

Трудноизвлекаемые ресурсы и разработка залежей вязких нефтей

Я.Л. Белорай,
И.Я. Кононенко
(ГНЦ ВНИИгеосистем,
НПП Гефест),
М.В. Чертенков
(ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»),
А.А. Чередниченко
(СК «ПетроАльянс»)



Residual resources and development of pool with high-viscous oil

Ja.L. Belorai, I.Ja. Kononenko (FSC VNIIGeosistem, SIE Gefest),
M.V. Chertentkov (LUKOIL-Komi OOO), A.A. Cherednichenko (PetroAlliance SC)

Перспективы развития нефтяной промышленности России в значительной мере определяются состоянием ее углеводородных ресурсов. В разработку вовлечено более 60 % текущих запасов, степень выработки нефтяных залежей в настоящее время превышает 50 %, в том числе около 40 % в Тюменской области и 70 % - в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. За счет опережающей выработки наиболее продуктивных залежей (месторождений) нефти качественно изменяется их структура, возрастает доля трудноизвлекаемых ресурсов и низкодебитных скважин, снижается эффективность добычи нефти. В связи с этим вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов связано с использованием прогрессивных технологий (средств).

Среди существующих залежей с трудноизвлекаемыми ресурсами выделяется несколько категорий: для первой категории характерны высокие реофизические свойства нефтей, для второй - основные трудности извлечения нефти обусловлены сложной структурой и составом продуктивного пласта, а для третьей - межфазным взаимодействием коллектора и пластовых флюидов. Поэтому при разработке залежей с трудноизвлекаемыми ресурсами необходима информация о непрерывно меняющихся свойствах как нефтяного резервуара, так и содержащихся в нем высоковязких нефтей [1, 2]. Базовые ресурсы высоковязких нефтей в стране составляют несколько миллиардов тонн и в основном (более 80 %) приурочены к почти 300 залежам Западной Сибири, Поволжья и Республики Коми.

Considered are problems of optimization a development of residual reserves hydrocarbons through permanent control and regulation of properties of obtained production. For example of perm and carbon pool of Usinsk oilfield is shown main possibilities of optimal development of high-viscous oils. It is noted geological and economic effectiveness of using nuclear-magnetic technologies and tools for this aids.

Промышленная разработка таких залежей связана с применением интенсивных физико-химических методов и других, особенно тепловых.

Ресурсы пластовых нефтей пермокарбоновой залежи Усинского месторождения (Республика Коми) относятся к трудноизвлекаемым по нескольким критериям: карбонатный коллектор, значительная неоднородность, тяжелые углеводороды, низкие энергетические характеристики и высокая обводненность. Указанные особенности предопределили сложность поэтапной системы разработки этой залежи: вначале она эксплуатировалась на естественном режиме, затем проводилась пароциклическая обработка призабойной зоны пласта, далее использовались площадное вытеснение нефти паром и закачка в пласт воды для продвижения тепловой оторочки к забоям добывающих скважин. При этом на каждом эксплуатационном объекте залежи применялась оптимальная сетка размещения скважин различного назначения.

Многолетний опыт разработки пермокарбоновой залежи показывает, что эффективное освоение трудноизвлекаемых ресурсов нефти для достижения плановой добычи и максимальной нефтеотдачи возможно на основе интегрированного использования передовых промысловых и геоинформационных технологий. При этом учитывается, что разрабатываемая

залежь представляет собой сложную техноприродную систему с динамично происходящими процессами и флюидами, а пластовая нефть - коллоидно-дисперсный раствор углеводородных и других соединений с разными свойствами. В процессе разработки залежи часто происходят необратимые изменения пластовых углеводородов под влиянием фильтрационных и других факторов и воздействий, особенно тепловых, на пласт. Поэтому добываемая нефть служит потенциальным источником и носителем информации (информационный «зонд») как о пластовых флюидах и вмещающих коллекторах, так и об их межфазных взаимодействиях. Поскольку реологическая характеристика пластовых углеводородов является интегральным показателем состава и свойств высоковязкой нефти, контроль ее изменений при разработке залежи имеет важное информационно-прикладное значение [3, 4].

В связи с этим с помощью технико-технологического комплекса ядерно-магнитных экспресс-исследований (ТТК ЯМИ) разработки НПП «Гефест» проведено системное изучение нефтей пермокарбоновой залежи. Петрофизической базой таких исследований служат прямое детектирование водородсодержащих систем (нефть, вода) и высокая чувствительность ЯМИ к подвижности пластовых флюидов, в том числе в поровом про-

странстве, а основной задачей является геoinформационное обеспечение повышения добычи нефти и конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) эксплуатационных объектов этой залежи [2].

Интегрированный анализ результатов исследований извлеченных нефтей показал, что они характеризуются повышенными реологическими и плотностными параметрами, типичными для рассматриваемой залежи. При этом по товарно-технологическим показателям выделяется несколько типов пластовых нефтей: наиболее перспективны подвижные нефти (первый тип) общей динамической вязкостью 60 – 90 мПа·с и средней плотностью, равной 0,905 – 0,915 г/см³; наименее перспективны – малоподвижные нефти третьего типа с низкой текучестью (вязкость 155 – 205 мПа·с) и высокой плотностью (0,925 – 0,935 г/см³); нефти второго типа занимают промежуточное положение. Вместе с тем, установленные вариации структурно-релаксационного показателя нефтей пермо-карбоневой залежи (6,3 – 15,2) свидетельствуют об их различной гетерогенности, наиболее значительной для углеводородных флюидов второго и особенно третьего типов. Это обусловлено количеством, качеством и распределением в углеводородном растворе различных фракций и соединений, особенно асфальтосмолистых веществ. Из геолого-топографического рассмотрения характеристик исследованных нефтей следует преимущественная приуроченность флюидов первого и второго типов к эксплуатационным объектам вблизи сводовой части залежи, а третьего типа – к объектам на ее крыльевых частях. В соответствии с этим для детального контроля текущего состояния пермо-карбоневой залежи на базе ТТК ЯМИ проведен профильный (линейный) мониторинг состава и свойств, особенно реофизических, основных эксплуатационных объектов залежи.

На рис. 1 представлено распределение подвижности (вязкости) нефтей верхнего эксплуатационного объекта пермо-карбоневой залежи, исследованных по профильному направлению юг – север. Как видно, в извлеченной продукции присутствуют нефти всех указанных типов, причем наиболее подвижные флюиды (первый тип) добываются из скважин, расположенных в средней части профиля, тогда как малоподвижные – из скважин в его южной и, особенно, северной, частях. Значительное различие состава и

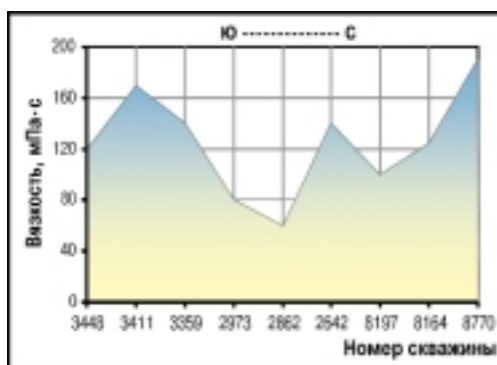


Рис. 1. Распределение подвижности (вязкости) нефтей верхнего эксплуатационного объекта пермо-карбоневой залежи

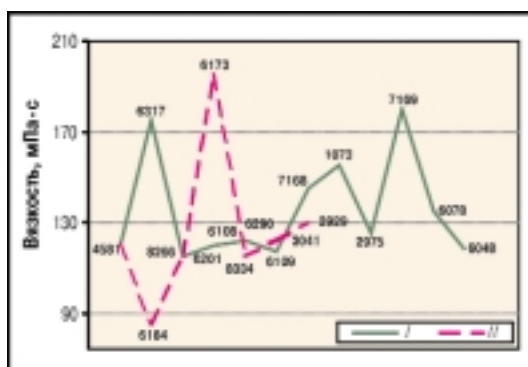


Рис. 2. Реологические профили нефтей в направлениях юго-запад – северо-восток (I) и запад – восток (II) нижнего эксплуатационного объекта

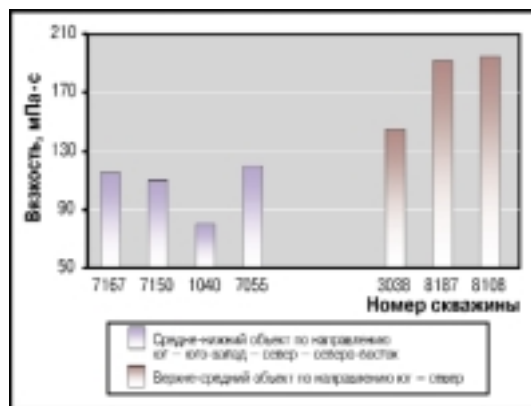


Рис. 3. Реологические гистограммы нефтей верхне-среднего и средне-нижнего эксплуатационных объектов пермо-карбоневой залежи

свойств нефтей на разных участках верхнего эксплуатационного объекта предопределяет дифференцированный подход к их разработке с применением соответствующих технологий.

Рассмотрение аналогичных рео-профилей среднего эксплуатационного объекта залежи показывает, что в направлении запад – восток из профильных скважин в основном извлекаются нефти средней подвижности, тогда как из скважин, пробуренных в направлении юг –

север, также высоковязкие нефти, преимущественно в северной части профиля. Поэтому разработка объекта менее сложная и затратная, чем верхнего эксплуатационного объекта.

Более трудной задачей, судя по данным ЯМИ (рис. 2), является оптимизация разработки нижнего эксплуатационного объекта в связи с гетерогенной реологической и другой обстановкой.

Это вызывает необходимость обоснованного выбора и контролируемого применения эффективных технологий (воздействий) на призабойную зону каждой скважины объекта для максимального повышения добычи и КИН. Поэтому более эффективным может быть применение пароциклического воздействия (при расположении парогенератора в скв. 4581 двойного назначения) в направлении скв. 6184, 6201, 6108, 6109, 8266 и 8290, чем скв. 6173 и 6317. Аналогичное воздействие также перспективно на участках объекта вблизи добывающих скв. 2929, 2975, 3041, 8334 и других, где пластовые нефти характеризуются средней вязкостью, поэтому могут быть извлечены при тепловой обработке.

Сравнительный анализ рео-профилей нефти при совместной разработке верхне-среднего и средне-нижнего эксплуатационных объектов пермо-карбоневой залежи указывает на промыслово-экономическую предпочтительность раздельной оценки продукции и целенаправленной тепловой обработки верхне-среднего участка между скв. 1040, 7055, 7150 и 7167 (рис. 3).

Для оптимального управления разработкой залежи на основе профильного пообъектового мониторинга залежи проведены площадное оконтуривание и картирование ее основных эксплуатационных блоков. Таким образом, в центральной структуре среднего эксплуатационного объекта выделен контурный участок относительно подвижных нефтей средней вязкостью 128 мПа·с, преимущественно извлекаемых при паротепловом воздействии. Аналогично на карте подвижности (изомобилей) нефтей верхнего объекта выделены два перспективных участка для последовательно на-

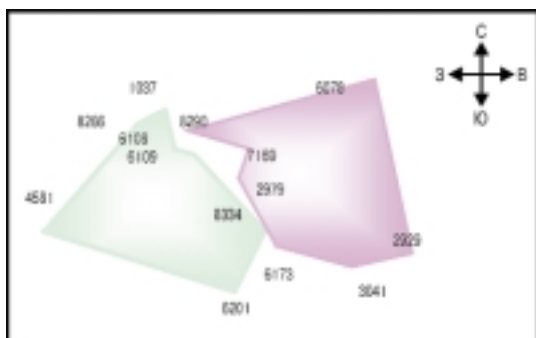


Рис. 4. Реологическая карта подвижности нефтей нижнего объекта пермо-карбоновой залежи с расположенными на ней скважинами:

I, II – изооблики нефтей вязкостью соответственно 115 и 127 мПа·с

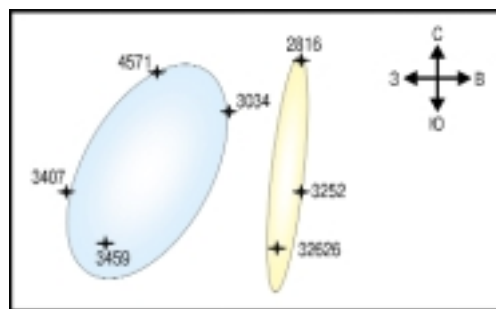


Рис. 5. Реологическая карта распределения подвижных объемов нефтей среднего эксплуатационного объекта пермо-карбоновой залежи с указанными скважинами (изоконы первой группы вязкости нефтей, равной 10 мПа·с)

правленной с запада на восток терморазработкой (рис. 4).

Детальный анализ нефтей пермо-карбоновой залежи с характерными средними (общими) плотностью, вязкостью показывает наличие в них двух-трех доминирующих групп (фаз) углеводородных соединений (образований) с различными фазовыми (групповыми) значениями подвижности (плотности) и относительными (долевыми) содержаниями. При этом первая группа (15 – 45 %) подвижных углеводородных соединений характеризуется вязкостью 7 – 24 мПа·с, вторая группа, преобладающая в высоковязких нефтях (более 50 %) - низкой текучестью и извлекается в основном в смешанном нефтяном растворе с подвижными углеводородами первой группы. В отдельных нефтях залежи выделяется третья группа углеводородных образований (ассоциатов) с повышенными реологическими свойствами (вязкость превышает 500 мПа·с). Данные образования могут быть извлечены лишь с применением паротеплового воздействия.

При относительно небольших пределах изменения средней плотности, вязкости и групповых соединений для исследованных нефтей характерны значительные вариации фазовой (групповой) подвижности/текучести (более 200), что предопределяет эффективность мониторинга состава и свойств добываемых нефтей в процессе разработки эксплуатационных объектов. В связи с этим на построенной реокарте изоконт нефтей среднего объекта (рис. 5) выделены два участка нефтей с наиболее подвижной (вязкость 10 мПа·с)

групповой составляющей различного содержания (23 и 32 %), что позволяет выборочно разрабатывать участки при минимальных затратах. Аналогичным образом исследованы вязкие нефти сложных резервуаров Возейского, Вуктыльского и других месторождений Республики Коми.

Особую значимость для корректной разработки трудноизвлекаемых ресурсов имеют системные ядерно-магнитные исследования состава, структуры и свойств нефтей непосредственно в продуктивных коллекторах. В некоторых исследованных таким образом основных объектах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, по данным ЯМИ, отмечается значительная остаточная нефтебитумонасыщенность, что обуславливает повышенную общую вязкость нефтей (700 мПа·с и более) и трудности их максимального извлечения.

Аналогично проведены ЯМИ нефтебитумонасыщенности, особенно остаточной, карбонатных пород башкирско-визейского возраста в продуктивных объектах (скв. 7, 9, 41 и 44) Тенгизского месторождения (Казахстан): при этом отмечено увеличение остаточной нефтенасыщенности с ростом глубины скважин и емкости коллекторов порово-трещинного и кавернозного типов при раздельной оценке малоподвижной и подвижной фаз поровых углеводородов. В среднем карбоне Ромашкинского месторождения с применением ЯМИ установлены и детально изучены продуктивные интервалы с вязкой нефтью. Исследования также проведены в Саратовском и Татарском Поволжье (Аксубаевское, Шугуровское, Лиман-

ское месторождения), Пермском Прикамье (Ножовское, Шуртановское и Шумовское месторождения), Западной Сибири и Казахстане (Узеньское и Салымское месторождения).

В целом систематические, оперативные и детальные ЯМИ высоковязких нефтей и сложнопостроенных продуктивных коллекторов обеспечивают эффективный контроль, достоверное прогнозирование и оптимальную эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми ресурсами на различных стадиях разработки. На основе этого в интерактивном режиме проводятся экономически рациональное управление и регулирование добычи нефти и конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей.

Список литературы

1. Белорай Я.Л., Костылев В.В. Терморелаксация протонов и реология пластовых углеводородов//Геология нефти и газа. – 1984. - № 3. – С. 40-42.
2. Белорай Я.Л., Кононенко И.Я. Ядерно-магнитная геофизика: системное развитие и реализация в России//Геофизика. – 2000. - № 2. - С. 20-23.
3. Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. - М.: Наука, 1993. – 200 с.
4. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. - М.: Недра, 1990. – 210 с.