

УДК

МПН/МУН – современное состояние и тренды развития



Н.А. Еремин
ermn@mail.ru

/РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
ИПНГ РАН, г. Москва/

Ал.Н. Еремин
/ООО «Газпром ВНИИГАЗ»/

Ан.Н. Еремин
/РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
г. Москва/

Проведен анализ современного состояния и применения методов повышения и увеличения нефтеотдачи (МПН/МУН) в РФ. Обобщен опыт внедрения умных методов повышения и увеличения нефтеотдачи (умных МПН/МУН), выявлены основные перспективные тренды в их развитии.

Ключевые слова: метод повышения нефтеотдачи (МПН); метод увеличения нефтеотдачи (МУН); умный метод повышения нефтеотдачи (умный МПН); умный метод увеличения нефтеотдачи (умный МУН); коэффициент нефтеотдачи; первичные, вторичные и третичные методы разработки.

Нефтяные компании во всем мире сталкиваются с такими общими проблемами, как падение производства углеводородов на месторождениях с легкой, маловязкой нефтью, рост эксплуатационных затрат на месторождениях с тяжелой, высоковязкой и сланцевой нефтью. Общее направление инновационного развития нефтегазовой отрасли на ближайшую перспективу заключается в переводе ее на управление в режиме реального времени. Внедрение систем искусственного интеллекта, интегрированных операций как на новых, так и на существующих месторождениях с легкой, маловязкой нефтью приводит к снижению эксплуатационных затрат с одновременным приростом запасов и увеличением коэффициента нефтеотдачи с 30 до 50 % [60]. Процессами цифровизации и интеллектуализации

охвачены первичные, вторичные и третичные методы разработки нефтяных месторождений. Особенно высокий уровень цифровизации и интеллектуализации характерен для вновь вводимых в разработку морских месторождений, как правило, разрабатываемых на первичных режимах (методах) [17, 19]. В последние годы интенсифицировался процесс внедрения некоторых элементов цифровых и интеллектуальных нефтегазовых технологий на континентальных месторождениях, разрабатываемых с применением вторичных и третичных методов. В последние годы прорывная технология вторичных методов – слабоминерализованное (ионно-катионное) заводнение, успешно пройдя двадцатилетний цикл от лабораторных исследований до опытно-промышленных работ, перешла в стадию промышленного внедрения

на нефтяных месторождениях, в том числе на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Третичные методы разработки условно подразделяются на две разновидности: метод повышения нефтеотдачи (МПН) и метод увеличения нефтеотдачи (МУН) в зависимости от превалирующего влияния на составные множители в уравнении для коэффициента нефтеотдачи: коэффициент охвата и коэффициент вытеснения соответственно (см. **рис. 1**). Есть единичные примеры успешного внедрения цифровых и интеллектуальных нефтегазовых решений для методов повышения и увеличения нефтеотдачи (МПН/МУН – EOR/IOR) [7-11].

Система разработки нефтегазового месторождения формируется на начальном этапе его жизненного цикла [3-4, 18, 20-29, 31-32, 34-36, 43, 48, 51, 53]. В иерархии архитектуры системы разработки месторождения выделяются следующие уровни (с низкого до высокого): <нефтегазонасыщенная пористая подсистема; призабойная зона; скважина; пласт; эксплуатационный объект – подсистема сбора и подготовки; месторождение – подсистема сдачи товарной продукции>. Одним из ключевых элементов создания системы разработки нефтяного месторождения является выбор первичных, вторичных и третичных методов (режимов) разработки для выделенных эксплуатационных объектов [37-41, 44, 45, 47, 49, 50, 54].

Первичным, или природным, режимом разработки нефтегазовой залежи называют совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пористой системе пласта к забоям добывающих скважин. В нефтяных залежах к основным природным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся: напор контурной (подошвенной) воды под действием ее массы; напор контурной (подошвенной) воды в результате упругого расширения породы и воды; давление газа газовой шапки; упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа; сила тяжести нефти и сжимаемость горных пород

под действием силы тяжести. При преобладающем проявлении одного из названных источников энергии, соответственно, различают первичные, или природные, режимы нефтяных залежей: водонапорный; упруговодонапорный; газонапорный (режим газовой шапки); растворенного газа; гравитационный и переуплотнения (compaction drive). В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод. Соответственно различают режимы: газовый (режим расширяющегося газа) и упруговодогазонапорный. Первичный, или природный, режим залежи определяется главным образом геологическими факторами: характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно водоносной области питания; геолого-физической характеристикой залежи – термобарическими условиями, фазовым состоянием углеводородов, условиями залегания и свойствами пород-коллекторов и другими факторами; степенью гидродинамической связи залежи с питающей водонапорной системой [14-16]. Умные первичные методы разработки – это первичные методы с элементами систем искусственного интеллекта, а именно цифровые и интеллектуальные скважины, устройства контроля притока, оптоволоконные сенсоры, оптоволоконные каналы передачи информации и системы управления пластовыми потоками в режиме реального времени.

К вторичным методам разработки, или методам поддержания пластового давления (ППД), относятся методы нагнетания рабочих агентов в виде воды (заводнение) и природного газа. Метод нагнетания природного газа основан на его способности растворяться как в воде, так и в нефти. Использование природного газа для извлечения нефти в качестве вторичного метода вытеснения началось в 30-х годах прошлого века. Вытеснение нефти при нагнетании природного газа происходит за счет изме-



Рис. 1. Связь составляющих $K_{ИН}$, $K_{ОХВ}$ и $K_{ВЫТ}$ с видами третичных методов – МПН и МУН

нения вязкости нефти и воды. Вязкость нефти в значительной степени уменьшается, в то время как вязкость воды незначительно увеличивается (в 1,2-1,3 раза). Это и приводит к существенному улучшению соотношения подвижностей нефти и воды, увеличению охвата пласта на 5-10 %, повышению объема нефти в 1,2-1,5 раза (за счет обогащения ее природным газом). Заводнение (метод нагнетания воды) – самый распространенный метод воздействия на залежь, при котором процесс вытеснения нефти водой происходит при одновременном поддержании пластового давления. Более 80 % залежей нефти в РФ и около 50 % в США разрабатываются с использованием заводнения. В качестве рабочего агента используется вода в силу ее вытесняющей способности, широкой доступности и дешевизны. Сохранение подвижности нефти достигается с помощью нагнетания рабочего агента (воды) в продуктивный пласт, при котором поддерживаются начальные термодинамические условия пласта – пластовое давление и температура. Повышение подвижности нефти может осуществляться с помощью снижения ее вязкости, увеличения проницаемости пористой среды продуктивного пласта, увеличения вытесняющей способности рабочего агента и вымывающей способности нагнетаемого агента (воды и др.). Развитие умных вторичных методов идет двумя путями. Первый путь аналогичен умным первичным методам и заключается в совершенствовании систем управления в режиме реального времени за счет внедрения элементов искусственного интеллекта по

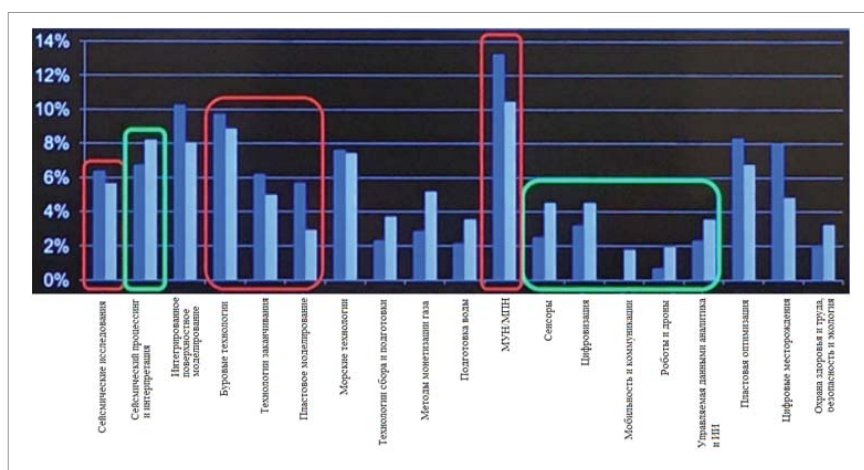


Рис. 2. Общемировые тенденции развития нефтегазовой индустрии [Партнерский саммит по решениям Cisco для нефтегазового сектора. – М.: Бизнес-центр «Крылатские холмы», 19 мая 2016 г.].

Здесь зеленым овалом очерчены технологии с позитивной динамикой развития, красным овалом – технологии с негативной динамикой развития

всей производственной цепочки. Второй путь связан с созданием новых видов рабочего агента – воды. В компаниях Shell и BP были разработаны технологии, в которых рабочий агент в виде обычной воды (поверхностной, подтоварной, пластовой) уступил место умной воде (слабоминерализованной). К достоинствам умного заводнения следует отнести отсутствие необходимости значительных капиталовложений для его реализации. Незначительные затраты связаны с приобретением небольших мобильных установок по опреснению морской (подтоварной) воды [7-10, 15, 30, 33, 42, 46].

Третичные методы разработки в зависимости от физических характеристик рабочего агента подразделяются на следующие классы: гидродинамические; термические, или тепловые; физико-химические; газовые; микробиологические; волновые и метод нано заводнения. К гидродинамическим методам разработки на нефтяную залежь относятся: умное заводнение (ряд исследователей относит умное заводнение не ко вторичным, а к третичным методам разработки), циклическое заводнение, изменение фильтрационных потоков. Термические методы: нагнетание горячей воды, нагнетание пара и внутрислоевого горение. Физико-химические методы разработки: нагнета-

ние водного раствора ПАВ (поверхностно-активных веществ), нагнетание водного раствора полимера, нагнетание водного раствора щелочи, нагнетание водного раствора серной кислоты, нагнетание водного раствора спирта (метилового), мицеллярное заводнение, мицеллярно-полимерное заводнение и карбонизированное заводнение. Газовые методы разработки: нагнетание водного раствора азота, нагнетание водного раствора CO₂, нагнетание водного раствора природного газа и нагнетание УВ-растворителей. Микробиологические методы разработки: нагнетание био-ПАВ, нагнетание биополимеров, нагнетание микроорганизмов, меласное заводнение и поддержание естественной микрофлоры. Волновые методы: различные методы масштабного акустического воздействия в целом на нефтегазовую залежь. Нанометоды разработки: нано заводнение (рабочий агент представлен водным раствором наночастиц в виде молекул различных оксидов металлов размером от 15 до 100 нм) и бионано заводнение (рабочий агент представлен архибактериями или нанобактериями размером от 100 до 200 нм) [1-2, 5-6, 11-13, 52].

На рис. 2 представлены приоритеты инновационного развития нефтегазовой отрасли по результатам опроса компанией Cisco ведущих не-

фтегазовых и сервисных компаний. В 2012-2013 гг. в опросе приняли участие 28 добывающих нефтегазовых компаний, представивших 570 документов по направлениям развития. В 2014-2015 гг. в опросе приняли участие 34 добывающие нефтегазовые компании, представившие 620 документов по направлениям развития. Как видно из рисунка, МПН/МУН остаются лидером среди приоритетов инновационного развития добывающих нефтегазовых компаний. В то же время отмечается существенное падение этого показателя (на 3 пункта) по результатам последнего опроса относительно опроса 2012-2013 гг.

В 1976 г. правительство СССР специальным постановлением «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр» определило объем дополнительной добычи нефти за счет применения третичных (тепловых, газовых и химических) методов разработки. В результате принятых мер к 1989 г. добыча за счет применения МПН и МУН достигла своего максимума – 11,8 млн т. К настоящему времени добыча за счет применения МПН и МУН упала на порядок и составляет, по осторожным экспертным оценкам (Боксерман А.А., 2016), около 1,0-1,5 млн т нефти в год.

25 марта 2016 г. на круглом столе Комитета Государственной думы по энергетике на тему «Меры законодательного, в том числе налогового регулирования, направленные на стимулирование недропользователей к применению методов увеличения нефтеотдачи и повышению коэффициента извлечения» ряд экспертов отметил, что в настоящее время отсутствует законодательная база по отчетности применения МПН и МУН [55]. В частности, А.С. Тимчук в докладе «К вопросу стимулирования недропользователей к применению методов увеличения нефтеотдачи и освоению трудноизвлекаемых запасов» заявил, что четкого представления об объемах применения и эффективности МУН нет. В проектно-технической документации в соответствии с таблицей № 5 протокола ЦКР «Эффективность применения ГТМ и МУН, прогноз их применения» и

Приказом МПР России от 21.03.2007 № 61 [58] к МУН относят: бурение горизонтальных скважин; бурение боковых стволов; физико-химические МУН; потокоотклоняющие технологии; нестационарное заводнение; оптимизацию работы насосного оборудования; водо-, ремонтно-изоляционные работы; перфорационные методы и выравнивание профиля приемистости. Из этого перечня только физико-химические МУН и потокоотклоняющие технологии в случае их применения на всем месторождении или на пилотном полигоне (а не на единичных скважинах) можно отнести к МПН/МУН. Остальные технологии относятся либо к методам обработки призабойных зон скважин, либо к аварийным геолого-техническим мероприятиям на отдельных скважинах. В связи с этим становится понятным расхождение экспертных оценок применения МПН/МУН при добыче (около 1 млн т нефти) и данных по нефтегазовым компаниям (более 100 млн т) [56-59].

В связи с этим Комитет по энергетике рекомендовал Государственной думе Федерального собрания Российской Федерации поддержать законодательные инициативы, касающиеся вопросов освоения ТРИЗ и разработки инновационных технологий нефтегазоизвлечения, а также налогового регулирования, направленные на стимулирование недропользователей к применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти, обеспечивающие повышение коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата (КИН, КИГ и КИЖ).

Кроме того, Комитет по энергетике отметил, что «новацией следует признать введение требования расчета коэффициента извлечения газа (КИГ)». До настоящего времени в протоколах ФБУ ГКЗ и ЦКР Роснедра по УВС КИГ принимался равным 1,0 (100 %), хотя на практике в зависимости от сложности геологического строения значение фактически достигаемого КИГ колеблется в Российской Федерации от 70 до 90 %. В результате в протоколах ЦКР Роснедра по УВС утверждались проектные уровни добычи газа на истощенных месторождениях на период 100-150 лет и более. В то же время эксперты привлекли внимание специалистов к обязательным требованиям, которые установлены в «Методике расчета показателей экономической эффективности и обоснования рентабельно извлекаемых запасов УВС» (Приложение №5 «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»). Начиная с 2016 г. в Государственном балансе запасов Российской Федерации планируется появление официальных оценок геологических, извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасов, в том числе для месторождений природных газов. По мнению экспертов, указанные требования содержат в себе высокие риски для Российской Федерации и для недропользователей, так как в текущих макроэкономических условиях рентабельно извлекаемые запасы будут постоянно меняться, в том числе из-за постоянно изменяющегося кур-

са рубля к доллару и других показателей. Так, если результаты оценки (объем оцененных рентабельно извлекаемых запасов углеводородов) окажутся ниже оценки данных запасов известными аудиторскими компаниями DeGolyer&MacNaughton и Miller&Lents, Ltd., то акционерная стоимость российских компаний может существенно снизиться при публикации результатов этой оценки. Если результаты окажутся выше оценки аудиторских компаний, данное расхождение может принести крупные репутационные потери как российским компаниям, так и Российской Федерации в целом. В связи с этим Комитет по энергетике ГД РФ рекомендовал правительству РФ «отложить публикацию оценок извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасов, в особенности для газовых и газоконденсатных месторождений, на 2-3 года» [55].

Заключение

Выбор МПН/МУН при формировании и модернизации системы разработки нефтяных месторождений является важным и ответственным этапом. Анализ эффективности применяемых МПН/МУН на рассматриваемых месторождениях сдерживается отсутствием официальной статистической информации. В ближайшие годы следует ожидать увеличения объемов применения умных МПН/МУН как за счет перевода управления месторождениями в режим реального времени [1, 2, 5-13], так и за счет создания умных рабочих агентов.

Литература

1. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И. **Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений** // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С. 44-49.
2. Еремин Ал.Н., Еремин Н.А. **Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных скважин** // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С. 50-53.
3. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. **Применение информационных технологий для экономической оценки инвестиционных проектов**. – М.: МАКС Пресс, 2016. – 148 с. ISBN 978-5-317-05187-7.
4. Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г., Лындин В.Н. **Проблемы разработки месторождений шельфа и методология их технико-экономической оценки** // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 11. – С. 37-40.
5. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н. **Инновационный потенциал умных нефтегазовых технологий** // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 1. – С. 4-9.
6. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н. **Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов** // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 6. – С. 10-16.
7. Гаричев С.Н., Еремин Н.А. **Технология управления в реальном времени**: учеб. пособие. В 2 ч. – М.: МФТИ, 2015. – Ч. 1. – 196 с.: ил. ISBN 978-5-7417-0563-6 (Ч. 1).
8. Гаричев С.Н., Еремин Н.А. **Технология управления в реальном времени**: учеб. пособие. В 2 ч. – М.: МФТИ, 2015. – Ч. 2. – 304 с.: ил. ISBN 978-5-7417-0572-8 (Ч. 2).
9. Garichev S.N., Eremin N.A. **Technology of management in real time**. The Moscow Institute of Physics and Technology (State

University), Part 1, 2013. 228 p. ISBN 978-5-7417-0501-8; ISBN 978-5-7417-0503-2.

10. Garichev S.N., Eremin N.A. Technology of management in real time. The Moscow Institute of Physics and Technology (State University), Part 2. – М., 2013. – 167 p. ISBN 978-5-7417-0501-8; ISBN 978-5-7417-0505-6.

11. Eremin A.I.N., Eremin An.N., Eremin N.A. Smart Fields and Wells, Publishing Center of Kazakh-British Technical University (KBTU) JSC, Almaty, 2013. – 320 p. ISBN 978-601-269-053-8.

12. Еремин Н.А., Еремин А.Н., Еремин А.Н. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. – Кн. 2. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 165 с.: ил. ISBN 978-5-91961-329-7.

13. Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. – Кн. 1. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 200 с.: ил. ISBN 978-5-91961-019-9.

14. Желтов Ю.П., Еремин Н.А., Макарова Е.С. Плотность сетки скважин при применении методов увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 11. – С. 28-32.

15. Еремин Н.А. О горизонтальных технологиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – № 3. – С. 8-10.

16. Еремин Н.А., Сурина В.В., Хведчук И.И. Особенности проектирования разработки морских нефтяных месторождений // Газовая промышленность. – 1997. – № 7. – С. 54-56.

17. Еремин Н.А., Кондратюк А.Т., Еремин Ал.Н. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России // Георесурсы. Геознергетика. Геополитика. – 2010. – Вып. 1.

18. Eremin N.A. The Simulation of Oil Field Development by Fuzzy Logic Methods // Summary of dissertation on conferment of scientific degree Full Doctor of Technical Sciences on rights manuscript // Moscow, The State Academy of Oil and Gas named after I. M. Gubkin, 1995 y., 50 pages. DOI:10.13140/RG.2.1.2793.9601.

19. Eremin N.A., Zheltov Yu.P., Baishev B.T. WPC-32188 Project of the Effective Development of the Oil Field Prirazlomnoje in the Conditions of Moving Ice of Arctic Shelf // 17th World Petroleum Congress, Rio de Janeiro, Brazil, September 1 - 5, 2002, <https://www.onepetro.org/conference-paper/WPC-32188>.

20. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Экономико-математическая оценка нефтегазового месторождения методом реальных опционов с применением факторов риска // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 12-14.

21. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Многокритериальная оптимизация варианта разработки месторождения в инвестиционном проекте // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 106-109.

22. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Применение теории нечетких множеств для оценки риска нефтегазовых инвестиционных проектов на условиях СРП // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 78-80.

23. Пономарева И.А., Еремин Н.А. Совершенствование классификации запасов и ресурсов в условиях международного нефтяного бизнеса // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 60-63.

24. Пономарева И.А., Еремин Н.А. Альтернативный подход и экономическая концепция классификации ресурсов и запасов нефти и газа в рыночных условиях // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 2-3.

25. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Поискový алгоритм в автоматизированной системе технико-экономической оценки месторождений нефти и газа // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 105-108.

26. Пономарева И.А., Еремин Н.А. Геолого-экономическая методология комплексной оценки ресурсов и запасов месторождений нефти и газа в инвестиционных проектах // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 22-24.

27. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Экономическая оценка остаточных запасов нефти и газа одного из месторождений Сирии // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 14-15.

28. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Экономическая оценка месторождений Среднего Востока по модели ВУ ВАСК // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 74-75.

29. Еремин Н.А., Сурина В.В., Басниева И.К., Елисеенко Е.Д. Интегрированный подход к проектированию разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 3. – С. 15-18.

30. Хамидуллин Р.Д., Сахаров В.А., Еремин Н.А. Сравнение технологических показателей работы многозабойных скважин различной конфигурации // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 45-47.

31. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А., Овчаров Л.А. Интеллектуальный графический интерфейс для моделирования вычислений технико-экономических показателей вариантов разработки нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 4. – С. 60-62.

32. Пономаренко Е.М., Еремин Н.А. Методика определения сходства нефтесодержащих пластов в задаче выделения эксплуатационных объектов // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 7. – С. 42-44.

33. Еремин Н.А. О решении задач фильтрации в пористой среде с использованием методов нечеткой математики // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 4. – С. 33-35.

34. Богаткина Ю.Г., Бочкарева Т.Ю., Еремин Н.А., Панарин А.Т. О методе оценки эффективности разработки крупных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 1-2. – С. 52-55.

35. Еремин Н.А., Фирсова Н.И. Выбор фирмы-оператора на основе конкурса-тендера для разработки месторождения нефти // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 11/12. – С. 54-58.

36. Еремин Н.А., Пономаренко Е.М. Знаковые структуры при выделении эксплуатационных объектов // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 8. – С. 35-37.

37. Еремин Н.А. Литологические и седиментологические аспекты применения методов воздействия на нефтяные пласты // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 7. – С. 43-46.

38. Еремин Н.А., Сурина В.В., Приказчикова М.С. Оценка применения полимерного заводнения с использованием теории нечетких множеств // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 4. – С. 54-57.

39. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н., Пономаренко Е.М. Теория нечетких множеств в выборе методов воздействия на нефтяные пласты // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 3. – С. 21-23.

40. Еремин Н.А., Сурина В.В., Басниева И.К., Юдовина Е.Ф. Применение экспертно-статистического анализа в выборе метода воздействия на нефтяные пласты // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 4.

41. Еремин Н.А., Ермаков П.П. Математические модели использования азота для увеличения нефтеотдачи // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 12. – С. 18-21.

42. Еремин Н.А., Хамидуллин Р.Д. Анализ стационарного притока нефти к многозабойной скважине в однородном коллекторе // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 2. – С. 12-13.

43. Еремин Н.А., Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Принципы построения автоматизированной системы технико-экономической оценки месторождений нефти и газа // Нефть, газ и бизнес. – 2000. – № 4(36). – С. 16-20.

44. Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г., Лындин В.Н. Особенности экономической оценки газоконденсатных месторождений Алжира // Нефть, газ и бизнес. – 2002. – № 5. – С. 14-16.

45. Еремин Н.А., Акрам Али Салем, Зиновкина Т.С. Современное состояние нефтегазовой промышленности Ливии // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 10. – С. 27-29.

46. Еремин Н.А., Сазонов Ю.А., Мохов М.А., Клименко К.И. Математическое моделирование насосных систем // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 8. – С. 62-65.
47. Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г., Лындин В.Н. Проблемы разработки месторождений шельфа и методология их технико-экономической оценки // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 11. – С. 37-40.
48. Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Промышленная оценка нефтяных месторождений на основе системного прогнозирования // Известия АН АзербСРР. Сер. Науки о Земле. – 1988. – № 2. – С. 74-80.
49. Еремин Н.А., Ибатуллин Р.Р., Назина Т.Н., Ситников А.А. Биометоды увеличения нефтеотдачи / – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 125 с.: прилож.
50. Eremín N.A., Nazarova L.N. Enhanced Oil Recovery Methods (на англ. яз.). – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 153 с.
51. Еремин Н.А., Пономаренко Е.М. Методика определения сходства пластов при выделении эксплуатационных объектов: учеб. пособие. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1997. – 100 с.
52. Еремин Н.А., Золотухин А.Б., Назарова Л.Н., Черников О.А. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь: учеб. пособие. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995. – 190 с.
53. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. – М.: Наука, 1994. – 462 с. ISBN 5-02-001846-5.
54. Золотухин А.Б., Еремин Н.А. Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением внутрипластового горения: учеб. пособие. – М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1987. – 72 с.
55. Рекомендации круглого стола Комитета Государственной думы по энергетике на тему «Меры законодательного, в том числе налогового регулирования, направленные на стимулирование недропользователей к применению методов увеличения нефтеотдачи и повышению коэффициента извлечения» от 25 марта 2016 г. // Утверждено Решением Комитета ГД по энергетике № 3.25-5/126 от 11 мая 2016 года.
56. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. МУН/МПН и КИН // Меры законодательного, в том числе налогового регулирования, направленные на стимулирование недропользователей к применению методов увеличения нефтеотдачи и повышению коэффициента извлечения: докл. на круглом столе Комитета Государственной думы по энергетике от 25 марта 2016 г.
57. РД 153-39.1-004-96. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов // РМНТК «Нефтеотдача». – М., 1993.
58. Приказ МПР России от 21.03.2007 № 61 «Об утверждении методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений». Таблица 34. Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения.
59. Шелепов В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС // Бурение&нефть. – 2011, ноябрь.
60. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Мартынов В.Г., Скопинцев С.П., Еремин Ал.Н. Скважинные сенсорные системы // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 2. – С. 50-55.