

## ТЕПЛОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЯЗКИХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Показано, что разработка месторождений с карбонатным коллектором, содержащим вязкие и высоковязкие нефти, может быть эффективно осуществлена только с применением тепловых методов разработки, регулирующих в пластовых условиях как растворение или увеличение подвижности асфальто-смолисто-парафинистых компонентов нефти, так и разрушение граничного слоя нефти на контакте с породообразующими минералами. При этом увеличивается нефтеотдача до 45 % (вместо 20 % при заводнении), а себестоимость добычи нефти меньше, чем при заводнении.

*Ключевые слова:* тепловые методы разработки, компоненты нефти, граничные слои нефти, нефтеотдача.

Последние десятилетия развития нефтяной промышленности России характеризуются ухудшением структуры запасов нефти. Особое внимание все больше занимает проблема разработки залежей нефти, сложенных карбонатными коллекторами, содержащими нефть повышенной (10 – 30 мПа·с) и высокой (более 30 мПа·с) вязкости. Запасы нефти, приуроченные к карбонатным коллекторам с содержанием в них вязкой и высоковязкой нефти, к настоящему времени составляют в мире более 30 % от всех разведанных запасов. В России запасы нефти в таких коллекторах составляют около 50 %, а в Удмуртии – 70 %. Проблемы разработки таких запасов нефти были общемировыми (Кудинов, 2005; Кудинов, 1996).

Карбонатные коллекторы отличаются сложным характером строения фильтрационно-емкостной системы и спецификой взаимодействия содержащихся в них флюидов с поверхностью породы-коллектора. Для карбонатных коллекторов трещинного типа свойственны низкая емкость трещин (не превышающая 2 – 3 %) и увеличенная пористость за счет развития каверн, отсутствие связанной воды в трещинах и изолированных кавернах. В порово-трещинных карбонатных коллекторах нефти и газа преобладающие фильтрационно-емкостные системы образуют поровые каналы, а трещинная система имеет подчиненное значение. В трещинно-поровых карбонатных коллекторах, наоборот, основная фильтрационно-емкостная система образована системой трещин, а подчиненное значение имеют поровые каналы.

Карбонатные коллекторы порового типа по своим фильтрационно-емкостным системам приближаются к терригенным коллекторам и могут быть сопоставимы с последними, но карбонатные коллекторы трещинные, порово-трещинные, порово-трещинно-каверновые, называются «сложнопостроенными коллекторами» и по своему строению и фильтрационным свойствам принципиально отличаются от терригенных в худшую сторону.

В сложнопостроенных карбонатных коллекторах на одном участке залежи могут существовать благоприятные условия для фильтрации нефти и газа преимущественно в горизонтальном направлении, на другом участке – в вертикальном направлении, а на третьем – в смешанном. Карбонатные породы отличаются резкой прерывистостью строения, которая нарушает единую гидродинамическую

систему залежи. Толстый массив карбонатных пород нередко переслаивается сильно уплотненными, практически непроницаемыми слоями, которые полностью исключают вертикальную фильтрацию, что превращает массивную по форме залежь в слоисто неоднородную пластовую.

Многообразная природная неоднородность строения карбонатных продуктивных пластов сильно ограничивает возможность применения традиционных методов воздействия (внутриконтурного или площадного заводнения) для поддержания пластового давления и повышения КИН. Чем выше вязкость нефти, тем быстрее происходит прорыв воды при заводнении к добывающим скважинам и, следовательно, тем меньше КИН. Значительно осложняют разработку месторождений температурные условия в пласте, близкие к температуре начала выпадения парафина. Поэтому для увеличения КИН на месторождениях с карбонатными коллекторами, содержащими нефть повышенной и высокой вязкости, необходимо применение методов воздействия, комбинированных с тепловыми (в сочетании с полимерными, кислотными, газовыми и другими).

Подача тепла в пласт приводит к снижению вязкости нефти, что положительно влияет на ее подвижность, как при вытеснении, так и при капиллярной пропитке блоков (матрицы). Кроме того, подача тепла в пласт приводит к улучшению смачиваемости пористой среды (она становится более гидрофильной), что положительно сказывается как на доотмыве нефти с породы, так и на капиллярной пропитке матричной системы трещин пласта (Кудинов, 1996; Байбаков, Гарушев, 1988).

В результате проведенного анализа существовавших технологий, теоретических и промышленных исследований в «Удмуртнефти» были научно обоснованы и созданы в 80 – 90-е гг. XX века принципиально новые высокоэффективные комбинированные тепловые технологии воздействия на сложнопостроенные карбонатные пласты с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти, не имеющие аналогов в мировой нефтяной практике, которые успешно прошли промысловые испытания и промышленное внедрение (Кудинов, 2005; Кудинов, 1996):

– повышения нефтеизвлечения с использованием жидкофазного окисления – ЖФО (Иванов и др., 1985; Кудинов, 2005).

– термополимерного воздействия на залежи вязкой

нефти – ТПВ (Желтов и др., 1979).

– термополимерного воздействия с добавками электролита – ТПВПЭ (Малофеев и др., 1989).

– импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт – ИДТВ (Кудинов и др., 1984).

– импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт с паузой – ИДТВ(П) (Кудинов и др., 1985).

– комбинированного теплоциклического воздействия на пласт через системы нагнетательных и добывающих скважин – ТЦВП (Кудинов, 1996).

– циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия – ЦВПТВ (Кудинов и др., 1993).

Технология обработки призабойной зоны скважин на основе жидкофазного окисления легких углеводородов в пластовых условиях (ЖФО) предназначена для интенсификации процесса комплексного воздействия на продуктивные пласты карбонатных коллекторов, насыщенных высоковязкой парафинистой нефтью. В ее основе – теоретические и экспериментальные исследования процессов окисления жидких легких углеводородов в пористой среде с участием инициаторов и катализаторов окисления. ЖФО – принципиально новая технология воздействия на карбонатный коллектор в призабойной зоне, основанная на иницировании непосредственно в пласте реакции окисления легких жидких углеводородов за счет химической экзотермической реакции окисления изомасляного альдегида кислородом воздуха в присутствии азотной кислоты. В результате образуется оксидат, представляющий собой смесь карбоновых кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, масляной и др.), кетонов, спиртов, альдегидов, эфиров. При этом выделяется значительное количество теплоты, что обеспечивает комплексное воздействие на нефтесодержащий карбонатный коллектор.

Сырьем для получения оксидата могут являться как отдельные легкие углеводороды  $C_3-C_{17}$ , так и их смеси, а также конденсат газоконденсатных месторождений. Соответствующим подбором сырья и технологических параметров можно регулировать скорость образования оксидата, а также менять его состав в широком диапазоне.

Сущность ЖФО заключается в следующем: в скважину закачиваются легкие жидкие углеводороды  $C_3-C_{17}$  или их смесь в количестве 0,1 – 5 м<sup>3</sup> на один метр продуктивного карбонатного пласта. После этого в скважину закачивают альдегид (ацетальдегид или изомасляный альдегид) в количестве 0,1 – 1,5 м<sup>3</sup> на 1 м продуктивного пласта. Во избежание взаимодействия альдегида с азотной кислотой в стволе скважины для их разобщения закачивают 0,2 – 2 м<sup>3</sup> фракций легких углеводородов  $C_3-C_{17}$ . Затем в скважину закачивают водный раствор азотной кислоты, которая является окислителем альдегида на этапе иницирования и стабилизации реакции. Количество закачиваемой азотной кислоты составляет 1 – 10 м<sup>3</sup> на 1 м продуктивного пласта с концентрацией 2 – 25%. После этого в скважину с помощью компрессора закачивается воздух, кислород которого является окислителем для дальнейшего проведения процесса. На окисление 1 м<sup>3</sup> фракций легких углеводородов  $C_3-C_{17}$  требуется около 2500 м<sup>3</sup> воздуха. После завершения подачи воздуха скважину закрывают на 2 – 3 суток для завершения прохождения химических реакций. По окончании реагирования из скважины «сравливаются» (выпускается) отработанный газ, в скважину спуска-

ется глубинно-насосное или другое оборудование по прежней схеме, и скважина запускается в эксплуатацию.

В призабойной зоне пласта (ПЗП) происходят в совокупности несколько процессов. Образующаяся при реакции жидкофазного окисления (ЖФО) группа растворителей и выделившееся тепло растворяют асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО) при их наличии в ПЗП и разрушают граничный слой нефти на контакте с породообразующими минералами. Вследствие этого образуются участки, свободные для доступа группы карбоновых кислот к породе, в результате чего улучшаются условия для их химического взаимодействия.

Промышленные испытания технологии ЖФО проводились в Удмуртии с 1981 г. на Гремихинском нефтяном месторождении. Особенности данного месторождения являются: сложное геологическое строение (многопластовое, неоднородное как по площади, так и по толщине, разный тип карбонатных коллекторов – поровый, трещинно-поровый); пластовая нефть высоковязкая (125 мПа·с), имеет высокое содержание парафина и серы. Обработка по технологии ЖФО на этом месторождении показала: дебит скважины до обработки – 1,7 т/сут, после – 5 т/сут, т.е. в 3 раза (Кудинов, 1996; Кудинов, 2005; Желтов, 1979).

Продуктивность призабойной зоны скважин после ЖФО увеличивается в среднем в два раза. По проведенным 146 обработкам в добывающих скважинах (дебиты скважин по нефти до проведения ЖФО составляли 0,5 – 1,7 т/сут) было получено: прирост добычи нефти от одной обработки составил в среднем 800 т, рост дебита 2,2 – 9,0 т/сут, продолжительность эффекта 1 – 2 года.

Преимущества ЖФО в сравнении с традиционными кислотными обработками следующие:

1) реакция жидкофазного окисления легких углеводородов является экзотермической в результате чего в продуктивном пласте образуется значительное количество тепла (22000 кДж на 1 кг окисленного углеводорода);

2) продуктом окисления является вещество, состоящее из карбоновых кислот и растворителей, при этом растворители разрушают пленку нефти в порах и трещинах породы продуктивного пласта, а кислотная группа, входя в химическое взаимодействие с карбонатным коллектором, увеличивает его проницаемость и пористость. Образующиеся при этом соли карбоновых кислот являются водорастворимыми и легко выносятся на поверхность;

3) наличие в продуктах окисления уксусной кислоты способствует удалению из призабойной зоны окисных соединений железа, так как в результате их химического взаимодействия образуются водорастворимые соли;

4) полученные продукты жидкофазного окисления (ЖФО) легких углеводородов являются водорастворимыми, а также снижают поверхностное натяжение нефти на границе с твердой фазой, то есть обладают поверхностно-активными свойствами.

При осуществлении процесса окисления легких жидких углеводородов кислородом воздуха в ПЗП одними из самых сложных, с технологической точки зрения, являются операции, связанные с нагнетанием реагентов в пласт. Во избежание возможности образования взрывоопасных смесей в скважине при реализации технологии ЖФО закладка реагентов должна производиться последовательно. Из-за неоднородности коллектора и большого различия в

физико-химических свойствах фильтрующих флюидов в пласте не создаются благоприятные условия для участия в химической реакции закачиваемых реагентов. Оптимальной с точки зрения химического воздействия при обеспечении необходимой безопасности является одновременно-раздельная закачка легких углеводородов и воздуха с осуществлением интенсивного перемешивания на забое скважины при поступлении в пласт.

Необходимо отметить, что получать оксидат можно в заводских условиях на газоперерабатывающих заводах, после строительства блоков окисления. Полученный таким способом оксидат более технологичен (более безопасен) и обеспечивает больший КИН, чем при образовании его в призабойной зоне.

При реализации тепловых полимерных технологий важно следующее. Теплофизические свойства (теплопроводность и температуропроводность) водных растворов полиакриламида в промышленных концентрациях (0,02 – 0,1% по сухому порошку в интервале температур 20 – 90°C и давлений 0,1 – 20 МПа) ниже теплофизических свойств воды-растворителя. Некоторое увеличение тепло- и температуропроводности происходит с повышением температуры (от 20°C до 90°C) и давления (от 0,1 МПа до 20 МПа). Следовательно, при движении горячего раствора полимера, по стволу скважины будет меньше потерь тепла, чем в случае нагнетания горячей воды.

Вязкость растворов полиакриламида одинаковой концентрации, приготовленных на минерализованной воде, ниже вязкости растворов, приготовленных на пресной воде. Для химического состава вод, применяемых для затворения ПАА на промыслах Удмуртии, снижение вязкости при минерализованной воде может составить до 40%. Но при одинаковых концентрациях растворы полиакриламида, приготовляемые на минерализованной воде, менее подвержены термической деструкции, чем растворы, приготовляемые на пресной воде. Все это ставит сложные и практически значимые задачи по выбору минерализации воды для затворения полимера.

Горячая вода преимущественно работает только по макротрещинам. Механизм нефтеизвлечения при использовании метода ТПВ следующий: нагретый до 90 – 95°C водный раствор полиакриламида, имея вязкость 1,5 – 2 мПа·с, при закачке в нефтяной пласт поступает, прежде всего, в естественно существующую в карбонатном коллекторе систему трещин и далее проникает в глубь пласта. Таким образом, часть залежи оказывается охваченной горячим агентом воздействия, что приводит к снижению вязкости нефти, содержащейся в блоках (матрице) трещиновато-порового коллектора. Продвигаясь в начале закачки по трещинам, горячий раствор полиакриламида через некоторое время остывает (температура в пласте 32°C), эффективная вязкость его при этом существенно увеличивается (до 10 – 15 мПа·с). При этом гидравлическое сопротивление в системе трещин начинает возрастать. В этой связи неизбежно увеличивается доля раствора, поступающего из трещин в матрицу.

Размер оторочки горячего полимерного раствора определяется термогидродинамическими расчетами и составляет (по данным промысловых исследований) 20 – 30% порового пространства продуктивного пласта. Концентрация полимерного раствора находится в пределах 0,06 –

0,2% по сухому порошку. Процесс ТПВ должен вестись таким образом, чтобы температура полимерного раствора на устье скважины была не выше 100°C, т.к. при температуре выше 100°C происходит деструкция раствора, полимера. Конкретная величина концентрации полимерного раствора определяется расчетным способом в зависимости от соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента ( $M_n / M_a$ ) и определяется непосредственно измерением в лаборатории. При этом имеется в виду, что отношение вязкости нефти и вязкости вытесняющего агента (в данном случае раствора полиакриламида) должно быть равно или меньше 10. При таком соотношении не развивается явление вязкостной неустойчивости.

Технология ТПВ положительно влияет на приемистость нагнетательных скважин. Опыт разработки месторождений показывает, что, как правило, закачка «холодного» полимерного раствора (холодное полимерное воздействие – ХПВ) снижает приемистость в нагнетательных скважинах. Поэтому для того, чтобы поддержать заданные темпы закачки на установленном уровне, приходится повышать давление закачки. Из-за опасности гидравлического разрыва пласта этот параметр приходится ограничивать. «Горячий» полимерный раствор нагнетается в пласт при 90 – 95°C и вязкость его снижается в 2,5 – 3 раза, что позволяет увеличить приемистость нагнетательных скважин.

В технологии ТПВ существенное значение имеет динамика температуры не только в пласте, но и в стволе нагнетательной скважины. Результаты длительного промышленного внедрения ТПВ на залежи Мишкинского месторождения в сопоставлении с разработкой залежи холодным полимерным раствором (ХПВ) показаны в Табл. 1.

По полученным промысловым данным в ОАО «Удмуртнефть» был оценен прирост в нефтеотдаче от ТПВ. Результаты показали, что применение ТПВ увеличило нефтеотдачу на 12% по сравнению с ХПВ, и на 22% по сравнению с заводнением (Кудинов, 2005; Кудинов, 1996). В целом, промышленное внедрение ТПВ на Мишкинском месторождении характеризуется показателями: добыто более 400 тыс. тонн нефти; дополнительная добыча нефти на одну тонну сухого порошка полиакриламида составляет 300 тонн; достигнут текущий коэффициент нефтеизвлечения 44% против 9% при естественном режиме, 22% при заводнении, и 32% при ХПВ. Цена 1 т ПАА – 3,5 тыс. \$.

ИДТВ – импульсно-дозированное тепловое воздействие – предусматривает циклическую закачку теплоносителя и холодной воды в строго расчетных объемах, обеспечивающих создание и поддержание в пласте эффективной температуры для конкретных геологических условий. Технология ИДТВ может эффективно применяться на месторождениях, залегающих на глубинах более 1000 м. При ИДТВ достигается: увеличение нефтеизвлечения (для Гремихинского месторождения до 37% по сравнению с естественным режимом – 12%, заводнением – 20% и известной технологией вытеснения горячей водой (ВГВ) – 27 – 29%); энергосбережение за счет поддержания в пласте эффективной температуры Тэф и сокращения теплопотерь в окружающие горные породы; интенсификация охвата пласта тепловым воздействием и добычи нефти за счет эффективного использования парогенераторных установок.

Тэф – это температура, дальнейшее повышение кото-

Показатели	ТПВ				ХПВ
	T=70 <sup>0</sup> C	T=60 <sup>0</sup> C	T=50 <sup>0</sup> C	T=40 <sup>0</sup> C	T=17 <sup>0</sup> C
Добыча нефти, т.т.	3457	3289	2923	2575	2474
Прирост добычи нефти, т.т.	979	791	445	98	0
Коэффициент нефтеотдачи	0,439	0,415	0,371	0,327	0,314
Прирост КИН по сравнению с ХПВ	0,125	0,101	0,057	0,013	0
Относительное увеличение приемистости, раз	2,5	2	1,75	1,5	1
Продолжительность закачки оторочки ПАА, годы	8	9	10	12	18
Экономический эффект, млн. руб.	71	59	50,9	32,4	40,5

Табл. Результаты применения ТПВ и ХПВ на залежи Мишкинского месторождения Удмуртии.

рой не приводит к дальнейшему значительному снижению вязкости нефти. Так для Гремихинского месторождения температура в пласте 29 °С, вязкость нефти при этом 125 мПа·с, а при нагреве ее до 55 – 60 °С вязкость нефти снижается до 10 – 12 мПа·с, и дальнейшее повышение Т не приводит к значительному снижению вязкости.

Промышленное внедрение ИДТВ на Гремихинском месторождении позволило: добыть за счет технологии 1 млн. 284 тыс. т нефти; снизить в 2 раза расход теплоносителя на извлечение 1 тонны нефти с 6,4 т/т при ВГВ (воздействие горячей водой) до 3,2 т/т при ИДТВ; а также уменьшить по сравнению с ВГВ капвложения на 25 % и эксплуатационные затраты на 27 %; снизить себестоимость добычи нефти по сравнению с заводнением на 10 %.

ИДТВ(П) является модификацией ИДТВ и отличается от нее тем, что в каждом цикле после закачки расчетного количества теплоносителя делается пауза (остановка в закачке), равная времени восстановления пластового давления, а затем начинается закачка расчетного количества холодной воды. ИДТВ(П), обладая всеми качествами технологии ИДТВ, обеспечивает рост нефтеизвлечения в неоднородном пласте – до 40 %. Промышленное внедрение ИДТВ(П) на Гремихинском месторождении позволило: добыть за счет технологии 1 млн. 108 тыс. тонн нефти; снизить удельный расход теплоносителя на тонну добываемой нефти с 6,4 т/т при технологии с непрерывной закачкой горячей воды, до 3,1 т/т при ИДТВ(П).

ТЦВП – сущность этой технологии заключается в значительном увеличении охвата пласта тепловым воздействием и получения за счет этого наивысшего конечного коэффициента нефтеизвлечения. В семиточечном элементе скважин центральная является нагнетательной, а остальные 6 добывающие. В нагнетательную центральную скважину постоянно нагнетается теплоноситель и вода по технологии ИДТВ(П), а в 3 добывающих (через одну) нагнетается теплоноситель и вода по технологии ИДТВ(П), а из остальных 3 скважин добывается нефть. Затем после закачки расчетного количества теплоносителя и воды в 3 добывающие скважины они переводятся на добычу нефти, а в 3 добывающие нефть скважины начинается закачка теплоносителя и холодной воды по технологии ИДТВ(П). Циклы повторяются до завершения проектного решения.

ТЦВП обеспечивает единый технологический процесс комплексного теплового воздействия на пласт через систему нагнетательных и добывающих скважин. Технология ТЦВП, обладая всеми достоинствами ИДТВ(П), дополнительно обеспечивает: увеличение охвата площади разрабатываемого элемента пласта тепловым воздействием на

30% по сравнению с ИДТВ и ИДТВ (П); достижение конечного нефтеизвлечения – 45 % против 20 % при заводнении и 40 % при ИДТВ(П). Внедрение технологии ТЦВП на Гремихинском месторождении характеризуется следующими данными: удельный расход теплоносителя составляет 2,0 т/т против 6,4 т/т при технологии закачки горячей воды.

В целом тепловые методы применяются в Удмуртии на ряде нефтяных месторождений с 1983 г. Добыто дополнительно более 6 млн. т нефти. Экономический эффект составил более 3 млрд. руб. (в ценах 1999 г.). Для реализации этих технологий были разработаны соответствующие технические средства (Кудинов, Богомольный и др., 1998; Кудинов, Зубов и др., 1998).

Разработанные новые технологии позволили:

1. Преодолеть барьер по глубинам применения тепловых методов – вместо 0,8 – 1 км стало возможным их применение до глубин 2 – 2,5 км.

2. Уменьшить расход теплоносителя на извлечение 1 т нефти – вместо 6,5 – 10 т/т (при ПТВ) нефть добывается при расходе теплоносителя 2 т/т (при ЦВПТВ).

3. Снизить капитальные и эксплуатационные затраты на 25 – 27% (на примере Гремихинского месторождения).

4. Увеличить КИН на месторождениях с высоковязкими нефтями с 0,25 до 0,45.

Ранее внедрение сдерживалось отсутствием технических средств, а сейчас есть и термоизолированные НКТ, и супертонкое базальтовое волокно для теплоизоляции трубопроводов, и термостойкие пакера и якоря, и паротепловые установки. Тем более, что все может изготавливаться у нас в стране.

Поэтому для разработки месторождений с высоковязкой нефтью сегодня недопустимо проектировать заводнение вместо применения тепловых методов.

## Литература

- Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. *Тепловые методы разработки нефтяных месторождений*. М.: Недра. 1988.
- Желтов Ю.В., Кудинов В.И. и др. Термополимерное воздействие на залежи вязкой нефти. 1979.
- Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Хавкин А.Я. и др. Руководство по применению метода термополимерного воздействия в нефтяных скважинах с трещиновато-поровым коллектором. РД 39-0147035-219-86. Миннефтепром. 1986. 37.
- Иванов В.И., Гусейн-Заде А.М., Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Ким М.Б. Способ обработки призабойной зоны скважины. А.С. № 1284296. *Патент РФ*. № 1475217. 1985.
- Кудинов В.И., Колбиков В.С. и др. Способ импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт. *Патент РФ*. № 1266271. 1984.
- Кудинов В.И. Способ разработки залежи высоковязкой нефти. *Патент РФ*. № 1365779. 1985.
- Кудинов В.И., Колбиков В.С. и др. Способ импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт с паузой. *Патент РФ*. № 1365779. 1985.
- Кудинов В.И., Колбиков В.С., Дацик М.И. Способ извлечения вязкой нефти из залежи. *Патент РФ*. № 1744998. 1990.
- Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Малофеев Г.Е. Способ циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия. *Патент РФ*. № 2057916. 1993.
- Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М. *Нефть и газ*. 1996.
- Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацик М.И. и др. Применение новых технологий разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*. 1998. №3. 30-34.

## ПРОИЗВОДСТВО ТОПЛИВ С УЛУЧШЕННЫМИ ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ

В статье обсуждаются проблемы производства современных автомобильных бензинов, соответствующих международным требованиям EVRO-3, EVRO-4. Содержание ароматических углеводородов не более 35% и бензола не более 1%. Проводится сравнительный анализ качества зарубежных, отечественных моторных топлив, компонентный состав бензинового фонда США, Европы и России. И предлагаются технологии по получению бензинов с улучшенными экологическими свойствами.

*Ключевые слова:* бензин, ароматические углеводороды, бензол.

Основными видами моторных топлив в настоящее время являются автомобильные бензины и дизельные топлива, производство которых в мире составляет более 1,7 млрд.т. в год и на их выработку расходуется до 70% добываемой нефти. Основная масса автомобильных бензинов в России вырабатывается по ГОСТ Р 51105-97 с разделением на классы 2 – 5.

В настоящее время в России высока доля техники экологических классов Евро-2 и ниже, использующие низкооктановые бензины. Анализ производства, внутреннего потребления и экспорта автомобильного бензина Регуляр-92 показал, что за 2005 – 2007 годы экспорт этой марки

бензина возрос на 1971 тыс. тонн. Вряд ли бензин АИ-92

Нормативные акты	Выбросы загрязняющих веществ, г/кВт			
	СО	СН	NO <sub>x</sub>	Твердые частицы
Правило 49 ЕЭК ООН	14,0	3,5	18,0	Не реглам.
Директива 88/77 ЕС	11,2	2,4	14,4	Не реглам.
EURO-1 (с 1993 года)	4,5	1,1	8,0	0,36
EURO-2 (с 1996 года)	4,0	1,1	7,0	0,15
EURO-3 (с 1.10.2000 года)	2,0	0,6	5,0	0,1
EURO-4(2003-2005гг.)	1,5	0,5	3,5	0,08
EURO-5(2006-2009гг.)	1,0	0,5	2	0,05

Табл. 1. Нормативные требования, предъявляемые к экологичности транспортных средств.

Окончание статьи В.И. Кудинова «Тепловые технологии разработки ...»

Кудинов В.И., Зубов Н.В., Савельев В.А. Регулирование теплового воздействия при разработке залежей высоковязкой нефти с послойной неоднородностью коллекторов. *Нефтяное хозяйство*. 1998. № 3. 37-39.

Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. М., Ижевск. Институт компьютерных исследований, УдГУ. 2005. 720.

Малофеев Г.Е., Кудинов В.И., Желтов Ю.В. Способ термодимерного воздействия с добавками полиэлектролита. *Патент РФ*. № 1716861. 1989.

V.I. Kudinov. **Thermal technology of intricately built viscous and highly-viscous oils fields development .**

The paper shows that the development of oil fields with carbonate reservoir, which contains viscous and highly-viscous oils, is only effective when thermal methods of oil field development are applied. Such methods control both the dilution or the increasing mobility of bitumen-resin-paraffin oil components, and the destruction of the boundary oil layer in contact with rockforming minerals. Thus, oil recovery is increased by 45 % (instead of 20 % recovered with waterflooding), and the prime cost of oil production is less than with waterflooding.

*Key words:* thermal methods of oil field development, oil components, boundary oil layer, oil recovery.

*Валентин Иванович Кудинов*

Д.т.н., профессор, зав. кафедрой РЭНГМ ГОУВПО «УдГУ» действительный член РАЕН, Советник Президента Удмуртской Республики по нефтегазовому комплексу.

Ижевск, ул. Свободы, 171а – 3. Тел.: (3412)-56-62-41. Факс: (3412)-51-08-02.



Казань

9-11 сентября 2009 г.

Международная научно-практическая конференция  
«Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов»

Научно-техническая конференция  
«Перспективы создания подземных хранилищ газа в Республике Татарстан»

Международная научно-практическая конференция  
«Казанская геологическая школа и ее роль в развитии геологической науки в России»

420049, Россия, РТ, Казань, ул. Павлюхина, 75, МЭПР РТ.  
Тел.: (843)267-68-38, 264-49-77, 264-59-08.  
Факс: (843)267-68-24. E-mail: konf.neft@rambler.ru

