

УДК 622.276(470.44)

Рошин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия, paulforrest@ya.ru

Назаров А.Д.

ООО «СИАМ», Краснодар, Россия, nazarov.ad@mail.ru

Хромых Л.Н.

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия, pas2983@mail.ru

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Из-за неуклонного сокращения активных запасов легкой нефти становится актуальным ввод в разработку месторождений тяжелых высоковязких нефтей. Представлены результаты экспериментов по определению особенностей реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области. Установлено, что все изученные образцы высоковязких нефтей Боровского, Бузбаишского и Петрухновского месторождений обладают тиксотропными свойствами, причем интенсивность их проявления зависит главным образом от температуры. При повышении температуры происходит резкое снижение вязкости нефтей, что обусловлено разрушением сложной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа в нефтях Боровского, Бузбаишского, Петрухновского месторождений. Результаты позволяют обосновать и предложить к практической реализации эффективные комплексные технологии повышения нефтеотдачи при эксплуатации данных объектов. Показано, что в нефтях могут образовываться структуры коагуляционного и коагуляционно-кристаллизационного типа, разрушение которых требует значительно большего количества подводимой энергии. Поэтому применение совместно с тепловым воздействием диспергаторов и растворителей позволит значительно повысить эффективность разработки данных объектов.

Ключевые слова: *тяжелая высоковязкая нефть, свойства тяжелой нефти, повышение нефтеотдачи, реотест, вязкость, месторождения Самарской области.*

Более 75 лет ведется промышленная добыча нефти в Самарской области. Открытые здесь месторождения послужили основой создания мощного нефтегазового комплекса. Основные объемы бурения в области пришлись на 60-70-е гг. прошлого века. Приоритет отдавался наиболее крупным по величине запасов нефтяным месторождениям: Мухановскому, Кулешовскому, Радаевскому и др. Сегодня добыча нефти в регионе, как и во всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, находится на стадии естественного падения, однако за счет применения передовых технологий на протяжении последних лет в Самарской области удается поддерживать добычу на достаточно высоком уровне. Особое значение приобретает проблема продления «промышленной жизни» разрабатываемых месторождений за счет современных технологий увеличения нефтеотдачи, а также

восполнения запасов и введения в разработку трудноизвлекаемых ресурсов и нетрадиционных источников углеводородного сырья.

На территории Самарской области, по данным некоторых исследователей (Ф.С. Стрельцов и др., 2011), содержится до 9,5% российских ресурсов высоковязкой нефти (ВВН) и природных битумов (ПБ) или около 1,7 млрд. т. В регионе месторождения природных битумов разрабатывались исторически, а первый в России асфальтовый завод начал работать вблизи Сызрани в 1871 г. Совсем недавно в 2011 г. в Самарской области была принята к реализации программа битумопоисковых и исследовательских работ. В результате выполнения этой программы было установлено 137 залежей природных битумов, на севере и северо-востоке области исследованы и оконтурены перспективные участки для разработки ВВН и ПБ (В.В. Саляев, 2012).

Изучением реологических свойств высоковязких нефтей в различных регионах России занимались И.М. Аметов, В.В. Девликамов, А.Х. Мирзаджанзаде, Л.М. Рузин, З.А. Хабибуллин и многие другие известные ученые. Однако, в силу ряда причин, проведение этих перспективных исследований было приостановлено в середине 90-х гг. [Аметов, Байдилов, Рузин, 1985]. В связи с этим возникло некоторое отставание в области исследования высоковязких нефтей. Наименее изученными на сегодняшний день являются нефти, обладающие тиксотропными свойствами [Рогачев, Колонских, 2009].

Проявления тиксотропных свойств связаны с присутствием в высоковязких нефтях сложных высокомолекулярных соединений, обладающих склонностью к структурообразованию. Такими соединениями в нефти являются парафины, смолы и асфальтены. Данная статья посвящена исследованию реологических свойств неньютоновских нефтей Боровского, Бузбашского и Петрухновского месторождений Самарской области (рис. 1). Приводится количественный анализ полученных результатов исследований с целью установления закономерностей и изучения условий образования в нефти пространственных структур коагуляционного и коагуляционно-кристаллизационного типа.

Перед тем, как переходить к изложению основных результатов исследований, необходимо определиться с термином «тиксотропная жидкость» и кратко описать методику проведения лабораторных экспериментов. Жидкости, поведение которых не подчиняется закону вязкого трения Ньютона, называются неньютоновскими [Аметов, Байдилов, Рузин, 1985]. Для описания свойств неньютоновских нефтей обычно используют понятие эффективной или кажущейся вязкости $\mu_{\text{э}}$. Величина эффективной вязкости нефти при

различных скоростях и напряжениях сдвига определяется расчетным путем с использованием следующей известной формулы:

$$\mu_y = \frac{\tau}{\gamma} \quad (1)$$

где τ – мгновенное значение напряжения сдвига, Па; γ – мгновенное значение скорости сдвига, 1/с.



Рис. 1. Схема расположения исследованных месторождений в Самарской области
1 – месторождения нефти (цифры на схеме: 1 – Боровское, 2 – Бузбашское, 3 – Петрухновское).

Эффективная вязкость есть некоторая условная характеристика, определяемая как отношение напряжения сдвига к скорости сдвига. Этот динамический параметр широко используется в реологии и позволяет рассматривать неньютоновские нефти как системы с переменной вязкостью, величина которой зависит от скорости (напряжения) сдвига. Такая зависимость вязкости от скорости сдвига носит название аномалии вязкости. Жидкости с

переменной вязкостью принято называть аномально вязкими или аномальными [Девликамов, Хабибуллин, Кабиров, 1975].

Тиксотропными называют жидкости, для которых при постоянной скорости вращения ротационного вискозиметра напряжение сдвига и эффективная вязкость уменьшаются с течением времени, что связано с постепенным разрушением внутренней пространственной структуры этих жидкостей, которая может восстановиться через определенный отрезок времени.

Для исследования тиксотропных свойств нефтей Боровского, Бузбашского и Петрухновского месторождений были проведены динамические испытания при различных температурах на приборе Rheotest RN 4.1 в лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов» Национального минерально-сырьевого университета «Горный». Динамические эксперименты по изучению тиксотропных свойств нефтей были проведены по следующей методике. Скорость сдвига в процессе динамических испытаний плавно увеличивалась до значения 300 1/с в течение 300 сек. (прямой ход на графиках зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига), затем она выдерживалась постоянной при достигнутом значении в течение 300 сек. (ожидание полного разрушения внутренней структуры нефти), а далее скорость сдвига плавно уменьшалась до нуля за 300 сек. (обратный ход на графиках). В результате таких лабораторных исследований на графиках зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига были получены характерные петли гистерезиса. Тот факт, что линия прямого хода не повторяет линию обратного хода, свидетельствует о тиксотропной структуре исследуемой нефти. Площадь петли гистерезиса, заключенная в пределах единого цикла измерений, характеризует величину механической энергии, необходимой для разрушения тиксотропных связей, отнесенной к единице объема нефти. Поэтому чем больше площадь «петли гистерезиса», тем более склонна данная нефть к структурообразованию при данных температурных условиях.

Залежь нефти пласта А₄ Боровского месторождения пластовая сводовая, залегает на глубине 840 м. Продуктивные породы представлены известняками, реже доломитами, которые встречаются в виде отдельных пропластков и включений. Стратиграфически нефтенасыщенная часть пласта А₄ отнесена к отложениям башкирского яруса среднего карбона. Литологически коллектора сложены известняками, органогенными и органогенно-обломочными, участками кристаллическими, доломитизированными, часто пористыми, трещиноватыми, битуминозными. Цементом является микрокристаллический, пелитоморфный, иногда вторичный кальцит. В шлифах очень часто наблюдается заполнение

порового пространства твердым битумом. Иногда в качестве цементирующего вещества в известняках выступает гипс и ангидрит. Содержание сульфатов, которые наблюдаются в шлифах - не более 8 %. Для карбонатных пород характерно широкое развитие макро- и микроциллитов. В карбонатных породах широко развита вторичная пористость выщелачивания. Поры часто изометричной формы, размеры пор от нескольких сотых долей мм до 0,6 мм. Отдельные поры сообщаются между собой тонкими канальцами диаметром 0,01-0,02 мм. Трещины, наблюдаемые под микроскопом - извилистые, ветвящиеся, иногда сомкнутые, но в большинстве случаев открытые. Раскрытость трещин в шлифах достигает 0,2 мм.

В результате процесса доломитизации в известняках по кальцитовому цементу наблюдаются включения вторичного доломита мелко- и среднекристаллического, пористого, мелкокавернозного, микротрещиноватого. Содержание вторичного доломита, наблюдаемого в шлифах, достигает 24 %.

Нефть Боровского месторождения тяжелая (плотность пластовой нефти на поверхности – 902,0 кг/м³), давление насыщения нефти газом при пластовой температуре (22 °С) составляет 2,50 МПа, газосодержание – 10,60 м³/м³, вязкость пластовой нефти достигает 93,33 мПа·с. Нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,38 %), смолистая (12,54 %), парафинистая (3,70 %). Для оценки тиксотропных свойств тяжелой высоковязкой нефти Боровского месторождения были проведены исследования на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 при 12 и 22 °С.

Как видно из рис. 2, нефть Боровского месторождения, являясь неньютоновской при 12°С, при пластовой температуре (22 °С) почти не проявляет тиксотропных свойств, несмотря на высокое содержание в ней парафинов и смол. Возможно, это связано с низким содержанием асфальтенов в данной нефти, которые являются основными структурообразующими компонентами тяжелых высоковязких нефтей других месторождений.

Кроме тиксотропных свойств для данной нефти также было исследовано изменение динамической вязкости с увеличением температуры. Для этого был построен график изменения динамической вязкости при различной температуре. На рис. 3 видно, что вязкость нефти Боровского месторождения резко снижается со 160 мПа·с до 50 мПа·с при увеличении температуры до 32 °С, дальнейшее увеличение температуры ведет к более плавному уменьшению вязкости. При этом при температуре 72 °С вязкость уменьшается более чем в 5 раз, по сравнению с вязкостью в пластовых условиях, что связано с окончательным

разрушением пространственной коагуляционной структуры высокомолекулярных соединений в нефти.

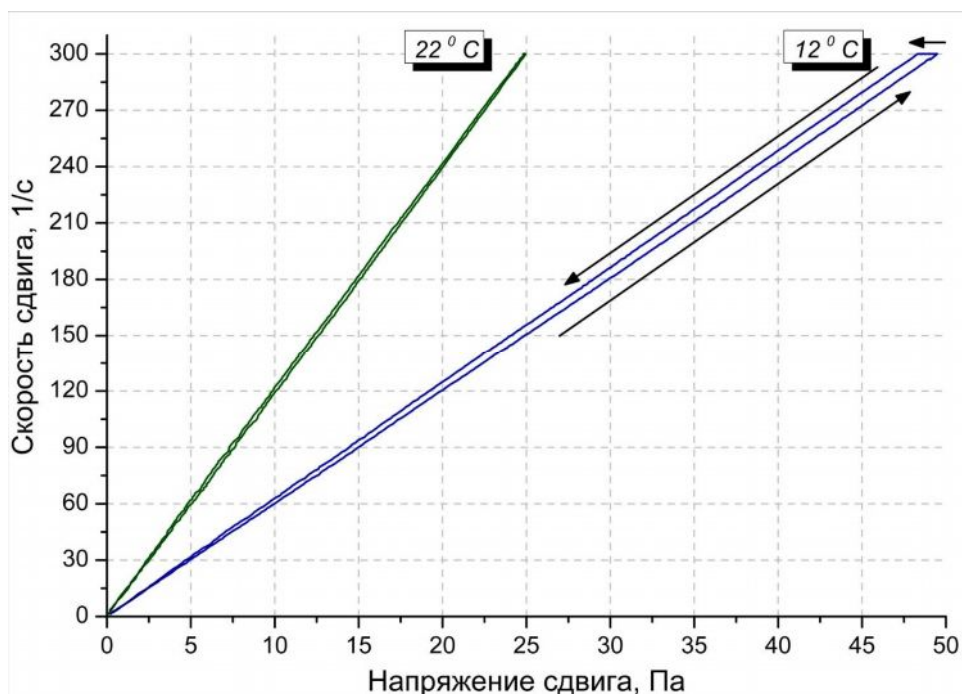


Рис. 2. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига у нефти Боровского месторождения при различных температурах

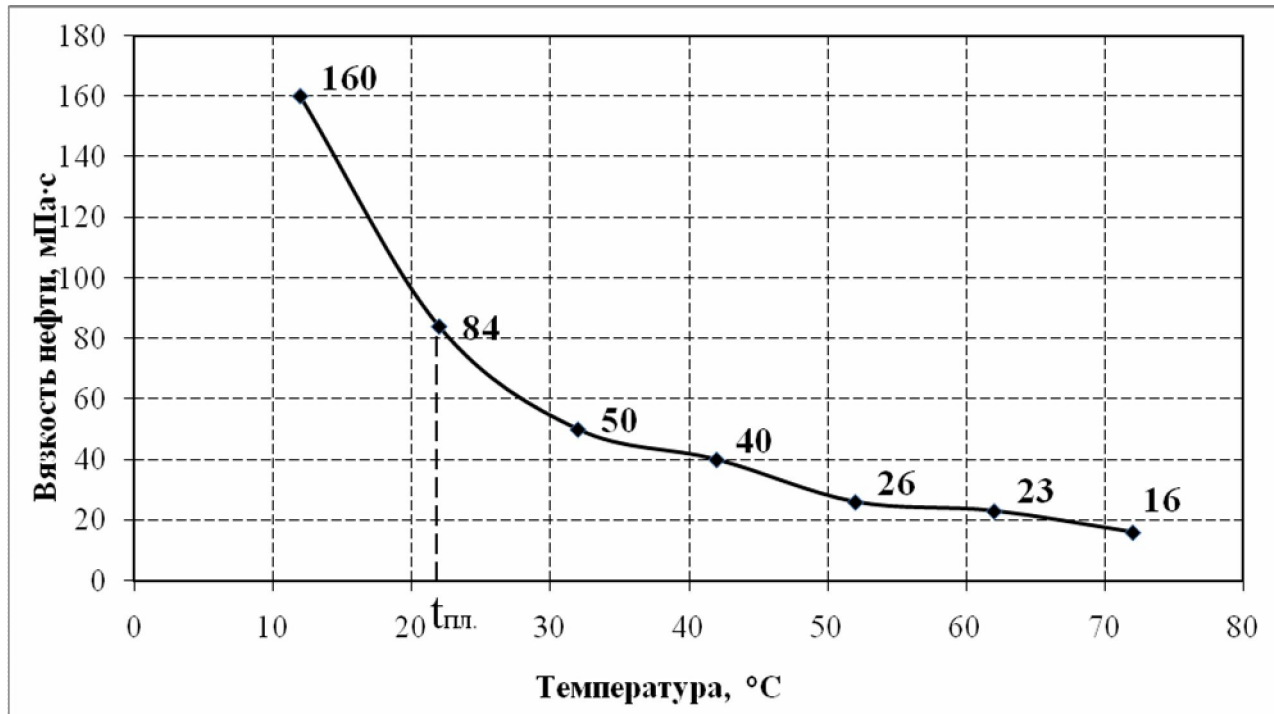


Рис. 3. Зависимость эффективной вязкости дегазированной нефти пласта А4 Боровского месторождения от температуры

Анализируя графики, построенные для нефти Боровского месторождения, можно сделать следующий вывод: при температурах ниже пластовой – нефть данного месторождения является неньютоновской тиксотропной жидкостью, а при пластовой температуре и выше пластовой нефть является типичной ньютоновской жидкостью, что свидетельствует о возможности ее добычи при помощи обычных насосных установок.

При температурах ниже 40 °С вязкоупругие свойства Боровской нефти обусловлены содержанием в ней смол и асфальтенов, образующих пространственную структуру коагуляционного типа по классификации акад. П.А. Ребиндера. В некоторых опубликованных работах показано, что такую структуру нельзя рассматривать как жесткий пространственный каркас, более правильно говорить о мгновенно возникающих и разрушающихся сложных структурных единицах (ассоциатах), прочность которых зависит от баланса сил, действующих в системе. Однако даже незначительное содержание парафина в нефти, при снижении температуры ниже температуры начала кристаллизации парафинов может привести к образованию в нефти более сложной и прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа. Например, в тяжелой высоковязкой нефти Усинского месторождения содержание парафинов составляет всего 0,33 %, но даже при таком низком содержании парафина в нефти происходит образование пространственной коагуляционно-кристаллизационной структуры при снижении температуры ниже начала кристаллизации парафинов [Рогачев, Колонских, 2009]. В нефти Боровского месторождения содержание парафина примерно в 10 раз больше (3,70 %), вследствие чего при снижении температуры заметно возрастает напряжение сдвига при увеличении скорости сдвига на приборе Rheotest 4.1 (рис. 2), из-за того, что новообразованная пространственная структура коагуляционно-кристаллизационного типа обладает значительно большей упругой энергией при уменьшении температуры. При этом чем ниже температура, тем больше образуется твердых парафиновых частиц, а структура высокомолекулярных компонентов становится все более жесткой и прочной, занимая все больший объем в нефти, что приводит к значительному увеличению её вязкости.

Кроме Боровского месторождения были проведены исследования тяжелой высоковязкой нефти месторождения Бузбаш. Поиск залежей природных битумов на Бузбашской площади был начат в 1987 г. В результате поисково-разведочных работ в отложениях уфимского яруса верхнего карбона было установлено наличие нефтенасыщенных песчаников и известняков, залегающих на глубинах от 20 до 100 м при

средней нефтенасыщенной толщине - 5 м. Детальная разведка на данном месторождении не производилась.

Нефть месторождения Бузбаш тяжелая (плотность в пластовых условиях – 952,0 кг/м³), высоковязкая (2360 мПа·с – вязкость при пластовой температуре 20 °С), характеризуется высоким содержанием масел (40-65%) и асфальтенов (до 15%). Образец нефти месторождения Бузбаш был отобран одним из авторов данной статьи в карьере на относительно небольшой глубине около 20 метров. Ранее проведенные исследования показали, что в нефти месторождения Бузбаш содержатся в промышленной концентрации ванадий и никель, из чего был сделан вывод, что данная нефть может являться дополнительным источником этих ценных металлов.

Исследования нефти месторождения Бузбаш проводились по методике, аналогичной той, которая применялась при изучении нефти пласта А4 Боровского месторождения. В лаборатории изучались тиксотропные свойства и определялась динамическая вязкость нефти, а также влияние изменения температуры на реологические свойства нефти. Ниже представлены результаты лабораторных экспериментов.

На графике зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига (рис. 4) также можно увидеть характерные петли гистерезиса, свидетельствующие о тиксотропных свойствах тяжелой высоковязкой нефти данного месторождения, которые обусловлены высоким содержанием в ней смол и асфальтенов. Анализ проведенных динамических испытаний показывает, что в нефти Бузбашского месторождения при температуре ниже 30 °С начинает формироваться пространственная структура коагуляционного типа. С понижением температуры до 10 °С нефть начинает проявлять более сильные тиксотропные свойства, что требует значительно большего количества энергии для разрушения ее пространственной структуры. Выявленные тиксотропные свойства должны учитываться при проектировании разработки данного месторождения нефти. Например, для подбора насосного оборудования (ЭЦН, ЭВН и т.д.) необходимо знать зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига. Для исследования тиксотропных свойств данной нефти при различных температурах был произведен ее дальнейший нагрев и построен график зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига.

На рис. 4 и 5 хорошо прослеживается влияние величины подводимой тепловой энергии на реологические свойства тяжелой высоковязкой нефти месторождения Бузбаш. На рис. 6 можно увидеть, что динамическая вязкость нефти при ее нагреве с 10 °С до 15 °С уменьшается более чем в два раза, а дальнейший ее разогрев до 20 °С приводит к снижению

вязкости в 1,8 раза. После увеличения температуры выше пластовой (20 °С) кривая вязкости имеет тенденцию к выполаживанию относительно оси температуры. При повышении температуры более 40 °С уменьшение вязкости резко замедляется, образуя характерную аномалию в интервале температур от 36 до 40 °С.

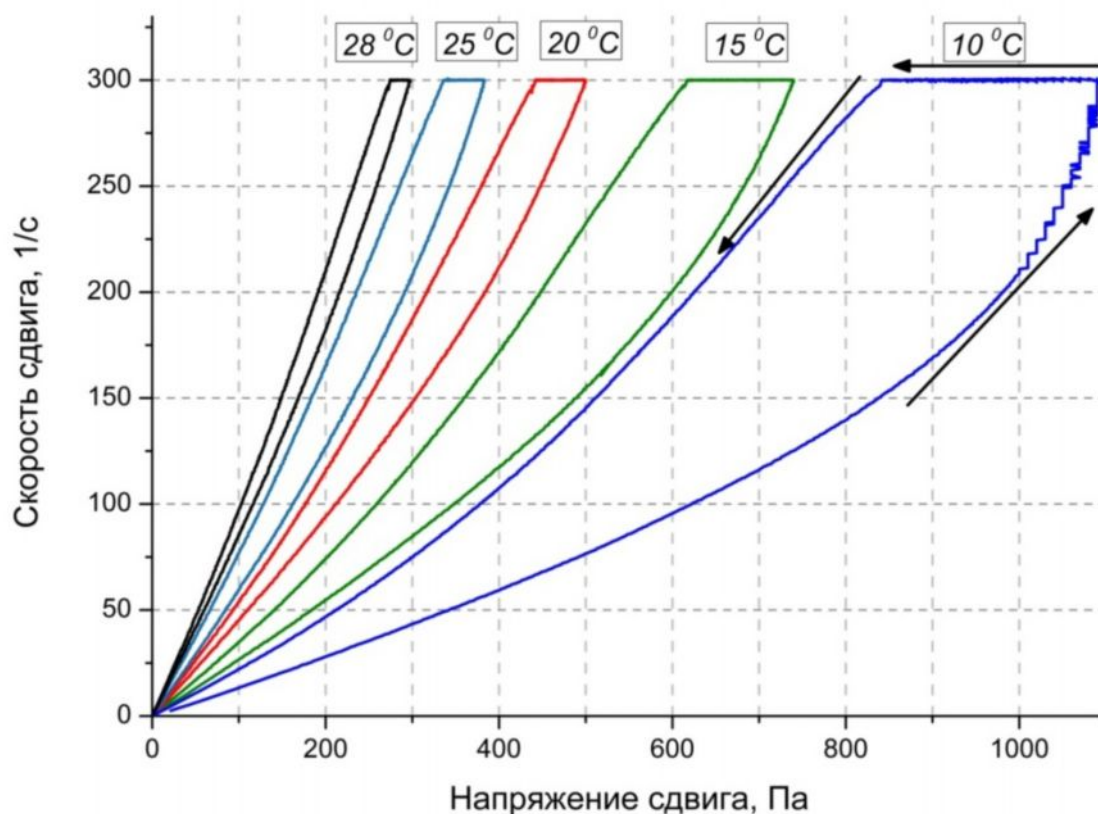


Рис. 4. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига у нефти месторождения Бузбаш при различных температурах

Резкое изменение вязкости при нагревании нефти можно объяснить постепенным разрушением подводимой тепловой энергией пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа, которая образована парафинами, смолами и асфальтенами. Установленные закономерности в изменении реологических свойств нефти данного месторождения являются важным моментом для обоснования и выбора технологий и способов его разработки. Значительное влияние температуры на реологические свойства нефти месторождения Бузбаш, а именно на изменение ее тиксотропных свойств, динамическую вязкость и величину напряжения сдвига позволяют рекомендовать в качестве основного метода повышения нефтеотдачи применение тепловых методов при разработке данного месторождения.

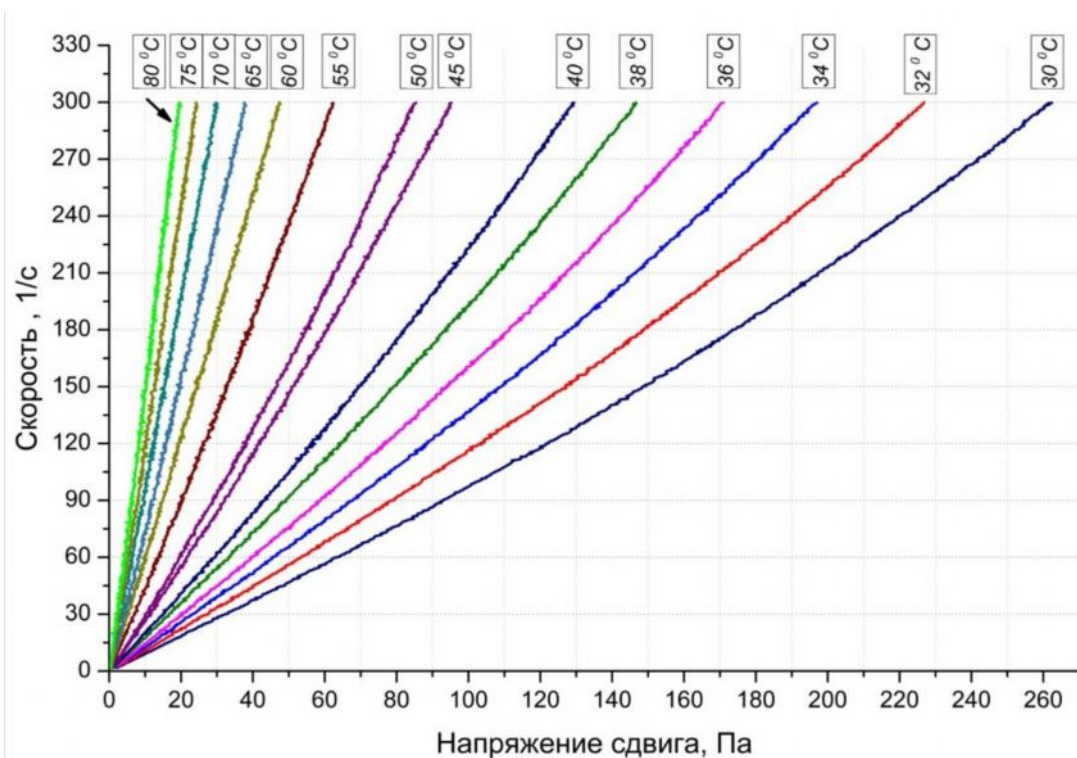


Рис. 5. Зависимость скорости сдвига от напряжения сдвига нефти месторождения Бузбаш при температурах выше 28 °С.

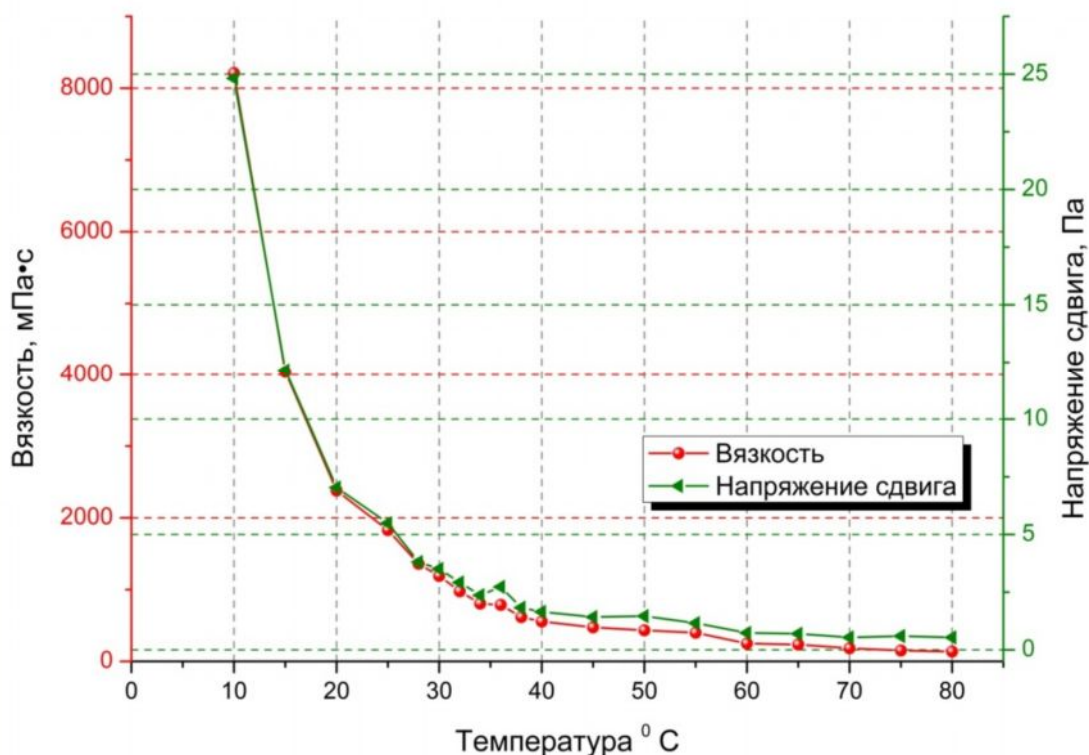


Рис. 6. Зависимость эффективной вязкости и напряжения сдвига нефти месторождения Бузбаш от температуры

Небольшая глубина залегания продуктивных пластов на месторождении Бузбаш (20-200 м), трещинно-поровый тип коллектора, развитая инфраструктура района расположения

месторождения дают возможность применять термические методы повышения нефтеотдачи, такие как циклическая закачка пара или парогравитационное дренирование [Max Medina, 2010], а также карьерный метод или строительство нефтяных шахт, подобно Ярегскому нефтяному месторождению в республике Коми. Однако при этом следует учитывать, что как и для ВВН других месторождений процесс интенсивного снижения вязкости будет идти с большой скоростью (до 40 °С у нефти месторождения Бузбаш), а затем влияние подводимой тепловой энергии на величину вязкости будет не столь существенным [Roland P. Leaute, 2002]. Поэтому совместно с тепловыми методами воздействия для повышения нефтеотдачи данного месторождения рекомендуется применять растворители или диспергаторы, которые будут способствовать дополнительному разрушению пространственной структуры путем внедрения молекул диспергатора между ассоциатами асфальтенов, смол и парафинов, обеспечивая снижение вязкости нефти, а также изменение ее тиксотропных свойств. Нагретую тяжелую высоковязкую нефть, смешанную с растворителем или диспергатором значительно легче поднимать на поверхность с помощью насосного оборудования, а также транспортировать по промысловым трубопроводам.

Авторами данной статьи запланированы дальнейшие исследования тяжелой высоковязкой нефти месторождения Бузбаш на установке FLASS (Vinci Technologies) с целью выявления закономерностей формирования высокомолекулярных структур, в виде ассоциатов и комплексов асфальтенов, смол и парафинов при различных PVT-условиях для подбора наиболее эффективных диспергаторов и растворителей, которые можно применять совместно с тепловым воздействием на пласт.

Залежь высокопарафинистой нефти Петрухновского месторождения связана с продуктивным пластом Д3br бурегского горизонта, который залегает на глубине 2700 м. Тип залежи – пластовая, тектонически экранированная. Коллекторами являются плотные трещиноватые карбонатные породы с низкой проницаемостью матрицы до 4 мД. Пластовая температура составляет около 80 °С. Петрухновское месторождение является наглядным примером объекта разработки со значительными осложнениями, возникающими в процессе эксплуатации скважин. Температура застывания нефти Петрухновского месторождения выше 37 °С. В процессе подъема на поверхность, при снижении температуры и дегазации нефть данного месторождения практически полностью теряет свою подвижность. В лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов» Национального минерально-сырьевого университета «Горный» были проведены реологические исследования свойств данной нефти с целью изучения тиксотропных свойств и динамической вязкости нефти при различных

температурах. Содержание парафина в нефти Петрухновского месторождения достигает 32%, плотность нефти на поверхности 815 кг/м^3 , а пластовая температура на глубине 2700 м составляет $80 \text{ }^\circ\text{C}$. Добыча нефти Петрухновского месторождения осложняется интенсивным выпадением асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) в насосно-компрессорных трубах. Для изучения реологических свойств данной нефти были проведены лабораторные динамические испытания, такие же, как и для нефтей Боровского и Бузбашского месторождений. На рис. 7 представлены графики зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига, построенные для нефти Петрухновского месторождения при различных температурах, где также можно наблюдать характерные «петли гистерезиса», свидетельствующие о тиксотропной структуре данной нефти при низких температурах.

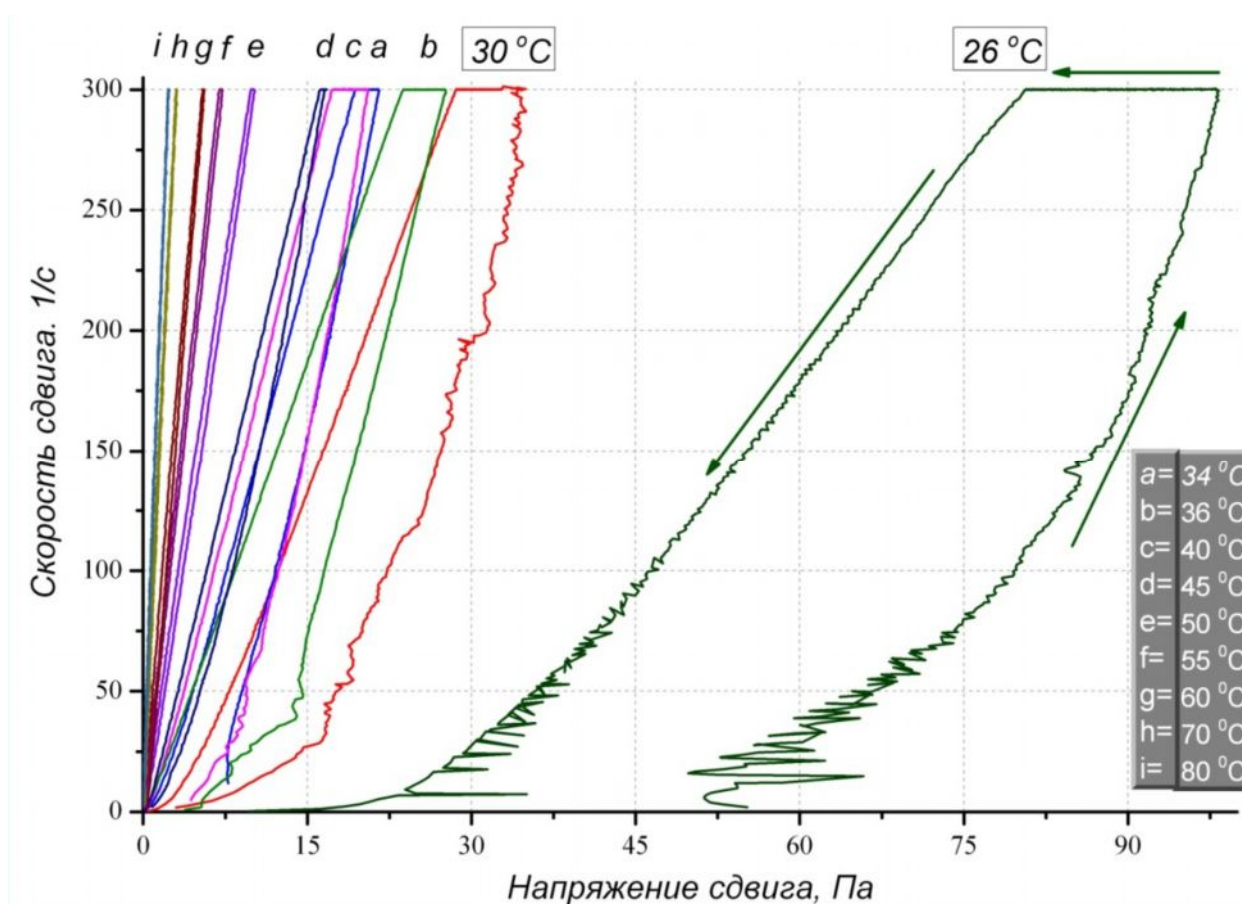


Рис. 7. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при исследовании на приборе Rheotest 4.1 нефти Петрухновского месторождения при различных температурах

Исследования показывают, что в отличие от нефтей Боровского и Бузбашского месторождений в нефти Петрухновского месторождения происходит образование более жестких пространственных структур при снижении температуры ниже $80 \text{ }^\circ\text{C}$. Из-за высокого содержания парафина, нефть данного месторождения при уменьшении температуры образует настолько прочную коагуляционно-кристаллизационную пространственную

структуру, что в процессе подготовки лабораторных экспериментов приходилось предварительно ее разогреть до 50°C, чтобы проводить исследования на приборе Rheotest RN 4.1.

На рис. 7, видно, что при пластовой температуре (80 °C) нефть не обладает тиксотропными свойствами, являясь типичной ньютоновской жидкостью. Однако, при снижении температуры ниже пластовой, что происходит при движении нефти вверх по насосно-компрессорным трубам, тиксотропные свойства начинают проявляться всё сильнее. Значительное увеличение площади петли гистерезиса при 26 °C демонстрирует укрепление жесткой пространственной структуры, обусловленной затвердеванием парафинов в нефти. Резкая изрезанность и неравномерность графиков при низких скоростях сдвига, свидетельствуют о стремлении системы к восстановлению коагуляционно-кристаллизационной пространственной структуры после внешнего воздействия.

В лабораторных условиях также было исследовано изменение эффективной вязкости и напряжения сдвига этой высокопарафинистой нефти при различных температурах. На рис. 8 представлены графики зависимости эффективной вязкости нефти и напряжения сдвига от температуры.

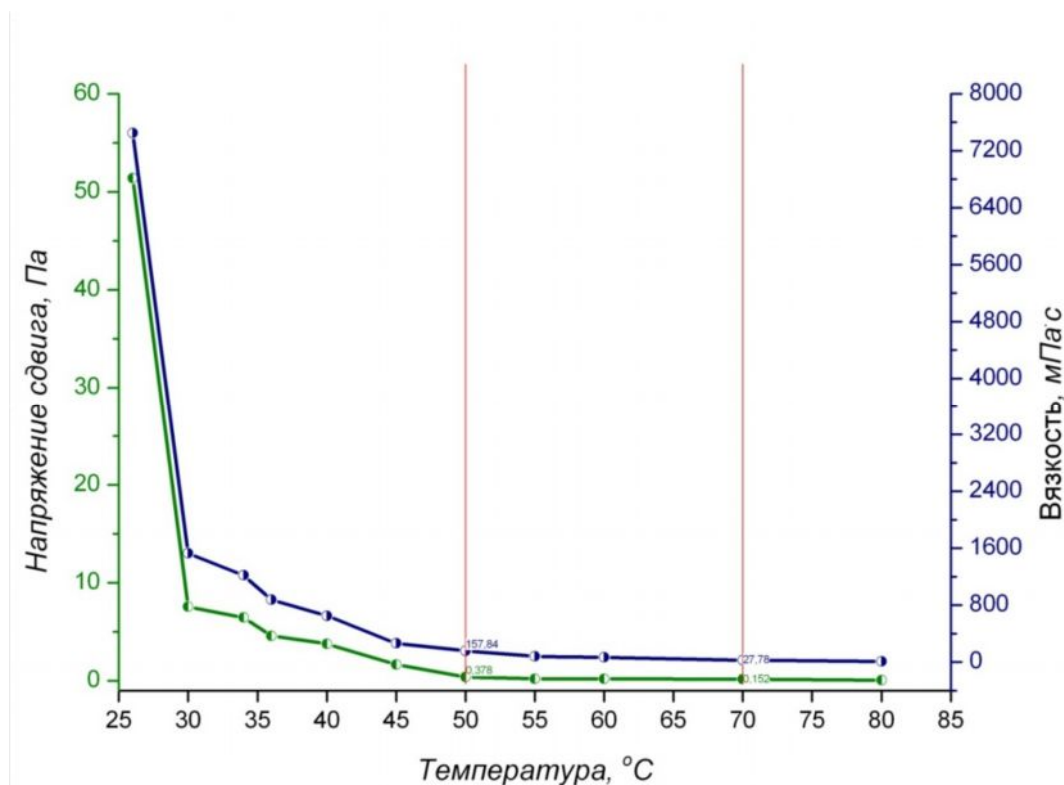


Рис. 8. Графики зависимости эффективной вязкости и напряжения сдвига нефти месторождения Петруховское от температуры

Анализируя данные графики можно сделать вывод о том, что эффективная вязкость и напряжение сдвига нефти Петруховского месторождения сильно зависит от температуры. При уменьшении температуры с 80 °С (пластовая температура) до 50 °С вязкость увеличивается с 28 мПа·с до 158 мПа·с. В процессе дальнейшего снижения температуры происходит более резкое увеличение вязкости нефти со 158 мПа·с до 7450 мПа·с (при 26 °С), что объясняется образованием в ней жесткой пространственной структуры, обусловленной высоким содержанием парафинов, которая всё более упрочняется по мере снижения температуры. При температуре 26 °С нефть начинает проявлять свойства квазитвердого тела, что чрезвычайно осложняет ее добычу, а также внутрипромысловую транспортировку и значительно увеличивает затраты энергии [Edward D. Holstein, 2007].

Для решения проблемы выпадения асфальтеносмолопарафинистых отложений в скважинном и наземном оборудовании при разработке Петруховского месторождения был внедрен в практику метод постоянного электропрогрева путем спуска электрического нагревателя в скважины, что позволило значительно сократить преждевременные отказы насосного оборудования, а также увеличить межремонтный период скважин в 6-7 раз (С.М. Петров; А.В. Нарушев и др., 2010).

Технология добычи нефти на Петруховском месторождении существенно отличается от технологии разработки Боровского и Бузбашского месторождений. Продуктивные пласты двух последних месторождений характеризуются низкой пластовой температурой (22 °С и 20 °С соответственно), поэтому применение растворителей и диспергаторов без теплового воздействия на пласт может быть недостаточно эффективным для данных объектов, поскольку при низких температурах в нефтях могут образовываться структуры коагуляционного и коагуляционно-кристаллизационного типа, разрушение которых требует значительно большего количества подводимой энергии. В отличие от Бузбашского и Боровского месторождений температура продуктивного пласта Д3вг Петруховского месторождения значительно выше и достигает 80 °С, что позволяет организовать в процессе эксплуатации скважины подачу реагентов (растворителей и диспергаторов) на прием насоса и предотвращать образование жестких структур коагуляционного и коагуляционно-кристаллизационного типа. При снижении температуры в процессе подъема нефти по насосно-компрессорным трубам в скважинах добавление в нефть растворителей и диспергаторов значительно изменит ее тиксотропные свойства, что приведет к экономии электроэнергии, увеличению межремонтного периода скважин, а также к снижению затрат, связанных с выпадением АСПО [Roland P. Leaute, 2002].

Выводы

1. В результате проведенных лабораторных исследований установлено, что все изученные образцы высоковязких нефтей Боровского, Бузбашского и Петрухновского месторождений обладают тиксотропными свойствами, причем интенсивность их проявления зависит главным образом от температуры. При повышении температуры (40 °С и выше) происходит резкое снижение вязкости нефтей, что обусловлено разрушением сложной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа в нефтях Боровского, Бузбашского, Петрухновского месторождений. Значительное уменьшение вязкости при повышении температуры связано с высоким содержанием парафинов в нефти Петрухновского месторождения, а также асфальтенов и смол в исследованных высоковязких нефтях Боровского и Бузбашского месторождений.

2. В процессе проведения динамических испытаний были установлены температурные точки резкого изменения реологических свойств всех нефтей. Для нефти Боровского месторождения это 42 °С, для нефти месторождения Бузбаш – 40 °С, а для нефти Петрухновского месторождения – 50 °С. При данных температурах в нефтях происходят процессы, приводящие к значительному изменению пространственной структуры высокомолекулярных соединений. Результаты проведенных лабораторных экспериментов позволяют обосновать и предложить к практической реализации эффективные комплексные технологии повышения нефтеотдачи при эксплуатации данных объектов. Графики изменения динамической вязкости и напряжения сдвига показывают, что в нефтях могут образовываться структуры коагуляционного и коагуляционно-кристаллизационного типа, разрушение которых требует значительно большего количества подводимой энергии.

3. Проведенные исследования нефтей Бузбашского и Петрухновского месторождений показывают, что теплового воздействия на продуктивные пласты данных месторождений недостаточно, для повышения эффективности процесса добычи нефти необходимо применение комплексных технологий повышения нефтеотдачи. Например, спуск в добывающие скважины забойных электрических нагревателей, применение методов циклической закачки пара с одновременной подачей реагента-диспергатора или растворителя. При разработке всех рассмотренных месторождений необходимо принимать во внимание тот факт, что нефть может остывать при движении по стволу скважины и внутрипромысловым трубопроводам, а это потребует использования реагентов для снижения вязкости и предотвращения выпадения АСПО. Поэтому применение совместно с тепловым воздействием диспергаторов и растворителей позволит значительно повысить

эффективность разработки данных объектов. Проведение дальнейших лабораторных исследований данных нефтей позволит подобрать конкретные химические реагенты для повышения нефтеотдачи этих месторождений.

Литература

Аметов И.М., Байдииков Ю.Н., Рузин Л.М. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. - М.: Недра, 1985. - 205 с.

Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. - М.: Недра, 1975. - 168 с.

Рогачев М.К., Колонских А.В. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т.7. - №1. - С. 37-42.

Edward D. Holstein (Editor). Petroleum Engineering Handbook. Volume V. Reservoir Engineering and Petrophysics. – 2007. - P. 1360.

Max Medina. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources // The Way Ahead. SPE. – 2010. – 4 p.

Roland P. Leaute. Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, 4-7 November 2002, Calgary, Alberta, Canada.

Roshchin P.V., Petukhov A.V., Vasquez Cardenas L.C.

The National mineral resources university "University of Mines", St. Petersburg, Russia, paulforrest@ya.ru

Nazarov A.D.

LLC «SIAM», Krasnodar, Russia, nazarov.ad@mail.ru

Khromykh L.N.

Samara State Technical University, Samara, Russia, pas2983@mail.ru

FIELDS OF SAMARA REGION - STUDY OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF HIGH-VISCOSITY AND WAXY OIL

The development of heavy high-viscosity oil fields is becoming urgent due to the steady decline of active reserves of light oil. The results of experiments, aimed at determination of rheological properties of high-viscosity and waxy oils from fields of Samara region are presented. It was found that all studied samples of heavy oils from Borovskoe, Buzbashskoe and Perukhnovskoe fields exhibits thixotropic properties; and the intensity of these properties depends mainly on the temperature. With increasing temperature, there is a sharp decrease in oil viscosity due to the destruction of complex spatial structure of coagulation-crystallization type in the oils from Borovskoe, Buzbashskoe and Perukhnovskoe oil fields. The results of provided research substantiate and propose the implementation of effective integrated technology of enhanced oil recovery into the operation of these fields. It is shown that the structure of coagulation and coagulation-crystallization types can form in oils, the destruction of which requires considerably more energy input. Therefore, the application together with the thermal effects of dispersants and solvents will significantly improve the development efficiency of these fields.

Key words: heavy high-viscosity oil, heavy high viscosity oil properties, enhanced oil recovery, rheotest, viscosity, Samara region fields.

References

Ametov I.M., Baydikov Yu.N., Ruzin L.M. *Dobycha tyazhelykh i vysokovyazkikh neftey* [Production of heavy and high-viscosity oils]. Moscow: Nedra, 1985, 205 p.

Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M. *Anomal'nye nefi* [Abnormal oils]. Moscow: Nedra, 1975, 168 p.

Rogachev M.K., Kolonskikh A.V. *Issledovanie vyazkouprugikh i tiksotropnykh svoystv nefi Usinskogo mestorozhdeniya* [The study of viscoelastic and thixotropic properties of oil of Usinsk deposit]. Neftgazovoe delo, 2009, vol. 7, no. 1, p. 37-42.

Edward D. Holstein (Editor). *Petroleum Engineering Handbook. Volume V. Reservoir Engineering and Petrophysics*, 2007, p. 1360.

Max Medina. *SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. The Way Ahead*. SPE, 2010, 4 p.

Roland P. Leaute. *Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake*. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, 4-7 November 2002, Calgary, Alberta, Canada.