

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Вступление большинства нефтяных месторождений России в позднюю стадию разработки позволяет прогнозировать ожидаемую нефтеотдачу и проводить оценку эффективности их эксплуатации. Результаты, полученные за основной период, определяют объемы технико-экономических показателей мероприятий по достижению запланированной нефтеотдачи в поздней стадии разработки. На примере ОАО «Татнефть», совершившего в 1986 году переход от сложившейся традиционной технологии к технологии оптимальной выработки нефтяного пласта (ОВНП), наглядно демонстрируют положительные результаты. Технология ОВНП, созданная учеными Казанского университета под руководством профессора Н.Н. Непримерова, базируется на физической модели дискретной среды и аппарате в виде метода молекулярной динамики.

Ключевые слова: технология оптимальной выработки нефтяного пласта, нефтеотдача пластов, поздняя стадия разработки, энергоёмкость процесса нефтедобычи, плотность сетки скважины.

В Российской Федерации разведано 2750 месторождений нефти, из них 1580 находятся в эксплуатации, к которым приурочено 78% всех запасов. Выработанность большинства месторождений превышает 60%.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) колеблется в основном в диапазоне 0,3-0,4; для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами КИН существенно ниже, но при этом значительно возрастают удельные капитальные вложения на тонну новой мощности и трудоемкость добычи в 2-7 раза.

Сравнение показателей проектного коэффициента нефтеизвлечения России и США приведены на рис. 1.

Если по РФ наблюдается устойчивая тенденция снижения проектного КИН, то в США – наоборот рост. Конечно, можно говорить о разных подходах в начальный период эксплуатации: в Штатах – в основном на естественном режиме; в России – заводнение применяется практически с начала промышленной разработки месторождений. Основные же причины кроются, скорее всего, в плотности сетки скважин и недоучете особенностей геологического

Окончание статьи Р.Х. Муслимова «Повышение роли нетрадиционных видов углеводородного сырья для длительного устойчивого развития...»

Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Романов Г.В., Ибатуллин Р.Р. Сопоставительный анализ остаточных нефтей при отложении в пласте твердых парафинов с высокопарафинистыми нефтями. *Тр. научно-практ. конф. «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений»*. Казань: Экоцентр. 1999. Т.1.

Кузьмичев Н.П. Проблемы внедрения инноваций в нефтяной отрасли промышленности Татарстана и возможные пути их решения. *Георесурсы*. 2011. №3 (39). 36-39.

Грушевенко Д., Грушевенко Е. Нефть сланцевых плев – новый вызов энергетическому рынку? ИЭИ РАН. 2012. 49.

Andrew Kimos. Engineering Natural Gas from US Shale Deposits. February 3, 2011. <http://buildipedia.com/operations/enRineering-operations-new/engineerinR-natural-gas-from-as...>

Сланцевая нефть: новая энергетическая революция. Отчет Pricewaterhouse Coopers, (PwC). Февраль 2013. www.pwc.co.uk.

Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России. Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*. №3. 2011. 16-21.

Р.Х. Муслимов. Новые геологические идеи – основа поступательного развития минерально-сырьевой базы углеводородов в XXI столетии в старых нефтедобывающих районах России. *Георесурсы*. 2012. -№5. 3-7.

Баренбаум А.А. Нефтегазоносность недр: эндогенные и экзогенные факторы. М. 2007. 41.

Гуторов Ю.А., Косолапов В.К., Утопленников А.Ф. Перспективы и пути расширения углеводородно-сырьевой базы Башкортостана на основе применения нетрадиционных технологий добычи. УГНТУ, Октябр. фил. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2012. 212.

R.Kh. Muslimov. **Enhancing the role of non-conventional hydrocarbon deposits for long-term sustainable economic development (on the example of the Republic of Tatarstan)**

The article shows the role of non-conventional hydrocarbon deposits in economic development, which include not only the

heavy oil, natural bitumen, bituminous sand, oil shale, but also non-conventional gas resources: gases of coal deposits, aqueous gas, shale gas and tight formations. It is shown that in the present conditions to non-traditional sources of hydrocarbons, residual oil in fields in long-term operation can be attributed. In Russia there is tremendous opportunity for long-term production of conventional oil. It is known that the possibility of increasing the recoverable reserves in the long-term operating fields in the amount of 1 billion tons, and in small and medium-sized deposits of about 400 billion tonnes. These resources can be added by improving the geological studies, using modern geological, geophysical and laboratory methods, application of modern development technologies and methods of enhanced oil recovery (EOR), appropriate specific geological features of deposits and introduction to the practice of innovative methods of design development. Immediately the Republic of Tatarstan has a huge hydrocarbon resources which at appropriate, purposeful use can provide to the republic long life on a qualitative level not lower than the advanced countries of Europe.

Key words: non-conventional hydrocarbon, residual oil in fields in long-term operation.

Ренат Халиуллович Муслимов

Д.геол.-мин.н., профессор кафедры геологии нефти и газа. Академик АН РТ, РАЕН и АГН, лауреат государственных премий РФ и РТ. Заслуженный геолог РФ и РТ, дважды лауреат премий Правительства РФ и премий Миннефтепрома РФ, заслуженный деятель науки РТ.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел/Факс: (843) 233-73-84.

строения и свойств пластов-коллекторов при формировании системы заводнения (Иванова, 1976). Другой значительной составляющей, влияющей на нефтеотдачу, является технология воздействия на пласт, качество строительства скважин, организация контроля и управления процессом выработки пластовых резервуаров.

Следует обратить внимание, что за 1995-2000 годы произошли существенные изменения: если в России КИН снизился сразу на 4 пункта, то в США он вырос на 4,7 пункта. По месторождениям ХМАО за последних 40 лет наблюдается устойчивое уменьшение проектного КИН по 0,5% за пятилетку. По Татарстану проектный КИН также снижался, хотя и более медленными темпами за счет освоения менее продуктивных месторождений, в том числе с вязкой и высоковязкой нефтью. Однако с 2000 годов вектор проектного КИН изменился в сторону роста.

Проектные и достигнутые КИН и доля добычи нефти по регионам РФ от добычи нефти приведена на рис. 2.

По ХМАО фактический отбор составляет 53,8% от НИЗ при обводненности 86,8%, что ставит под сомнение достижение проектной нефтеотдачи, по Татарстану отбор составляет 77,6% от НИЗ при обводненности 78,5%. Максимальный КИН по регионам РФ прогнозируется по месторождениям Калининградской области.

Без увеличения КИН по залежам маловязкой нефти и пластам с хорошими коллекторскими свойствами невозможно добиться увеличения нефтеотдачи в целом по месторождениям России.

В ОАО «Татнефть» вопросам контроля, регулирования процессов разработки и повышению КИН всегда уделялось первостепенное внимание. Опыт эксплуатации многопластового Ромашкинского и других месторождений Татарстана указывает на существенное влияние технологии разработки на эффективность процесса добычи, возможность значительного снижения эксплуатационных затрат при стабилизации и даже росте объемов добычи на поздней стадии.

График разработки пашинско-кыновских отложений Ромашкинского месторождения ОАО «Татнефть» по данным Муслимова Р.Х. приведен на рис. 3.

Основные позитивные результаты получены как раз на четвертой стадии разработки за счет внедрения технологии оптимальной выработки нефтяных пластов, разработанной в Казанском Университете под руководством профессора Н.Н. Непримерова. Технология базируется на новой модели фильтрации и математическом аппарате, в котором физическая модель дискретной среды и аппарат в виде метода молекулярной динамики сменил механическую модель сплошной среды (Непримеров, 2004). При снижении отбора жидкости и закачки воды более чем в 2 раза и сохранением обводненности на уровне 83% достигнута стабилизация добычи нефти, и даже ее рост (Муслимов, 2008).

Еще более значимые результаты получены по НГДУ «Альметьевнефть», где объемы отборов жидкости и закачки сократились в 3 раза, обводненность снизилась с 85,2 до 77,8% при росте добычи с 3,8 млн. т в 1996 году до

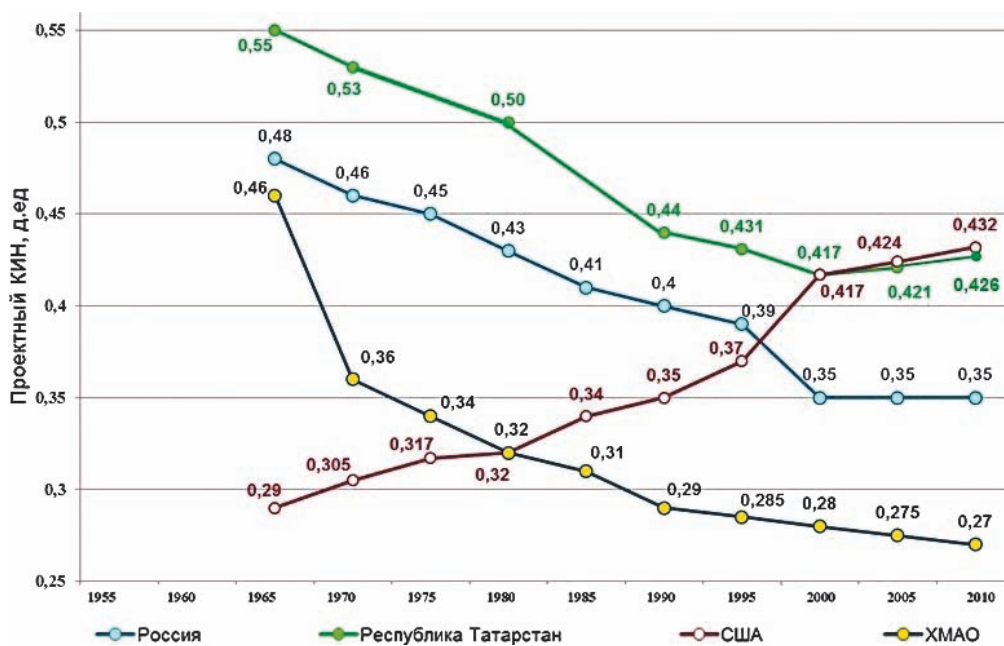


Рис. 1. Величина проектного КИН в России и США.

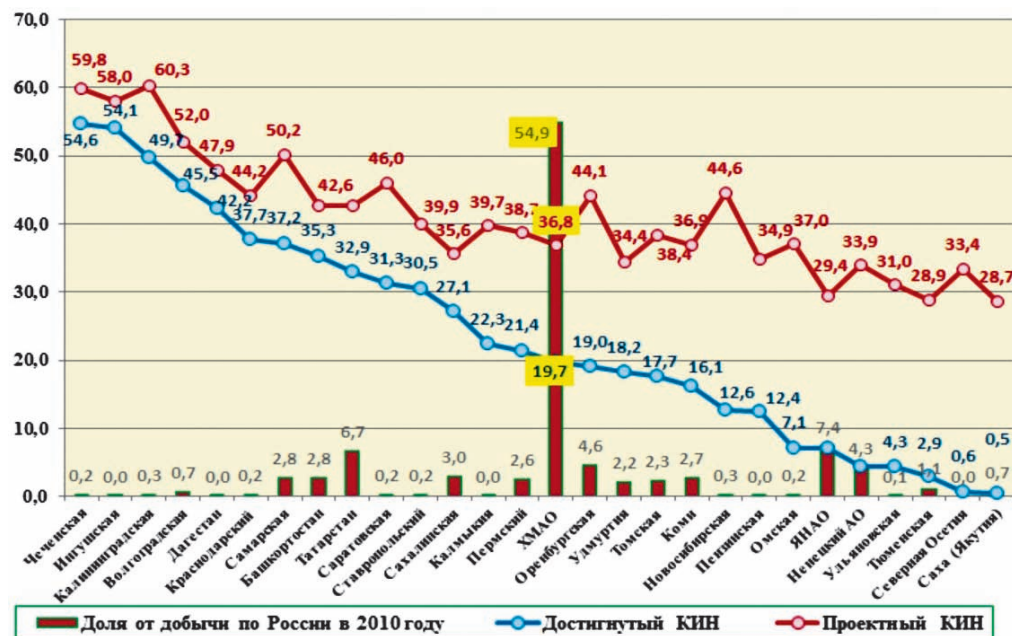


Рис. 2. КИН и доля добычи нефти по регионам РФ от добычи нефти в 2010 году.

4,2 млн. т в 2012 году.

Данные мероприятия сопровождались также существенным уменьшением потребления электроэнергии: по ОАО «Татнефть» с 7,0 до 3 млрд. кВт·час, по НГДУ «Альметьевнефть» с 1,020 млрд. до 0,4 млрд. кВт·час, удельный расход энергозатрат на добычу 1 т нефти снизился на 40%, а энергоэнергоёмкость закачки в 2 раза.

Динамика энергозатрат по НГДУ «Альметьевнефть» приведена на рис. 4.

Ожидаемый водонефтяной фактор по НГДУ «Альметьевнефть» при этом составит около 2, против 4 по старой технологии до 1986 года (Панарин, Валитов, 2007).

Одними из дискуссионных и длительно обсуждаемых в нефтяном сообществе являются вопросы влияния темпов отбора жидкости и плотности сетки скважин на коэффициент нефтеотдачи пластов.

Анализ разработки, проведенный по девонским объектам НГДУ «Альметьевнефть» Ромашкинского месторождения, показывает:

- Темпы отбора жидкости не оказывают влияние на нефтеотдачу к началу поздней стадии разработки.
- Обводненность продукции и накопленный водонеф-

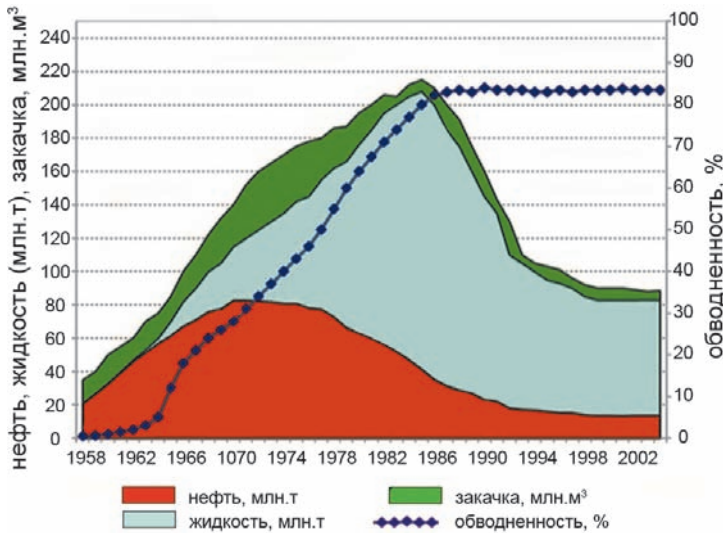


Рис. 3. График разработки пашийско-кыновских месторождений Ромашкинского месторождения по данным Р.Х. Муслимова.

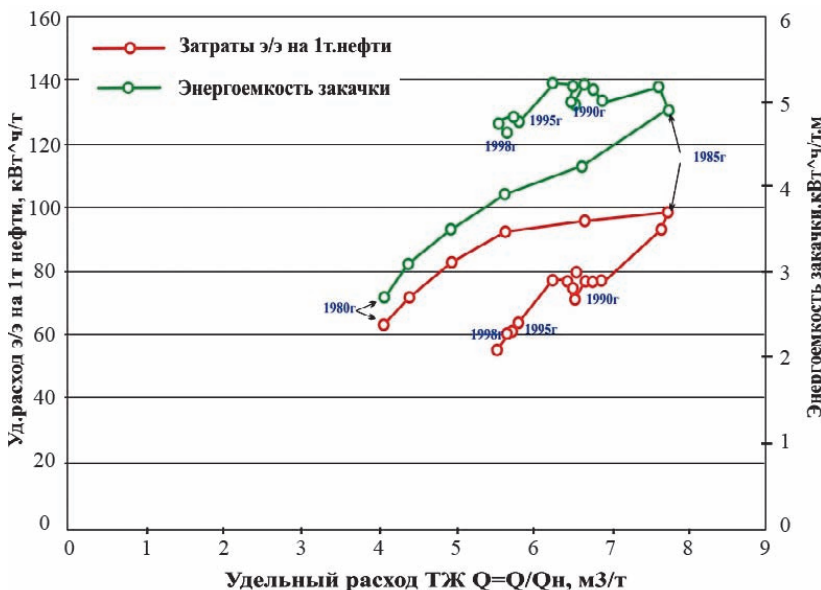


Рис. 4. Динамика энергозатрат.

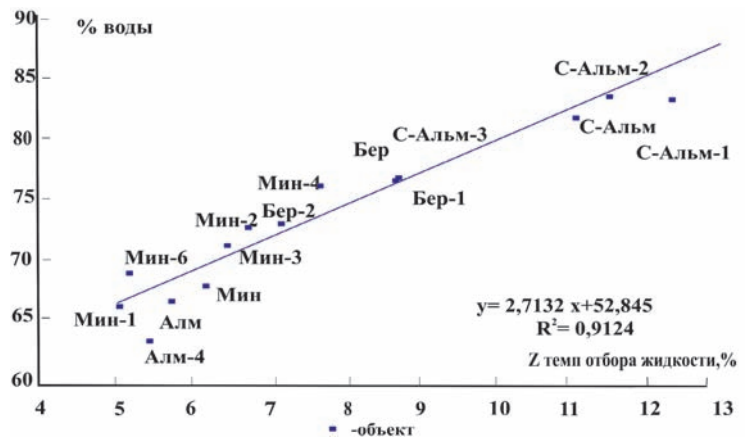


Рис. 5.

тяной фактор имеют тесную корреляционную зависимость. Они нарастают с увеличением темпа отбора жидкости, что предопределяет и увеличение операционных затрат в поздний период разработки (Рис. 5, 6).

Вместе с тем, значительное уменьшение объемов попутно добываемой воды и закачки позволяет существенно снизить негативное влияние на окружающую среду, оздоровить родники и поверхностные источники вод.

На примере небольших месторождений Калининградской области, разрабатываемых на природном водонапорном режиме благодаря хорошим коллекторским свойствам пластов, проведена оценка влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеотдачи. Пластовое давление по залежам на протяжении всей истории разработки оставалось близким к начальному пластовому давлению, а депрессия на пласт не превышала 1,0-1,5 МПа.

По 10 месторождениям этого региона, вступившим в позднюю стадию, можно сделать вывод о том, что по залежам с более плотной сеткой нефтеотдача к концу основного периода разработки в 1,5 раза выше, чем по залежам с более редкой сеткой (Рис. 7).

Причинами снижения КИН по основной в России нефтегазонасыщенной Западно-Сибирской провинции наряду с ухудшающейся структурой запасов являются:

- Недостаточно глубокая научная проработка особенностей геологического строения в условиях массового потока подготовки проектных документов месторождений при освоении Западно-Сибирской провинции; объединение большого количества продуктивных пластов в один эксплуатационный объект.
 - Низкое качество строительства скважин (цементаж эксплуатационных колонн), приводящее к невозможности контроля и управления выработкой каждого пласта и наличия разнообразных перетоков между ними.
 - Применение высоконапорных насосов в добыче и системе ППД, что предопределило:
 - в добыче – работу на забойных давлениях значительно ниже давления насыщения;
 - в системе ППД – иногда 2-х кратное превышение давления нагнетания над оптимальным для определенных групп коллекторов.
 - Массовая остановка скважин (до 50 и более %) в 1990-2000 годы, что привело к разба-

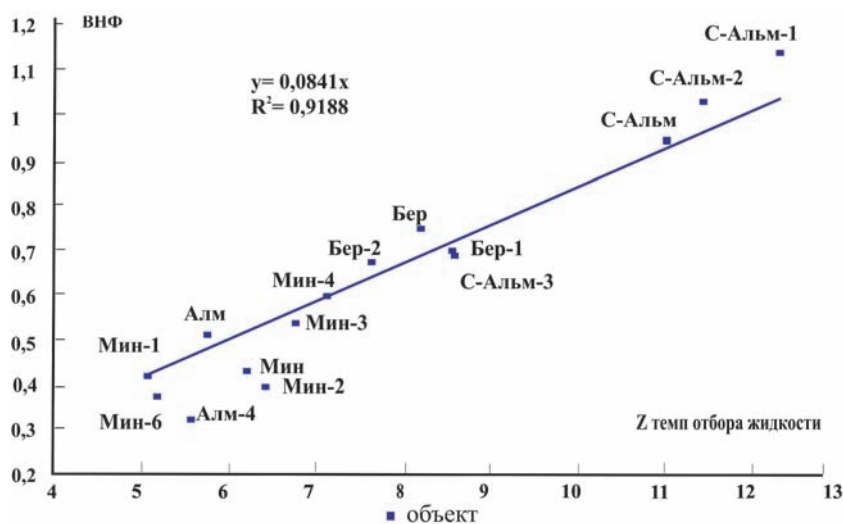


Рис. 6.

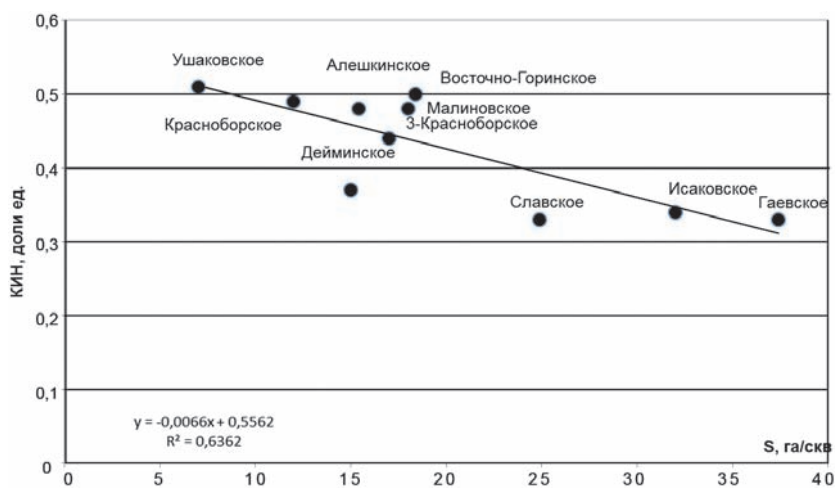


Рис. 7.

лансированию систем разработки.

– Недочет литологических особенностей и фациальных условий формирования пластов-коллекторов и их глинистой составляющей.

– Отсутствие карт разработки на основе литологического состава коллекторов многопластовых месторождений с распределением реальных отборов нефти и жидкости по пластам и между эксплуатационными объектами.

– Недостаточный охват и периодичность геолого-гидродинамических и промыслово-геофизических работ по контролю за текущей выработкой пластов и энергетическим состоянием пластовых резервуаров.

– Недооценка возможностей нестационарного заводнения с изменением фильтрационных потоков в пластах и особенно вопроса оптимизации гидродинамических параметров режима выработки.

– Отсутствие достаточных резервов подготовки опытных специалистов (особенно промысловых геологов и разработчиков) при чрезвычайно быстрых темпах освоения Западно-Сибирской провинции.

Благополучие и «здоровье» любой нефтяной компании определяется или должно определяться отношением не столько к новым, «молодым» запасам, а в первую очередь к «старым», зрелым месторождениям, вступившим в позднюю стадию разработки. Именно они будут

определять будущую величину выработки запасов, объем операционных затрат, рациональное использование созданной инфраструктуры, обеспечение рабочими местами и снижение экологической нагрузки на природную среду.

Более продуктивные месторождения или объекты, вступившие в позднюю стадию разработки, обладают возможностью достижения большей нефтеотдачи. По ним существует потенциал увеличения КИН существенно превышающий этот показатель вновь вводимых трудноизвлекаемых запасов.

Погоня за «свежими», но трудноизвлекаемыми запасами с меньшими ожидаемыми КИН и недостаточное внимание к проблемам повышения эффективности разработки «зрелых» месторождений не позволяют надеяться на увеличение коэффициента нефтеотдачи по РФ в ближайшей перспективе.

Литература

Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей: М.: Недра. 1976. 246 с.

Муслимов Р.Х. Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения-выдающийся вклад ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*. 4(27). 2008. С.2-5.

Непримеров Н.Н. Десятитомное собрание научных и литературных трудов. Казань: Центр инновационных технологий. 2004. Том 4,5.

Панарин А.Т., Валитов Ш.М. Энергетическая составляющая – критерий эффективности разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*. 2007. №12. С.36-38.

А.Т. Panarin. New approaches to the development technology in the late stage.

Joining the majority of oil fields of Russia to the late stage of development can predict the expected oil recovery factor and to assess the effectiveness of their operation. The results obtained for the primary period, determine the volume of technical and economic indicators of activities to achieve the planned recovery factor in the late stage of development. On the example of Tatneft, JSC committed in 1986 transition from the current conventional technologies to the technologies of optimal development of the oil reservoirs demonstrate positive results. Optimal development technology created by scientists of the Kazan University led by Professor Neprimerov N.N., is based on a physical model of a discrete medium and apparatus in the form of the molecular dynamics method.

Keywords: technology of optimal development of oil reservoir, reservoir recovery, late stage of development, energy intensity of oil production process, grid density of the well.

Александр Тимофеевич Панарин

Канд.геол.-мин.наук, заслуженный геолог РТ, начальник отдела разработки месторождений ООО «Газпром нефть шельф». Сфера интересов: нефтегазовая геология, разработка месторождений, энерго и ресурсосберегающие технологии в нефтедобыче.

197198, РФ, Санкт-Петербург, Зоологический переулок, д.2-4, лит. Б. Тел.: +7915-136-2783.