВЕДЕНИЙ**



2/2015

НЕФТЬ И ГАЗ

ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

логий в газодобывающей отрасли // Обз. информ. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 112 с.

4. Кряквин Д. А., Кустышев А. В., Рахимов Н. В., Хозяинов В. Н., Шаталов Д. В. Оценка успешности колтюбинговых технологий при ремонте скважин на Уренгойском месторождении // Время колтюбинга. – 2007. – № 3. – С. 43-45.

5. Листак М. В., Попова Ж. С., Зозуля Е. К., Норицина Н. С., Гейхман М. Г., Кустышев А. В. Комплексный подход к ремонту газовых скважин с помощью колтюбинговых технологий // Известия вузов. Нефть и газ. – 2007. – № 6. – С. 13-18.

6. Зозуля Г. П., Гейхман М. Г., Кустышев А. В., Чижова Т. И., Романов В. К., Бурдин К. В. Перспективы применения колтюбинговых технологий при капитальном ремонте скважин // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2001. – № 6. – С. 55-59.

7. Шенбергер В. М., Зозуля Г. П., Гейхман М. Г., Матиешин И. С., Кустышев А. В. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 594 с.

8. Gore Kemp. Oilwell Fishing Operation: Tools and Techniques. – Gulf Publishing Company Book Division, Houston, London, Paris, Tokyo // Kemp Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология: Пер. с англ. / Пер. Г. П. Шульженко. – М.: Недра, 1990. – 96 с.

9. Справочная книга по аварийно-восстановительным работам в нефтяных и газовых скважинах / А. В. Кустышев, Ю. В. Ваганов, Г. П. Зозуля, В. В. Дмитрук, С. К. Ахедсафин, И. А. Кустышев / Под ред. Г. П. Зозули. – Тюмень: Вектор Бук, 2011. – 464 с.

10. Кустышев А. В. Опыт и возможности колтюбинговых технологий при ремонте скважин на месторождениях Крайнего Севера // Время колтюбинга. – 2008. – № 1. – С. 28-31.

11. Булатов А. И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: справочное пособие. – Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.

12. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Сер. 08. Вып. 19. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.

Сведения об авторах

Вазанов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Листак Марина Валерьевна, аспирант, ассистент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Калимулина Мэрген Январовна, специалист I категории кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vaganov Yu. V., Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University

Listak M. V., postgraduate, assistant of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University

Kalimulina M. Ya., category I specialist of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University

УДК 622.276

ОБЗОР РАЗРАБОТОК, СВЯЗАННЫХ С РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫМИ РАБОТАМИ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА **REVIEW OF DEVELOPMENT WORKS RELATED TO THE REPAIR-ISOLATING OPERATIONS IN WELLS IN THE OIL AND GAS FIELDS**

С. С. Демичев

S. S. Demichev

ООО НПФ «ГЕОТЕРМ», г. Тюмень

Ключевые слова: скважина; пласт; ремонтно-изоляционные работы; интервал перфорации; нефтенасыщенность; водонасыщенность; дебит скважины

Key words: well; bed; repair-isolating operations; perforation interval; oil saturation; well flow rate

Ремонтно-изоляционными работами (РИР) автор начал заниматься в конце 70-х годов прошлого столетия при открытии Муравленковского месторождения. Месторождение разбуривалось силами Аганской НГРЭ Главтюменьгеологии (г. Новооганск). Работы проводились на скважинах Р-215, Р-217, Р-219 цементными растворами на углеводородной основе. Результаты РИР показали низкую эффективность на залежах с подстилающими подошвенными водами. На этом же месторождении были опробованы органохлорсиланы (гипаны) и кубовые остатки — очень ядовитые вещества, с которыми трудно работать. Далее для производства ремонтно-изоляционных работ (РИР) нами стали использоваться модификаторы: 113-63, 113-65 с катализаторами ГКЖ-10 или ГКЖ-11. Однако эти химические реагенты неожиданно исчезли с рынка, и мы были вынуждены использовать этилсиликатные смолы ЭТС-16, ЭТС-18 и ЭТС-40. Послед-

широко применение во всех объединениях Главтюменьгеологии (проведено более 300 обработок) и многих других месторождениях и применялась до развала Советского Союза. Результаты применения этих разработок легли в основу кандидатской и докторской диссертаций на соискание ученых степеней кандидата и доктора геолого-минералогических наук профессора И. И. Клещенко [2, 3], нашли отражение в наших совместных статьях и монографиях [4–8].

У нефтяников в это время широко использовались разработки А. В. Маляренко на основе этилсиликатных смол его собственного производства — это продукт-119, продукт-119–204. Апогей их применения — кремнийорганические сшитые системы (КРОСС). Далее начали применяться водорастворимые тампонажные системы (ВТС-1, ВТС-2), неонсолсодержащие водорастворимые тампонажные системы (НВТС), прошедшие апробацию на Лянторском газонефтяном месторождении Сургутского нефтегазозоносного района. Здесь же применялись смолы: СФЖ-307 (смола фенольная жидкая), ТС-9, ТС-10 (смолы на алкирезиновой основе). Результаты их применения представлены в виде отчета СибНИИНПи легли в основу кандидатской диссертации И. И. Краснова [9], выполненной под руководством профессора А. П. Телкова.

На основе ЭТС-32 (этилсиликатная смола) была разработана изоляционная композиция АКОР-БН-100, которая в различных модификациях применялась на многих месторождениях СССР и РФ (Федоровском, Тарасовском, Комсомольском и других месторождениях Западной Сибири). Случаи неудачного использования этих разработок можно объяснить, с одной стороны, некорректной интерпретацией промыслово-геофизических материалов, а с другой, тем, что разработчики недостаточно корректно учитывали физико-химические процессы.

Геологами использование изоляционных композиций на основе ЭТС начато в Горноправдинской НГРЭ (главный геолог В. Б. Заволжский), на Нижнешапшинской площади Р-134, далее на Салымском и Петелинском месторождениях, затем в Сургуте, Уренгое, Тарко-Сале. Наиболее широкое распространение композиция получила в Мегионе. Работы проводились под руководством заслуженного геолога М. Ф. Синюткина. Эти разработки успешно применялись нами до начала работ на Ван-Еганском месторождении группы пластов ПК (покурская свита). Покурская свита представляет собой весь набор геолого-промысловых осложнений: рыхлые пласты, высоковязкие нефти, отсутствие выдержанных глинистых перемычек на ВНК и ГНК. Именно на продуктивных пластах Ван-Еганского месторождения был применен весь ранее накопленный опыт проведения РИР, а именно: отсыпка продуктивного пласта с оставлением верхних отверстий интервала перфорации; закачка смолы с порошкообразной СВК и предварительной пропиткой интервала водным раствором хлорида кальция; последующая после смолы закачка цементного раствора; освоение скважины методом незначительных депрессий, разработанным еще на Салымском и Русском месторождениях [4]. Своей методикой испытания скважин, вскрывших слабосцементированные коллекторы, очень гордился главный геолог Мегионской нефтегазоразведочной экспедиции по испытанию скважин (МНГРЭИС) В. И. Долгов. На всех скважинах Ван-Еганского месторождения мы пользовались его методикой. Знаменитая скважина Р-145 была переведена в промышленную категорию С1: более 30 млн т извлекаемых запасов нефти. Работы на этой скважине легли в основу кандидатской диссертации автора [10] и позволили сформировать рабочую группу из сотрудников Тюменского государственного нефтегазового университета, Тюменского завода пластмасс и моей лаборатории физико-химических методов воздействия на пласт ЗапСибБурНИПИ. Это содружество положило начало созданию нового ряда ремонтно-изоляционных композиций (РИК) на основе фенольных клеев (смол).

Производственная база разработок. Наше сотрудничество с Тюменским заводом пластмасс началось во второй половине 80-х годов прошлого столетия с разработки клеев ФРФ-50К и ФР-100 со среднечисловой молекулярной массой 250–350, в которых

использовалась уже третья добавка в виде древесной муки. Этот клей в виде готовой композиции выпускается ЗАО «ХИМСИНТЕЗ» в небольших количествах. Усовершенствование этой композиции проводилось тремя организациями: ЗАО «Тюменский завод пластмасс» (руководитель Г. М. Клаузнер), Тюменским индустриальным институтом (руководитель д. х. н. профессор Р. З. Магарил) и Институтом глубокого разведочного бурения — ЗапСибБурНИПИ (руководитель зав. лабораторией физико-химического воздействия на пласт С. С. Демичев [11, 12]). Этими усовершенствованиями впервые были введены в композицию дисперсные расширители в виде карбоната аммония и бикарбоната натрия. Впервые было введено обозначение смол ФРФ-50Р и ФРФ-50РМ. Лабораторные исследования продолжались более четырех лет. Сложность их проведения заключалась в том, что в экспериментальных исследованиях принимали участие три составляющие: имитация пластового давления, имитация пластовой температуры и измерение трех параметров: абсолютной и относительной проницаемости по газу, пластовой воде и керосину, твердости образца и времени затвердевания. В результате нам удалось подобрать оптимальные концентрации смолы, отвердителя и порообразователя для проведения РИР по предупреждению выноса песков и по ограничению притоков поступления пластовой воды и газа. Была дана оценка использования бикарбоната натрия и органических кислот в низкотемпературных скважинах.

Эти исследования легли в основу всех дальнейших совместных разработок, завершившихся получением авторских свидетельств в СССР (АС СССР № 596073, АС СССР № 1760088) и публикацией монографии «Интенсификация притоков нефти» [13].

Внедрение этих разработок затруднялось межведомственными отношениями геологов и нефтяников. Первую попытку внедрения предприняли в Пурнефтегазгеологии (п. Тарко-Сале). Мы закупили смолу ФРФ-50Р, отвердитель, карбонат аммония на Тюменском аккумуляторном заводе, завезли самолетом в Тарко-Сале, но на складе случился пожар — прекратилось финансирование, скважины отдали нефтяникам. Тогда было решено создать свою базу финансирования на основе лаборатории автора (Демичева С. С.). В 1999 г. была открыта научно-производственная фирма «ГЕОТЕРМ» (НПФ «ГЕОТЕРМ»). Мы предполагали заработать деньги на ликвидации гидратопарафиновых пробок (ЛГПП), ликвидации парафиновых пробок (ЛПП) методом электрокатолитического прогрева и водоизоляционных работ. Водоизоляционными работами руководил автор, а ликвидацией пробок в стволе скважины занимался главный инженер А. И. Багров, он же ввел сокращения ЛГПП и ЛПП. В это время нами был накоплен огромный опыт проведения РИР на эксплуатационных скважинах, так как работали мы исключительно с материалами заказчика (не было возможности закупать смолы на заводе).

Но вопрос о креплении слабосцементированных коллекторов оставался открытым по всей территории России. Только в Западной Сибири таких месторождений насчитывалось более 30. Руководством НК «Пурнефтегаз» была поставлена задача НПФ «ГЕОТЕРМ» разработать композиции по креплению слабосцементированных коллекторов месторождений Пуровского нефтегазоносного района с проведением комплекса лабораторных исследований, предоставлением отчета и образцов. Результаты лабораторных исследований принимались комиссией во главе с профессором А. Т. Кошелевым (ОАО НПО «Роснефть — Термнефть»), который сам является разработчиком подобной серии композиций под названием «Контарен».

Методы формирования композитных смесей. В различных концентрациях в композицию на базе смолы ФРФ-50Р и отвердителя ОЖ вводились дисперсные расширители для создания пористой среды и сохранения объема композиции при полимеризации. Композиции готовились из чистого резорцина. Стоимость композиции в основном зависела от стоимости резорцина на международном рынке, поскольку отечественная промышленность его не выпускала. Мы старались приезжать на завод со своим резорцином, чтобы снизить стоимость продукции. Кроме высокой цены композиции на базе смолы ФРФ-50Р и ФРФ-50РМ имелись существенные недостатки: температура применения (45–75 °С), малая скорость затвердевания и т. д. В связи с этим в 2003 г. было принято решение усовершенствовать цикл приготовления смолы, изменить составляющие (перейти с резорцина на алкирез) и раскрыть механизм приготовления этой композиции на скважине. Без этого работы сильно осложнились. Работы

проводились Н. Н. Паршиковым, Е. В. Евдокимовой от ТЗП, от ООО НПФ «ГЕОТЕРМ» лабораторные исследования осуществлялись В. И. Важениным. Сразу же проводились промышленные испытания НПФ «ГЕОТЕРМ». Недостатки и замечания исправлялись моментально. Неудачные эксперименты оплачивались нашей фирмой, ею же осуществлялось финансирование проекта в целом. В этих экспериментах использовались рабочие наименования смолы: ФРФ-50РМ с литерами «песок», «ЗКЦ», «негермет»; ФРФ-50 (t – 110), (t – 140) [14]. В дальнейшем эти смолы были усовершенствованы в части расширения температурного диапазона применения от +5 до +160 °С, улучшения адгезии и ускорения затвердевания. Этот ряд композиций, получивший название ГЕОТЕРМ, выпускается по ТУ 2257-075-26161597-2007.

Патент «Состав для повышения нефтеотдачи пласта» и соответствующий товарный знак принадлежат НПФ «ГЕОТЕРМ». В договоре от 30 января 2012 г. ТЗП предоставил НПФ «ГЕОТЕРМ» право заключать договоры на поставку этой продукции. В конце 2012 г. разработали технические условия на «Композиции полимерные ГЕОТЕРМ» ТУ 2257-001-50527705-2012 (дата введения в действие данных ТУ «01» декабря 2012 г.). На полимерные композиции имеются все разрешительные документы, сертификаты качества, они внесены в реестр разрешенных химреагентов. Но композиции на основе смол ФРФ-50РМ и ФРФ-50Р были внесены в ТУ 2257-001-50527705-2012 под наименованием ГЕОТЕРМ-01РМ, ими пользуется ограниченный круг потребителей (по справке, выданной ЗАО ТЗП).

Низко- и высокотемпературные композиции. В конце 2005 г. возникла проблема крепления прискважинной зоны при производстве работ на скважинах с низкими температурами. Нами была разработана смола ГЕОТЕРМ-01(Н) и для более низких температур смола ГЕОТЕРМ-11. Они оказались плохо совместимыми с нефтяными коллекторами. Для нефтяных коллекторов в настоящее время предлагаем смолу ГЕОТЕРМ-07, которая 28.12.11 г. поступила в г. Сургут для опытно-промышленных работ. Разработан и внедрен вертолетный вариант доставки смол с порошкообразным отвердителем для скважин с низкими пластовыми температурами: ГЕОТЕРМ-06 и ГЕОТЕРМ-22.

Для работы на скважинах с высокими пластовыми температурами нами разработаны и внедряются смолы ГЕОТЕРМ-04 (монокристаллическая) и ГЕОТЕРМ-05 (пористая) для температур от +120 °С и выше, а также ГЕОТЕРМ-02 с маркой «Н» и маркой «В» с диапазоном температур от +50 °С до 95 °С.

По мере накопления опыта внедрения результатов ОКР на месторождениях и отдельных скважинах замечено различие в результатах лабораторных и промышленных экспериментов (ГЕОТЕРМ-06, ГЕОТЕРМ-07, ГЕОТЕРМ-02), видимо, не до конца учтены специфические для каждого месторождения факторы (химический состав пород, пластовых вод, гидродинамика и термодинамика, геологическое строение и др.).

Это доказывается примером проведения РИР на о. Сахалин в ООО «РН-СахалинМорНефтегаз», где в 1-ый год работы по креплению песков использовалась композиция ГЕОТЕРМ-01. Пластовые температуры оказались ниже заявленных. На 2-ой год работы применили специально разработанную композицию ГЕОТЕРМ-01(Н), работающую при +24 °С. Но возникла проблема: сильное поглощение пластов. На 3-ий год использовали эту композицию в комплексе с вязко-упругими смесями (ВУС). Этого оказалось недостаточно, поэтому была разработана специальная композиция ГЕОТЕРМ-011, которую в 2011 г. испытать не удалось по независящим от разработчика причинам. В 2012 г. нам предложили продолжить работы. Предполагалось провести дополнительные лабораторные исследования по вновь разработанной композиции ГЕОТЕРМ-07 на песках и нефти о. Сахалин и применить обе композиции. В 2013–2014 гг. полимерные композиции ГЕОТЕРМ-011 и ГЕОТЕРМ-011Н, выпускаемые по ТУ 2257-001-50527705-2012, успешно внедрены на месторождениях о. Сахалин.

Низкотемпературные полимерные композиции (НТПК) ГЕОТЕРМ-06, ГЕОТЕРМ-022 успешно применяются на скважинах Байкитской группы месторождений к северу от г. Красноярска (р. Каменная Тунгуска) и на Лянторском месторождении (г. Лянтор). Высокотемпературные полимерные композиции (ВТПК) ГЕОТЕРМ-04, ГЕОТЕРМ-05 успешно применяются на скважинах ООО «РН-Ставропольнефтегаз». Работы проведе-

ны с участием начальника УПНП и КРС О. П. Волотова, главного геолога А. Н. Елисеева под руководством главного инженера С. А. Кузнецова.

В 2015 г. НПФ «ГЕОТЕРМ» планирует провести опытно-промышленные работы (ОПР) по ликвидации заколонных перетоков с композицией ГЕОТЕРМ-03 и дополнительным порошкообразным отвердителем на 3-х скважинах ООО «Самаранефтегаз»; 5-ти скважинах в ООО «Краснодарнефтегаз» (2 объекта по креплению песков и 3 объекта — водоизоляция); на 3-х скважинах в ООО «РН-Пурнефтегаз». Особенность применения вышеперечисленных композиций заключается в том, что продуктивные коллекторы сложены трещиноватыми карбонатными породами, содержащими сероводород.

Актуальные направления работы. Одним из перспективных направлений работ является выход на месторождения совместной программы со струйными аппаратами, разработка которых начата в ЗапСибБурНИПИ Г. А. Шлеиным.

Все новые разработки также находятся в постоянном совершенствовании. Это мотивируется, в частности, отсутствием практически одинаковых месторождений, скважин и объектов воздействия.

В настоящее время разработана новая композиция ГЕОТЕРМ-03(в) для пластовых температур +70 °С, модифицирована композиция ГЕОТЕРМ-011(м). Срок хранения увеличен до 6 месяцев. Твердость образца увеличена в два раза за счет применения другого порообразователя. Это сделано специально для проведения работ по креплению пропантов, которые последнее время начали выноситься после ГРП, например, на Мамонтовском месторождении.

НПФ «ГЕОТЕРМ» совместно с ТЗП разработали уникальную композицию, не имеющую мировых аналогов. В мировой практике нет композиций, которые позволяют крепить пески и пропанты и при этом регулировать проницаемость создаваемых коллекторов во время застывания смолы и после ее полимеризации; производить работы по ограничению заколонных перетоков и ликвидации негерметов; совершать установку отсекающих мостов (временных пакеров). Основные достижения и пути дальнейшего развития в этой области опубликованы в монографиях [15,16].

С 2000 г. НПФ «ГЕОТЕРМ» успешно применяло закачку смолы ФРФ-50Р с последующей установкой фильтров, разработанных В. К. Бочкаревым (НК «Роснефть»). На Русском месторождении компанией ТНК-ВР успешно внедряются фильтры в горизонтальных участках. На о. Сахалин в скважинах месторождения Катангли, Монги, Набилль внедряется комплекс мероприятий по ограничению пескопроявлений, разработанный И. В. Сидоровым (НК «Роснефть»). В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» также применяются новые разработки по предупреждению выноса продуктов разрушения нефтяных пластов.

На Международном симпозиуме «Нетрадиционные источники углеводородного сырья» г. Санкт-Петербург, 1992 г., на котором автор докладывал о двух составах по креплению слабосцементированных пластов на базе смол ФРФ-50Р и ФР-100 со среднечисловой молекулярной массой 250–350, было озвучено много интересных идей. Подобные месторождения разрабатываются в Венесуэле, Канаде, России и США.

В США до 15 % месторождений со слабосцементированными коллекторами разрабатываются при помощи электромагнитного воздействия на пласт. В СССР и затем в РФ разработкой этого метода занимался Г. Ю. Щербаков. Подобными исследованиями занимался академик И. И. Нестеров, предлагающий перед электромагнитным воздействием закачивать в пласт свой химический раствор. Наши исследования обсуждались в г. Ханты-Мансийске в Научно-аналитическом Центре рационального недропользования ХМАО им. В. И. Шпильмана.

Интересные разработки в этой области предлагает А. И. Багров: формируется такое интересное направление как эффект «псевдокипения».

Таким образом, в заключение обзора представляется целесообразным высказать следующие замечания.

- Автор считает неприемлемым термин ЛПП (Ликвидация Пескопроявления), так как он не соответствует смыслу выполняемых работ. Ликвидировать пескопроявление можно только в одном случае: если прекратить эксплуатацию скважины. Во всех ос-

новленных эксплуатационных размеров.

• Количество выносимых продуктов разрушения пласта в первую очередь зависит от скорости фильтрации, а не от депрессии на пласт, как утверждает Н. А. Могутов [17]. При одинаковой депрессии на пласт могут быть созданы условия, когда скорости фильтрации различаются. Естественно, что при большей скорости фильтрации песка будет выноситься больше. Кроме того, количество выносимой породы будет зависеть и от наличия в ней воды, газа, заколонных перетоков и многих других факторов, специфичных для каждого месторождения.

• Разделение методов ограничения пескопроявления на чисто физические и чисто химические, предложенное Н. А. Могутовым [17], некорректно. Такое разграничение было уместно около 20 лет назад. В настоящее время все методы воздействия на продуктивные пласты в скважинах — физико-химические.

• В статье Н. А. Могутова [17] представлены разработки автора [7, 14, 18] без необходимых ссылок.

Список литературы

1. Способ ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Демичев С. С., Ягафаров А. К., Клещенко И. И., Вылегжанина Л. А. и др. Пат. РФ, № 1391215. Заявл. 28.07.1986, опубл. 22.12.1987.
2. Клещенко И. И. Геолого-промысловые обоснования методов воздействия на переходную зону нефтяных залежей, с целью увеличения продуктивности разведочных скважин (на примере меловых отложений Широкого Приобья) / Автореф. на соискание ученой степени канд. геолого-мин. наук. – Тюмень, 1988. – 24 с.
3. Клещенко И. И. Геолого-промысловые основы методологии и технологий ограничения водо-газопритоков при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин Западной Сибири: автореф. на соискание ученой степени доктора геолого-мин. наук. – Тюмень, ТНГУ, 1999. – 48 с.
4. Способ выработки запасов из переходных зон нефтяных залежей. Демичев С. С., Ягафаров А. К., Магарил Р. З., Федорцов В. К. и др. по ликвидации заколонных перетоков РФ, № 2061854 от 03.01.92.
5. Состав для изоляции пластовых вод в нефтяных скважинах. Демичев С. С., Клещенко И. И., Паникаровский В. В., Ефимов А. Д. и др. Пат. РФ, № 2196877, дата поступления 02.11.2000, приоритет 02.11.2000.
6. Состав для изоляции пластовых вод в высокотемпературных нефтяных скважинах. Демичев С. С., Клещенко И. И., Паникаровский В. В., Ефимов А. Д. и др. Пат. РФ, № 2196890, дата поступления 02.11.2000, приоритет 02.11.2000.
7. Способ повышения продуктивности скважин. Демичев С. С., Демичев Сем. С., Бочкарев В. К., Клещенко И. И. Пат. РФ № 2492317. – М.: ФИПС. – 2013.
8. Клещенко И. И., Григорьев А. В., Телков А. П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Издательство Недр, 1998. – 284 с.
9. Краснов И. И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: автореф. на соискание ученой степени канд. тех. наук. 1991. – 24 с.
10. Демичев С. С. Геолого-промысловое обоснование методов предупреждения газо- и пескопроявления в слабосцементированных коллекторах (на примере вернеапт-сеноманских отложений Севера Западной Сибири): автореф. на соискание ученой степени канд. геолого-мин. наук. – Тюмень, 1997. – 24 с.
11. Состав для крепления слабосцементированного продуктивного пласта. Демичев С. С., Ягафаров А. К., Магарил Р. З., Федорцов В. К. и др. А. С. СССР, № 1596073, заявл. 07.08.88; опубл. 01.06.90.
12. Состав для крепления слабосцементированного продуктивного пласта. Демичев С. С., Ягафаров А. К., Магарил Р. З. А. С. СССР, № 1760088, заявл. 09.06.89; опубл. 08.05.92.
13. Демичев С. С., Ягафаров А. К., Курамшин Р. М. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Слово, 2000. – 223 с.
14. Состав для повышения нефтеотдачи пласта». Демичев С. С., Демичев Сем.С., Багров А. И., Бочкарев В. К., Бульба В. А. и др. Пат. РФ № 2246605. – М.: ФИПС. – 2005.
15. Бочкарев В. К., Клещенко И. И., Демичев С. С. и др. Ограничение водопескопроявлений при разработке залежей со слабосцементированными коллекторами. – Тюмень: Вектор-Бук, 2010. – 190 с.
16. Демичев С. С., Клещенко И. И., Демичев П. С. и др. Закрепление коллекторов и проппантов в трещинах гидроразрыва при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. – Тюмень: Вектор-Бук, 2014. – 188 с.
17. Могутов Н. А. Решение проблем выноса песка из продуктивных слоев Приразломного месторождения // Бурение и нефть. – 2013. – № 4.
18. Состав для повышения нефтеотдачи пласта. Демичев С. С., Бочкарев В. К., Демичев Сем. С., Никишов В. И. и др. Пат. РФ, № 2352604. – М.: ФИПС. – 2009.
19. Состав для глушения нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Демичев С. С., Демичев Сем. С., Бочкарев В. К., Клещенко И. И. Пат. РФ № 2352603. – М.: ФИПС. – 2008.
20. Способ повышения продуктивности скважин. Демичев С. С., Демичев Сем. С., Демичев П. С., Сидоров И. В., Фоминых О. В. Положительное решение на выдачу Патента по Заявке № 2013152820/03(082423). Дата подачи заявки 27.11.2013 г. Приоритет 27.11.2013.

Сведения об авторе

Демичев Сергей Семенович, к. г.-м. н., директор, ООО НПФ «Геотерм», г. Тюмень, тел. 8(3452)540705, e-mail: geoterm 2005@yandex.ru

Information about the author

Demichev S. S., Candidate of Science in Geology and Mineralogy, Director of LLC NPF «Geoterm», Tyumen, phone: 8(3452)540705, e-mail: geoterm 2005@yandex.ru