

- Международной научно-практической конференции молодых ученых “Актуальные проблемы науки и техники - 2015”. – Уфа, Изд-во УГНТУ, 2015. – Т.1. – С. 85 – 87.
4. Edmunds, N. and Chhina, H. “Economic Optimum Operating Pressure for SAGD Projects in Alberta” // JCPT, Dec. 2001. – Vol. 40. – No.12.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ – НЕФТЬ НА ЗАВТРА

А.С.Трушко, А.А. Клепцын

Научный руководитель П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

По оценкам экспертов, без ввода в эксплуатацию новых нефтяных месторождений или увеличения коэффициента извлечения на уже добываемых месторождениях, разведанных запасов компаниям хватит на 20 – 30 лет. Соответственно над тем, чем обеспечивать себя после израсходования этого запаса нужно думать уже сейчас. В связи с этим, освоение трудноизвлекаемых запасов становится вынужденной необходимостью [3]. В настоящее время Китай и Аргентина начинают активно инвестировать деньги в будущую разработку своих огромных трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Точные цифры по предполагаемым запасам назвать трудно, т.к. в Китае происходит постоянная их переоценка, и значения по данным разных экспертов отличаются в несколько и десятки раз. В России первые шаги по изучению трудноизвлекаемой нефти уже сделаны, и поскольку на нее приходится четверть всех мировых запасов такой нефти, этот потенциал необходимо учитывать в стратегических планах развития отрасли (рис.).



Рис. Мировые запасы углеводородов, млрд. тонн

Арктический шельф России можно охарактеризовать как «неудобную» территорию, и с точки зрения климата, и из-за отсутствия необходимой инфраструктуры. Именно поэтому браться за его разработку до сих пор не спешили. По современным представлениям геологов наибольшие запасы сосредоточены в Баренцевом и Карском морях. Но списывать со счетов остальную Арктику не стоит из-за большей удаленности она просто хуже изучена. Наличие значимых ресурсов предполагается на шельфе всех российских арктических морей. К очень перспективным районам Арктический нефтегазоносный бассейн был отнесен еще в середине 80-х годов прошлого века, благодаря выдающемуся советскому исследователю геологии Арктики и Северного Ледовитого океана Игорю Грамбергу. Академик Грамберг выдвинул концепцию, согласно которой существует четкая зависимость между молодостью океана и углеводородным богатством его шельфа. Причем зависимость обратная: чем моложе океан, тем масштабнее нефтегазоносные территории на его окраинах. Это связано с тем, что океаны в ранней стадии развития не только «выращивают» собственные осадочные бассейны, но еще и наследуют их от предыдущих этапов тектонического развития. Древние же океаны, наоборот, в силу своего возраста, успевают утратить осадочные бассейны предыдущих этапов формирования, а вновь образованные оказываются слишком молоды, чтобы содержать крупные ресурсы углеводородов. Начальные углеводородные ресурсы Северного Ледовитого океана, являющегося самым молодым, оцениваются в 90–250 млрд. т.н.э.. Для сравнения: вся добыча России в 2014 году составила 534 млн. т.н.э. [1].

Важное место в списке трудноизвлекаемых запасов занимают тяжелые нефти и нефтяные оторочки. Залежи тяжелой высоковязкой нефти находятся в группе Мессояхских месторождений, включающих в себя Восточно-Мессояхский и Западно-Мессояхский участки. Проведенные здесь в 2011 году опытно-промышленные разработки оказались вполне успешными: фактическая продуктивность пяти пробуренных горизонтальных эксплуатационных скважин в среднем на 17% превысила прогнозы – максимальный дебит нефти достигал 250 тонн в сутки. По предварительным расчетам, пик добычи из основного продуктивного пласта будет достигнут к 2022 – 2023 годам и составит 10 млн тонн нефти и 5 млрд кубометров газа. Что касается нефтяных оторочек нефтегазовых залежей, то наиболее привлекательными по объемам геологических запасов, состоянию оторочек, наличию инфраструктуры являются проекты разработки Заполярного, Оренбургского и Чаяндынского

месторождений. По предварительным оценкам, нефтяные оторочки активов только ОАО «Газпром» могут содержать порядка 1,7 млрд. тонн геологических запасов и около 350 млн. тонн извлекаемых.

Наиболее перспективной с точки зрения предполагаемых запасов для России должна стать разработка Баженовской свиты протяженного пласта сланцевых и других низкопроницаемых пород в Западной Сибири. Поиск новых источников нефти необязательно подразумевает расширение территорий. Американцы, столкнувшись с проблемой истощения запасов традиционной нефти, начали разработку сланцевых месторождений. Речь идет о так называемых нефтематеринских пластах. Их основные характеристики с точки зрения нефтедобычи низкие пористость и проницаемость коллекторов, неоднородных по своей структуре и оттого сложно определяемых. Совокупность всех этих факторов делает извлечение нефти из таких пород занятием технологически трудным и дорогостоящим. Говоря о стоимости добычи нетрадиционной нефти, сразу необходимо обозначить различие между российскими сланцами и американскими.

В общем случае нефтематеринские пласты, такие как Баженовская свита или формация Баккен, это плотные сланцевые породы, содержащие кероген, а также легкую нефть в трещинах и карбонатах. Основное достоинство Баккенской формации заключается в том, что данная пачка пород сложена тремя пластами: верхний и нижний из сланцев, а средний, который и является основным коллектором, преимущественно из песчаников и доломитов с приемлемой пористостью и хорошей проницаемостью. В баженовской свите такого однородного пласта нет, поэтому разработка на порядок сложнее. Тем не менее свита рассматривается как важный потенциальный источник углеводородов, залегающий на всей территории Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, а это около 1 млн кв. км. По расчетам экспертов, извлекаемые запасы Баженовской свиты могут составлять от 500 млн до 20 млрд тонн. Нефть здесь имеет очень высокое качество с низким содержанием серы и прочих примесей. В отличие от шельфовых проектов, относящихся к отдаленному будущему, поиск и вовлечение в разработку запасов Баженовской свиты является хорошей среднесрочной перспективой разработки [2].

Подводя итоги, важно отметить, что за возможность добычи трудноизвлекаемых запасов нефтяная промышленность вынуждена повышать риски и мириться с неопределенностями. Геология большинства трудноизвлекаемых запасов изучена не до конца, отсюда вытекает основной риск не подтверждение ожидаемых геологических параметров. Что касается основных трудностей, связанных с петрофизикой, то здесь следует выделить неоднородность строения подобных залежей по значениям проницаемости и характеру насыщения. Все эти риски влекут за собой появление дополнительных проблем при разработке месторождений. Инвестируя в извлечение трудноизвлекаемых запасов, необходимо учитывать высокую вероятность того, что достичь планируемых дебитов скважин не удастся, а темпы падения добычи нефти могут оказаться выше, чем прогнозировалось изначально. Также в процессе бурения может проявиться «неадекватное» поведение пласта, ухудшение его характеристик или, например, невозможность провести гидроразрыва пласта. Нельзя стопроцентно надеяться и на продуктивность многостадийного гидроразрыва пласта, так как его результативность в большой степени зависит от точности геологической модели. Отсюда вытекают неопределенности, связанные с эффективностью применяемых схем разработки ориентацией ствола скважины, количеством секций гидроразрыва пласта, длиной горизонтальной части ствола. Что касается вопросов экономики, то здесь к ключевым факторам негативного влияния на рентабельность проектов относят высокую стоимость строительства скважин, проведение работ по многостадийному гидроразрыву пласта. Также в настоящее время особо остро встает вопрос о рентабельности таких проектов, что связано с неблагоприятной динамикой цен на нефть. Тем не менее, инвестиции сегодня в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов являются необходимым условием для развития нефтегазового комплекса России в будущем.

Литература

1. Журнал «Сибирская нефть», приложение «Нефть. Просто о сложном.» // Газпром нефть.– 2015.– № 123 (июл.). – С. 20 – 23.
2. Журнал «Сибирская нефть» // Газпром нефть.– 2013.– № 113 (апр.). – С. 11 – 13.
3. Тер-Саркисов, Рудольф Михайлович. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Р. М. Тер-Саркисов. – Москва: Недра, 2005. – 407 с.

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СМАЧИВАНИЯ УГОЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

А.С. Усанина

Научный руководитель профессор В.А. Архипов

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово, Россия

Эффективность современных способов подготовки и переработки угля достигается применением новых энергетически и экологически выгодных технических и технологических решений, основанных на фундаментальных знаниях о явлениях и физико-химических процессах, происходящих на границах раздела фаз (жидкость – твердое тело – газ). В частности, при отделении минералов от пустых пород в процессе флотации при обогащении угля [1] одним из показателей, определяющих эффективность процесса, является смачиваемость (гидрофобность или гидрофильность) угля. При обогащении угля, необходимо обеспечить гидрофобную поверхность угольных частиц. Гидрофобные частицы угля захватываются воздушными пузырьками, которые образуются в нижней части флотационного резервуара, и, вследствие того, что силы поверхностного натяжения стремятся выровнять уровень жидкости, всплывают с ними на поверхность. Гидрофильные частицы, которыми являются пустая порода, не прилипают к пузырькам и оседают на дне.