

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ РОССИИ И ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Хамидулина А.А., Савинкова Л.Д.

Оренбургский государственный университет, г. Оренбург

Исследование современного состояния трудноизвлекаемых запасов нефти в России актуально и остро необходимо, ему посвящено много научных работ и исследований разных авторов. Основные остаточные разведанные запасы нефти сосредоточены на 20 крупных месторождениях, находятся в третьей стадии разработки, продуктивные пласты обводнены на 60-70% , выработаны в среднем на 60% и дают основную добычу в стране. Добыча нефти обеспечена остаточными разведанными запасами на 24 года, которые в основном трудноизвлекаемые. Сохранить объемы добычи очень важно для поддержания российской экономики. Нефть добывать стало труднее, ухудшилось качество разведанных запасов. Стал вопрос о запасах и технологии добычи «нетрадиционной» нефти, которая поможет сохранить в стране проектные объемы добычи.

В 1979 году Э.Халимов и М.Фейгин дали определение трудноизвлекаемых запасов нефти традиционными методами разработки «...к последним относятся запасы продуктивных пластов с высоковязкой нефтью, подгазовые залежи, залежи с обширными водонефтяными зонами, с коллекторами сложного строения и т.п., а также запасы незначительных по размерам залежей». К 1994 году были сформулированы количественные критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым: в подгазовых залежах, с вязкостью нефти более 30 мПа*с, в коллекторах с проницаемостью менее 0,05 мкм², в пластах толщиной менее 2 метров. [1]

В настоящее время к этим критериям относятся еще залежи с обширными водонефтяными зонами, удаленные от инфраструктуры добывающих предприятий и глубоко залегающие пласты и залежи с незначительными до 1млн.т извлекаемыми запасами.

В современных условиях необходима новая классификация трудноизвлекаемых разведанных запасов нефти в связи с новой классификацией запасов и ресурсов углеводородов по геолого-экономическим критериям.

Под «трудноизвлекаемыми» запасами понимаются разведанные запасы месторождений, которые характеризуются неблагоприятными для добычи нефти геологическими условиями или (и) ее физическими свойствами. «Трудноизвлекаемыми» могут считаться запасы в шельфовой зоне, остаточные запасы нефти на месторождениях, которые находятся в поздней стадии разработки, а также залежи с высокой вязкостью нефтью.[2]

В России чётко обозначились проекты добычи трудноизвлекаемой нефти: высоковязкие нефти, битумы и лёгкая нефть в низкопроницаемых коллекторах.

Современная добыча, основанная на благоприятных для освоения активных запасах, значительно уступает по масштабам добычи из

трудноизвлекаемых, освоенность которых пока невелика например в шельфах морей и океанов.

Основной объем добычи нефти ведется из трудноизвлекаемых традиционных запасов, преимущественно благоприятных для освоения современными технологиями. Главная проблема их дальнейшего использования – высокая обводненность и высокая выработка разрабатываемых месторождений, особенно наиболее крупных из них и высокая себестоимость добычи нефти современными методами увеличения нефтеотдачи и изоляции водопритоков. Текущие разведанные запасы на 38,4% - активные, причем с высокой (> 50%) степенью выработанности. Существенную долю в остаточных запасах – 35,8% – составляют запасы в низкопроницаемых коллекторах. Отметим, что за последние годы объемы добычи из них резко возросли, в основном регионе добычи нефти – Западной Сибири за счет применения новых технологий добычи. Основные запасы залежей с высоковязкой и тяжелой нефтью сосредоточены только в трех федеральных округах России, причем более половины – 53,7% – в Приволжском и Северо-Западном ФО и 36,5% – в Уральском. Основная добыча тяжелых и высоковязких нефтей ведется и достаточно успешно в Республике Татарстан и Республике Коми. [3]

Самая высокая по России добыча трудноизвлекаемой нефти на сегодняшний день ведется из доманиковой и баженовской свит, также вызывают немалый интерес куонамская свита в Восточной Сибири и сверхвязкая нефть Волго-Уральского региона (Татарстан, Оренбургская и Самарская область, Башкортостан).

В Татарстане принята комплексная программа технологии добычи трудноизвлекаемой нефти. Выбор месторождений Татарстана в качестве основных объектов исследований не случаен. В Татарстане расположены крупнейшие нефтяные месторождения Урало-Поволжья, среди которых уникальное Ромашкинское, крупнейшие Ново-Елховское и Бавлинское, для которых актуальна задача выработки трудноизвлекаемых запасов с весьма широким спектром классификационных признаков.

Так для Ромашкинского месторождения характерны залежи массивного типа с высоковязкой нефтью (более 45 мПа*с), пористостью 0,124-0,141 и проницаемостью пород 0,086-0,145 мкм². Месторождение уже много лет является неким полигоном, на котором испытываются многие новейшие технологии, оборудование, приборы и методы контроля и регулирования процессов разработки.

Ново-Елховское месторождение, как и Ромашкинское, находится в завершающей стадии разработки и имеет аналогичные свойства. 42% действующего фонда скважин месторождения обводнены более чем на 90%, в частности по пласту Д₀ величина заводняемой площади по высокопродуктивным коллекторам составляет 96,9 % от общей продуктивной.

Что касается Бавлинского месторождения, то в настоящее время основные запасы из высокопродуктивных пластов на месторождении в значительной степени уже выработаны, но продолжается разработка оставшихся трудноизвлекаемых запасов. Характерным для залежи являются

высокая степень обводненности продукции. В водонефтяной зоне, т.е. в зоне ВНК, нефть окисленная и имеет повышенную вязкость и как следствие меньшую подвижность.

В последние годы выполнены работы по уточнению зон концентрации сверхвязкой нефти в пермских отложениях Татарстана. Геологические ресурсы сверхтяжелой нефти по различным оценкам составляют от 1,4 до 7,5 млрд т. Глубины залегания залежей – от 50 до 400 м. При этом значительная часть территории Татарстана на этот вид углеводородного сырья не доразведана.

Зона развития залежей сверхвязкой нефти включает и сопредельные с Татарстаном части Оренбургской и Самарской областей, а также Башкортостана. Нефть здесь тяжелая (плотность 962,6–1081 кг/м³), высоковязкая, высокосмолистая и сернистая (содержание серы 1,7–8,0%).

Для Оренбургской области установлено ухудшение структуры текущих и увеличение доли трудноизвлекаемых запасов из низкопроницаемых коллекторов и залежей с высоковязкой нефтью.[4]

По состоянию на 01.01.2012 г. остаточные извлекаемые запасы нефти на 80% трудноизвлекаемые, в том числе на 76% с низкопроницаемыми (менее 0,05 мкм²) коллекторами и с обширными водонефтяными зонами, 10% - залежи с высоковязкой нефтью (более 30мПа*с), 9% - подгазовые залежи, 5% - труднодоступные и удаленные от системы коммуникаций. [5]

По региону турнейские пласты Т₁-Т₂, башкирский А₄, верейский А₁₋₃, пашийский D₁ являются пластами с низкой проницаемостью (<0,050 мкм²), высокопроницаемые пласты бобриковский и пашийский Бузулукской впадины.

Основные 25 месторождений, которые дают более 50% годовой добычи нефти находятся на третьей стадии разработки, их залежи обводнены на 70-80% и выработаны на 60-70%.

Есть месторождения, в продуктивных пластах которых вязкость нефти превышает 30 мПа*с. Это Графское (пласты Б₂ и В₁ с вязкостью 42,2 и 34,7 мПа*с соответственно), Байтуганское (бобриковские пласты, вязкость 20-80 мПа*с), группа месторождений Херсонское, Каменское, Новокудринское (пласты Б₂, вязкость > 20 мПа*с), Наумовское (пашийский D₁), Красноярское (подольский Pd), Самодуровское (пласт Б₂₋₁ с вязкостью 80 мПа*с), Северо-Красноярское (бобриковская залежь), Спасское (бобриковский Б₂, вязкость 30 мПа*с), Умирское (Б₂, 41 мПа*с), Школьное (бобриковский пласт Б₂) и другие, которые расположены в Бугурусланском нефтегеологическом районе.

К месторождениям, имеющим подгазовые залежи, относятся Покровское, Бобровское, Родинское и другие, где подгазовые артинские залежи в настоящее время не разрабатываются.

Как видно, основными причинами отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых по Оренбургской области являются в основном обводненность основных залежей нефти крупных месторождений Покровского, Бобровского, Сорочинско-Никольского и других, находящихся в третьей стадии разработки. Кроме того, существенную роль составляют более 180 залежей с карбонатными коллекторами, имеющими низкую проницаемость

(менее $0,05\text{мкм}^2$), залежи нефти с высоковязкой нефтью (более 30мПа·с), с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Таким образом, главные усилия по вовлечению текущих трудноизвлекаемых запасов в России и Оренбуржье в эксплуатацию должны быть направлены на разработку и внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи. Применение современных методов оптимизации работы скважин и залежей, новых современных химических реагентов по изоляции водопритоков, вовлечение в разработку подгазовых залежей, усовершенствование приборов по определению свойств высоковязкой нефти. Нужны широкомасштабные научные исследования в области классифицирования трудноизвлекаемых запасов нефти в современном геолого-экономическом мониторинге.

Список литературы

1. Григорьев М.Н. Региональная специфика трудноизвлекаемых запасов нефти России // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 14–17.
2. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. 2005. № 1. С. 17–19.
3. Прищепа О.М., Халимов Э.М. Трудноизвлекаемая нефть, потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 24–29.
4. Савинкова Л.Д. Совершенствование методологии оценки качества запасов и ресурсов углеводородов (на примере Оренбургской области) / Л.Д. Савинкова – Оренбург, 2014.- С.74-102.
5. Савинкова Л. Д. Проблемы классификации трудноизвлекаемых запасов нефти / Л. Д. Савинкова // Геология и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области: сб. науч. тр. Вып.2, ОНАКО / - Оренбург: 1999. - С. 244-247.