УДК – 553.983

С.И. Билибин
д–р техн. наук
ЦГЭ
заместитель генерального директора
sibilibin@cge.ru

Г.А. Калмыков
канд.техн.наук
МГУ им. М.В.Ломоносова
геологический факультет
кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых
старший научный сотрудник
gera64@mail.ru

Н.С. Балушкина
канд. геол.–мин. наук
МГУ им. М.В. Ломоносова
геологический факультет
кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых
инженер
natalybal@gmail.com

А.Г. Былевский
канд. геол.–мин. наук
ЦГЭ
специалист
bylevsky@mail.ru

Е.А. Юканова
канд. техн. наук
ЦГЭ
главный специалист по базам данных и информационным технологиям
eayukanova@cge.ru

С.И. Бачин
канд. техн. наук
НК «Роснефть»
департамент развития ресурсной базы и аудита запасов
заместитель директора
s_bachin@rosneft.ru

Л.Н. Валова
НК «Роснефть»
департамент ресурсной базы и аудита запасов
начальник управления подсчета запасов и ведения Госбаланса
l_valova@rosneft.ru

К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти

Приведена специализированная международная и отечественная терминология, которая применяется для описания нефтематеринских пород баженовской свиты. По обзору зарубежной литературы по регионам мира показаны ресурсы сланцевой нефти в сравнении с ресурсами в традиционных коллекторах. Представлен зарубежный подход к оценке запасов и ресурсов нефтяных сланцев объемным методом с последующим учетом коэффициентов успешности и величины КИН. Предложена схема авторской последовательности изучения и подходы к методике подсчета запасов и ресурсов в отложениях баженовской свиты

Refer specialized international and domestic terminology that is used to describe the Bazhenov Formation source rocks. On the review of foreign literature on the regions of the world are presented and shown resources of shale oil resources in comparison with traditional collectors. Presented approach to the assessment of foreign reserves and resources of oil shale volumetric method followed by taking into account factors of success and the value of oil recovery factor. A scheme of the author's study of the sequence and approaches to methods of calculating reserves and resources in the sediments of the Bazhenov Formation.

Ключевые слова: сланец; трудноизвлекаемая нефть; сланцевая нефть; нефтеносная формация; оценка ресурсов; вероятность успеха; извлекаемые ресурсы; линейные запасы
Keywords: slate; tight oil; shale oil; oil-bearing formation; evaluation of resources; the probability of success; recoverable resources; linear supplies

При оценке ресурсов сланцевой нефти (СН) России и возможности ее извлечения различными инновационными методами, необходимо строгое понимание объекта исследования и используемой «сланцевой» терминологии, для которой до сих пор характерна неопределенность.

Еще в 1968 г. на I симпозиуме ООН предполагалось создать специальную комиссию по разработке единой терминологии. Однако сейчас исправить положение очень сложно, поскольку все множество терминов прочно укрепились в литературе. Дополнительную сложность вносит то, что почти все термины заимствованы из западной литературы и их прямое использование в русском переводе не всегда корректно. Так, понятием «*shales*» в англоязычной литературе пользуются для обозначения пелитоморфных пород, которые очень часто называют сланцами, а для метаморфических сланцев употребляется специальный термин «*slates*». В русском переводе употребление понятия «shale» как «сланец» в отношении осадочных пород некорректно, поэтому в России часто говорят не о сланцах, а о глинистых породах.

Сланец (англ. «*shale*»)– в западном понимании это пелитоморфная тонкослоистая терригенная порода, содержащая чешуйки глинистых минералов, а также кварц, кальцит и др. минералы алевритовой размерности в различных соотношениях. Основным признаком этих отложений является сланцеватость.

Черные сланцы («*blackshales*») – группа пелитоморных терригенных пород, обогащенных органическим углеродом. Российским аналогом термина можно считать «углеродистые отложения».

Нефтяные сланцы («*oilshales*») – группа пелитоморфных осадочных пород, содержащих органическое вещество (ОВ), из которых при дополнительной переработке может быть получена нефть, находящаяся в сорбированном состоянии – битумоиды и «потенциальная» нефть. Битумоиды составляют около 20% всего ОВ, в то время как остальная часть представлена нерастворимым керогеном. Российским аналогом термина наиболее корректно считать «***битуминозные углеродистые породы***». В осадочном разрезе нефтегазоносных бассейнов эти породы являются нефтематеринскими.

СН, сланцевая нефть («*shaleoil*») – свободная нефть, содержащаяся в порах породы, и нефтяные молекулы, сорбированные на поверхности твердой фазы. Это понятие объединяет как природную нефть, образованную в процессе нефтегенерации и не мигрировавшую за пределы нефтематеринской породы (сингенетичные битумоиды [4]), так и нефть, которая пришла из соседних пропластков (паравтохтонные битумоиды [4]).

Трудноизвлекаемая нефть («*tightoil*») – природная нефть, содержащаяся в низкопроницаемых породах. Часто понятия «*shaleoil*» и «*tightoil*» используются как синонимы, но «нефтяные сланцы» являются только частью

Таблица 1.
Доказанные и недоказанные ТИР нефти по регионам мира (млн баррелей)

Регион	Доказанные ресурсы нефти в традиционных коллекторах	Недоказанные ТИР сланцевой нефти	Недоказанные ТИР нефти в традиционных коллекторах	Всего: ТИР нефти всех категорий
1. Страны СНГ	118 886	77 200	114 481	310 567
2. Ближний Восток и Северная Африка	867 463	42 900	463 407	1 373 770
3. Азия и Тихий Океан	41 422	61 000	64 362	166 784
4. Европа	11 748	12 900	14 638	39 286
5. Северная Америка	208 550	80 000	305 546	594 096
6. Центральная и Южная Америка	325 930	59 700	258 234	643 864
7. Сахара + Центральная и Южная Африка + Антарктида	62 553	100	140 731	203 384
8. Южная Азия	5 802	12 900	8 211	26 913
Итого во всем мире	1 642 354	345 000	1 369 610	3 356 964

всего множества низкопроницаемых нефтесодержащих пород (*tightoil*), куда входят песчаники, карбонаты, силициты и др.

Кероген – органическое вещество, нерастворимое в органических растворителях (ОР).

Битумоид – ОВ, растворимое в ОР – ***углеводородные и гетероатомные соединения нефтяного ряда,*** входящие в состав нефти (УВ и ГАС НР). Понятие битумоид часто используют при описании результатов аналитических работ: количество УВ и ГАС, выделяемых конкретным ОВ, например, при использовании в качестве растворителя хлороформа получают хлороформенный битумоид.

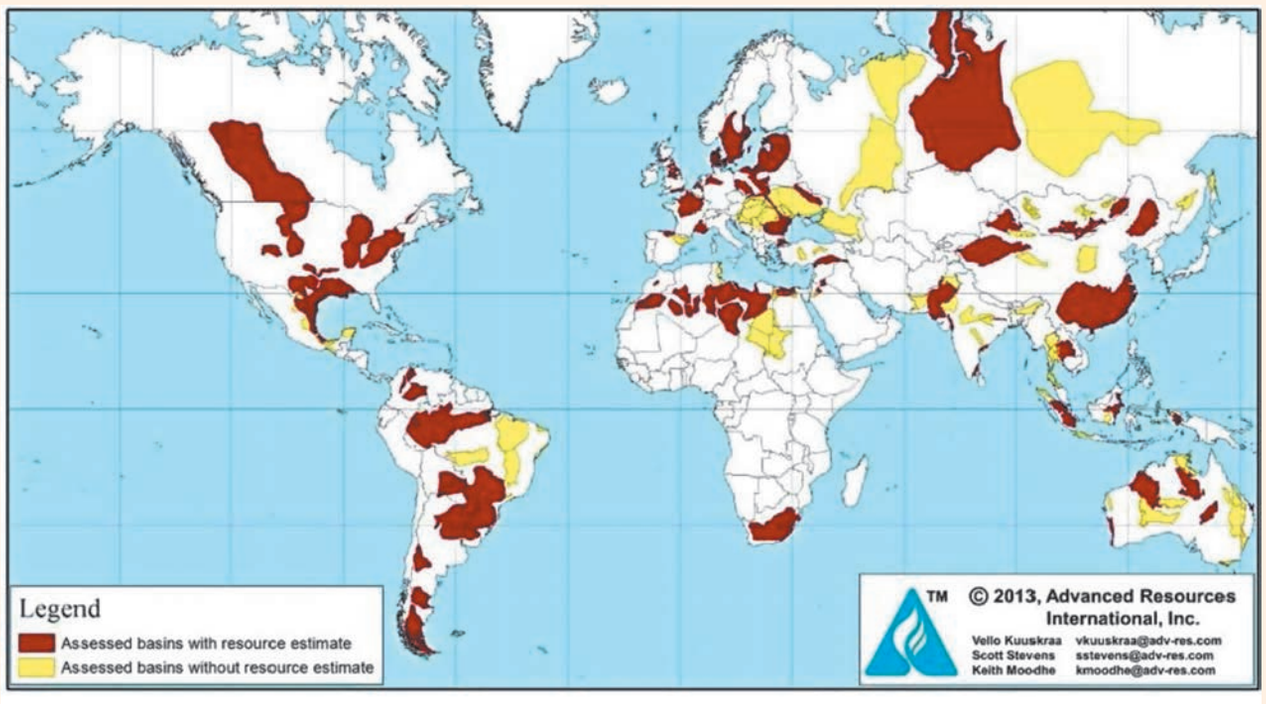
Потенциальная нефть – нефть, которая получается при деструкции керогена, а в традиционном понимании это генерационный потенциал нефтематеринской породы.

Таким образом, особый вещественный состав «нефтяных сланцев» позволяет относить их к обширной группе пород, обогащенных органическим углеродом – черным сланцам. С другой стороны, как объект добычи нефтяного сырья, «нефтяные сланцы» являются частью множества низкопроницаемых нефтесодержащих пород, а нефть, содержащаяся в них – к группе «*tightoil*», т.е. к категории трудноизвлекаемых запасов в российском понимании. «Нефтяные сланцы» или битуминозные углеродистые породы могут являться источником как существующей, так и потенциальной нефти. Это обстоятельство необходимо учитывать не только при оценке ресурсного потенциала, но и при разработке технологии добычи нефти из них.

Результаты оценки ресурсов СН по 8 регионам мира сведены в ***табл. 1***. Самые большие недоказанные технически извлекаемые ресурсы (ТИР) СН показаны для СНГ (это, в основном, Россия) и Северной Америки, несколько меньшие – для Южной Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона, и наименьшие – для Африки (без северной ее части). Очевидно, что те страны, в которых эти ресурсы велики, могут рассчитывать на существенный прирост добычи нефти за счет их освоения.

Представляет интерес сравнение ресурсов СН с ресурсами нефти той же категорийности, выявленными в традиционных коллекторах (столбец 3 и столбец 4). Можно предположить, что страны, для которых это соотношение значительно меньше единицы (например, для Ближнего Востока 42 900/463 407 = 0,09), могут не торопиться с разработкой СН, тогда как страны, для которых это соотношение близко

Рис. 1.
Карта расположения бассейнов, по которым выполнен анализ ресурсов сланцевых УВ



к единице, уже уделяют (или будут вынуждены уделять) добыче такой нефти самое пристальное внимание.

В капитальной недавно опубликованной совместной работе *EIA* (Информационного агентства США по энергетике) и *ARI* (Международной компании по ресурсам) [10] приведены результаты оценки ресурсов сланцевых УВ нефти по 41 стране (практически по всем обладающим запасами УВ странам). Всего было проанализировано 137 продуктивных глинистых формаций в 95 бассейнах. Выявление нефтепродуктивных сланцевых толщ в разрезе и оконтуривание зон их развития по площади выполнены на основе анализа всех доступных геолого-геофизических и промысловых материалов по основным седиментационным комплексам в каждом крупном нефтегазоносном бассейне. По полученным данным были разработаны геологические критерии для выбора бассейнов и сланцевых толщ, наиболее полно отвечающих цели исследования, для их дальнейшего углубленного изучения и количественной оценки нефтяных ресурсов.

В частности, как наиболее перспективные выбирались нефтеносные глинистые сланцы седиментационных комплексов, залегающих в интервале глубин от 1000 до 5000 м (для сланцев на глубинах <1000 м высок риск повышенной водонасыщенности, а для глубин >5000 м повышаются риски, связанные со снижением проницаемости и возрастанием себестоимости бурения и добычи). Граничным значением общего содержания ОВ брали величину 2–3% в зависимости от его типа и минерального состава глин конкретной толщи. Уровень термальной зрелости ОВ оценивался по отражающей способности витринита: для перспективных сланцев ее значение было установлено в пределах 0,7–1%. Для приблизительных оценок использовали значение максимальной палеотемпературы ($T_{макс}$), определяемое пиролизом образцов керна.

На следующем этапе для части отобранных бассейнов была выполнена оценка недоказанных ресурсов СН. Для этого помимо геолого-геофизических материалов использовались уже имеющиеся вероятностные оценки геологических запасов и привлекалась информация по истории добычи и реализации СН по уже разрабатываемым объектам. Расположение этих бассейнов на карте мира показано на ***рис. 1.***

Эта оценка ресурсов СН включала подсчет «рисковых» геологических ресурсов по

Таблица 2.

Результаты оценки ресурсов СН по наиболее продуктивным нефтеносным формациям нефтегазоносных бассейнов разных стран (млрд баррелей)

Регион	Страна	Рисковые геологические ресурсы нефти	Технически извлекаемые ресурсы нефти
Северная Америка	Канада	162	4,8
	Мексика	276	13,1
Южная Америка	Венесуэла / Колумбия	297	14,8
	Аргентина	479	27
	Бразилия	133	5,4
	Парагвай / Боливия	75	3,8
	Чили	47	2,3
Восточная Европа + Западная Сибирь	Литва / Калининградская область России	29	1,4
	Россия (Западная Сибирь)	1243	74,6
	Украина	23	1,1
Северная Африка	Алжир	100	4,9
	Тунис	28	1,4
	Ливия	614	26
	Египет	114	4,6

сланцевым формациям объемным методом – т.е. путем определения объема нефти, содержащейся в полном объеме пород данной сланцевой формации, с последующим умножением его на вероятное значение коэффициента успешности и на коэффициент извлечения нефти. Коэффициент успешности вычислялся как вероятность того, что из анализируемой части формации будут получены промышленные притоки нефти. Коэффициент извлечения нефти устанавливался по аналогии с уже разрабатываемыми объектами (имеющими схожие геолого-геофизические характеристики). Там, где это оказывалось возможным, производилась оценка технически извлекаемых ресурсов с учетом возможностей имеющихся технологий добычи.

Наиболее интересные результаты этих исследований показаны в ***табл. 2***. В эту таблицу не включены данные по США, поскольку они весьма неодинаковы в разных источниках, и данные по Китаю – из-за недостаточной обоснованности части данных. По аналогичным причинам не приведены данные по бассейнам и формациям для Пакистана и Индонезии. В целом по наиболее богатым СН странам удалось получить в разной степени достоверные оценки, приведенные в ***табл. 3***.

Следует отметить, что в процессе подсчета нефтяных ресурсов глинистых сланцев их авторы старались, по возможности, исключить из подсчета следующие объекты:

– все непосредственно прилегающие к этим сланцам нефтеносные коллекторы другой литологии;

– многие нефтенасыщенные сланцевые формации, по которым не удалось получить вызывающих доверие оценок ресурсов по причине неадекватности исходных данных и/или подсчетных параметров;

– те части оцениваемых формаций, которые продолжаются в акватории морского шельфа, а также формации, полностью находящиеся на морском шельфе.

Методология количественной оценки ресурсов сланцевой нефти

При оценке ресурсов и запасов СН зарубежные специалисты-подсчетчики используют определения и указания, рекомендуемые Обществом инженеров-нефтяников (*SPE*), Всемирным нефтяным советом (*WPC*), Американской ассоциацией геологов-нефтяников (*AAPG*) и Обществом нефтяных инженеров-оценщиков (*SPEE*), которые изложены в совместной разработке этих институтов (*SPE/WPC/AAPG/SPEE*) «Рекомендации по применению системы управления ресурсами УВ» от 2011 г. (*SPE-PRMS*) [6]. Согласно этим рекомендациям, под «ресурсами понимаются все количества нефти, находящиеся в недрах Земли – уже открытые или пока неоткрытые (извлекаемые и неизвлекаемые) плюс уже добытые ее количества». Часто ресурсы СН классифицируются как Недоказанные начальные геологические и Рисковые ресурсы. В материалах *SPE PRMS* даны следующие определения:

– *недоказанные начальные геологические ресурсы* – это то количество нефти, которое, согласно оценке на данную дату, содержится в известных залежах до их разработки;

– *рисковые ресурсы* – это те количества нефти, которые, согласно оценке на данную дату, являются потенциально извлекаемыми из известных залежей, но приемлемые проекты их разработки еще недостаточно «созрели» для промышленной добычи нефти из-за тех или иных «непредсказуемых обстоятельств».

Кроме того, разные авторы обоснованно (а иногда и не совсем обоснованно) употребляют такие термины, как «неопределенно-рентабельные ресурсы» и «безрисковые начальные геологические ресурсы». *Неопределенно-рентабельные* – это ресурсы, не являющиеся коммерческими на данный момент времени, а термин «*безрисковый*», как правило, применяется к технически извлекае-

Таблица 3.

Первая десятка стран в списке, ранжированном по величине технически извлекаемых ресурсов СН (млрд баррелей)

	Страна	По данным EIA	По данным ARI
1	Россия	75	
2	США	58	48
3	Китай	32	
4	Аргентина	27	
5	Ливия	26	
6	Венесуэла	13	
7	Мексика	13	
8	Пакистан	9	
9	Канада	9	
10	Индонезия	8	
11	все остальные	65	
Всего в мире		345	335

мым ресурсам и означает, что ни геологический риск, ни риск шансов на успех не учитываются при оценке количеств нефти.

Оценка рисковых геологических ресурсов сланцевой нефти

Такая оценка включает выполнение следующих подсчетов и оценок в два этапа:

– 1 – *подсчет геологических ресурсов нефти* сланцевой толщи, обычно выполняется объемным методом;

– 2 – *определение вероятности успеха (степени риска)*.

Для обоснованной оценки рисковых геологических ресурсов нефти сланцевой формации (пласта) в пределах исследуемой территории определяют величину двух вероятностных параметров-факторов: вероятности продуктивности этой формации по разрезу (фактор успешности по разрезу) и вероятности ее продуктивности по площади (фактор риска по площади).

Объединение этих двух вероятностных параметров позволяет получить единый коэффициент успешности, с помощью которого и определяют ***«рисковые» геологические ресурсы нефти сланцевой формации*** [10]. История поиска и разведки СН показывает, что после открытия продуктивной формации с течением времени эти коэффициенты (успешности, риска) улучшаются, особенно коэффициент успешности.

Оценка геологической вероятности успеха (ГВУ)

На изучаемой площади вероятность успеха с геологических позиций – это вероятность наличия в пласте объемов подвижной нефти, достаточных для обеспечения длительного устойчивого притока УВ из пласта на поверхность при его испытании. Если промышленной добычи УВ из оцениваемых нефтеносных сланцев на рассматриваемой площади и соседних площадях не велось, все оцениваемые объемы ресурсов классифицируются как неопределенно-рентабельные, и полученные количественные значения ресурсов для целевого пласта основываются на оценке 5 рассматриваемых ниже независимых факторов риска.

Для определения значения ГВУ необходимо выполнить оценку следующих факторов риска.

Наличие – это вероятность того, что целевой пласт присутствует в исследуемой толще в пределах изучаемой площади, участка.

Непрерывность – это вероятность того, что прочие факторы риска остаются благоприятными на достаточно большой площади, чтобы обеспечить промышленную разработку целевых пластов во всей исследуемой перспективной толще. *Наличие* и *непрерывность* устанавливаются анализом карт, разрезов и прочих геолого-геофизических материалов. Правильность отбивок кровли и подошвы сланцевой толщи и карты общих толщин проверяется по имеющимся скважинам.

Органика – вероятность того, что целевые объекты в перспективной толще будут содержать ОВ с соответствующим типом керогена в количестве, достаточном для генерации нефти. Тип керогена и его концентрацию в нефтеносных сланцах определяют по керновым данным и результатам геохимического анализа.

Зрелость ОВ – это вероятность того, что ОВ, содержащееся в целевых объектах перспективной толщи, достигло термальной зрелости, достаточной для преобразования керогена в нефть. Необходимый уровень зрелости в нефтеносных сланцах должен быть подтвержден испытаниями скважин и, в принципе, самим фактом добычи нефти.

Возможность добычи – вероятность наличия в целевых объектах исследуемой сланцевой толщи такого количества интервалов «хрупких» литологических разностей сланцев, которое при применении методов гидроразрыва и существовании регионального поля механических напряжений в породах сможет создать условия для движения пластовых флюидов в пласте к стволу скважины со скоростью, обеспечивающей промышленный дебит нефти. Наличие пропластков плотных карбонатных или кремнистых (кварцевых) пород, желательно, выдержанных по площади, устанавливается по данным ГИС и анализа кернового материала в сочетании с данными по аналогичным нефтегазоносным сланцам, из которых нефть уже добывается с помощью ГРП.

Значение ГВУ получают перемножением значений всех факторов риска между собой:

ГВУ = *Наличие · Непрерывность · Органика · Зрелость ОВ · Возможность добычи*.

Нетрудно видеть, что в практике оценки ГВУ для получения его приемлемого значения (>0,5) значения каждого из факторов риска должны попадать в диапазон 0,9–1.

Следует отметить также, что даже высокое значение ГВУ (значительно превышающее 0,5) не означает, что разработка оцениваемого объекта окажется экономически выгодной, и даже в случае ее выгодности не означает, что объект действительно будет введен в разработку [9].

Оценка технически извлекаемых ресурсов

Технически извлекаемые ресурсы подсчитываются путем умножения рисковых геологических ресурсов нефти в толще глинистых сланцев на коэффициент ее эффективного извлечения (КИН), зависящий от целого ряда геологических и прочих факторов, которые могут быть оценены по аналогии с другими сланцевыми формациями и бассейнами. Величина КИН во многом зависит от минералогического состава глинистого сланца, поскольку им определяется эффективность применения ГРП, а также от следующих немаловажных факторов, влияющих на производительность пласта: наличие благоприятной природной микротрещиноватости, отсутствие весьма нежелательных глубоко проникающих разломов, отсутствие напряжений сжатия в толще сланцевых пород и т.п. Большое значение имеет наличие или отсутствие аномальных пластовых давлений и степень их аномальности, а также разность между пластовым давлением и давлением насыщения пластовой нефти.

В оценке ресурсов СН принято использовать следующую градацию величины КИН, отражающую влияние минералогического состава глин, их коллекторских свойств и сложности геологического строения.

• *Хорошая нефтеотдача*, когда КИН составляет 6%. Такой величины КИН достигает, когда нефтеносные сланцы и бассейны характеризуются относительно низким содержанием глин, простым до умеренной сложности геологическим строением, благоприятными коллекторскими свойствами (в частности, высокой нефтенасыщенностью) и аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

• *Средняя нефтеотдача*. Значение КИН в пределах 4–5%. Нефтеносные сланцы и бассейны характеризуются средним содержанием глин, геологическим строением средней сложности, умеренными значениями АВПД и средними значениями коллекторских свойств.

• *Удовлетворительная нефтеотдача*. Значение КИН составляет около 3%. Характерен для нефтеносных сланцев и бассейнов с содержанием глин от среднего до высокого, геологическим строением от умеренно сложного до сложного, нормальными пластовыми давлениями и низкими коллекторскими свойствами.

Исключительно высокие значения КИН (до 8%) могут наблюдаться в ряде случаев на отдельных участках нефтеносных сланцевых толщ с повышенными коллекторскими свойствами, подтверждаемыми фактически высокими дебитами скважин. Величина КИН = 2% употребляется в случаях, когда нефтеносные сланцы характеризуются сложным геологическим строением и аномально низкими поровыми давлениями (АНПД) [7].

Значение КИН в значительной мере определяется *технологией нефтедобычи*, применяемой на промыслах в сланцевых бассейнах. Поскольку природная проницаемость матрицы глинистых сланцев чрезвычайно мала – от первых сотен нанодарси (0,0001 мД) до нескольких микродарси (0,001 мД) – для эффективного извлечения нефти из этих сланцев оказалось необходимым применение следующих двух технологий бурения и заканчивания скважин.

1. Проходка горизонтальных стволов большой протяженности. Длинные горизонтальные скважины позволяют ввести в контакт с эксплуатационной колонной столь большой объем нефтенасыщенного сланца, насколько это технически и экономически целесообразно.

2. Проведение масштабной интенсификации притока. Серия ГРП, выполняемая с небольшим шагом и закачкой значительных объемов рабочей жидкости, позволяет «раздробить» матрицу сланцев, создавая сеть искусственных расклиненных проппантами (песком, искусственными шариками) трещин, в результате чего вокруг ствола скважины образуется примыкающий к ней обширный проницаемый коллектор («резервуар»). Существовавшие природные микротрещины также при этом расширяются и обеспечивают приток нефти в искусственные трещины и далее в скважину.

Баженовская свита – аналог резервуара «сланцевой» нефти

На территории РФ наиболее богатыми по запасам и интересными с точки зрения добычи СН являются отложения баженовской свиты (БС) и ее стратиграфические битуминозные аналоги, входящие в состав БС.

БС отличают условия седиментации, литологический состав с преобладанием низкопроницаемых листоватых пород, высокие концентрации ОВ и огромная площадь распространения (около 2 млн км^2). Промышленная продуктивность отложений доказана на многих месторождениях и площадях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, в целом в баженовском горизонте открыто 92 залежи нефти [5], которые расположены преимущественно в центральной части Фроловской мегавпадины.

По оценкам И.И. Нестерова (2010), суммарные геологические ресурсы нефти пород баженовского горизонта составляют 1591 млрд м^3, а извлекаемые ресурсы – 477,3 млрд м^3. Однако за все время эксплуатации залежей извлечено было всего чуть более 11 млн т [5]. Столь низкое извлечение нефти связано со сложным строением резервуара и отсутствием эффективных технологий его разработки.

Бурение скважин с целью получения промышленного притока нефти из баженовского горизонта даже на разрабатываемых блоках по-прежнему проводится методом «дикой кошки». Месторождения нефти открываются случайно, унифицированной методики подсчета запасов по пласту Ю$_0$БС пока нет.

Необычное строение баженовских отложений исключает разработку их с применением традиционной для Западной Сибири технологии нефтеизвлечения. Сургутский регион является одним из крупнейших, в котором добыча нефти из пласта Ю$_0$ ведется с 1970-х гг. За это время на баженовские отложения пробурено более 500 скважин. Более 30% из них не дали притока нефти, и только в 7% пробуренных скважин притоки нефти составили более 10 м^3/сут., т.е. на одну работающую скважину пробурено 3 пустых и низкопродуктивных на естественных режимах истощения [3].

Стратегию разработки залежей пласта Ю$_0$ предложил в своей статье Ю.Е. Батурин [3]. По его заявлению, наиболее целесообразно проводить освоение баженовских отложений 3 этапами. На первом этапе – на естественном режиме истощения, на следующем этапе – с образованием искусственной трещиноватости и продлением естественного режима истощения. Третий этап предусматривает гидротермовоздействие на пласт с целью повышения нефтеотдачи. При этом эти 3 этапа могут пересекаться, а планирование ГРР должно подразумевать подготовку данных для всех этапов. Для обеспечения первого этапа необходимо выявить и типизировать коллекторы в разрезах БС. Однако, проведя анализ результатов изучения и разработки залежей нефти на территориях ОАО «Сургутнефтегаз», Е.Ю. Батурин пришел к следующему выводу: «В настоящее время не существует дистанционных методов поиска коллекторов (нефтеотдающих интервалов) с поверхности».

По сравнению с подстилающими и перекрывающими отложениями, породы БС обогащены ОВ и биогенным кремнеземом. При переходе к вмещающим отложениям существенно падает концентрация кремнезема и ОВ и возрастает доля терригенной алевритово-глинистой составляющей. Вертикальные зоны, в которых породы обладают переходными свойствами от БС к вмещающим отложениям, относятся к переходным.

К собственно БС относятся породы, в которых отмечается дефицит терригенной составляющей на фоне высокой концентрации морского ОВ, обладающего высоким генерационным потенциалом. Породы БС характеризуются следующим набором породообразующих компонентов: минералы группы кремнезема, глинистые, карбонатные минералы, ОВ, пирит. Глинистые (содержание минералов группы глин – 10–30% массовых) тонкослоистые или плитчатые породы преобладают в разрезах БС и образуют низкопроницаемую «матрицу». Породы матрицы попадают под определение «нефтяных сланцев» и являются источником «*shaleoil*».

Страны, в которых ресурсы сланцевой нефти велики, могут рассчитывать на существенный прирост добычи нефти за счет их освоения

Низкоглинистые (глинистых минералов < 10% массовых) кремнистые и кремнисто-карбонатные породы образуют отдельную группу: массивные или неяснослоистые, часть из них являются нефтеотдающими пластами, имеют более низкий, по сравнению с породами матрицы, генерационный потенциал. Эти пласты нельзя относить к «нефтяным сланцам», однако коллекторы, содержащиеся в них, являются низкопроницаемыми. То есть свободная нефть коллекторов БС относится к «*tightoil*».

Породы матрицы (содержащие запасы «*shaleoil*») и потенциальных коллекторов (содержащие запасы «*tightoil*») образуют в разрезе циклическое чередование. В нижней части разрезов доля (количество) потенциальных коллекторов выше, чем в верхней. В верхней части, соответственно, преобладают породы «матрицы».

В настоящее время притоки нефти из БС по данным промыслово-геофизических исследований получены из маломощных коллекторов в районах, где БС находится в начале и в середине главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

В районах с высокой степенью катагенеза (конец ГЗН – начало ГЗГ, главной зоны газообразования) притоки нефти получены из отдельных пропластков, состоящих из глинисто-кремнистой матрицы.

Для подобных пород необходима разработка специальной методики их исследования, которая должна быть адаптирована к высокоуглеродистым отложениям и обладать универсальностью и комплексностью. Она должна обеспечивать решение общегеологических задач, таких как определение литологического состава, степени катагенетический зрелости отложений, оценки насыщенности пород матрицы и коллекторов «свободной» нефтью, а также позволять проводить петрофизическую настройку интерпретации комплекса ГИС, и являться экспериментальной основой при разработке и внедрении технологии добычи «свободной» и «потенциальной» нефти из скважины.

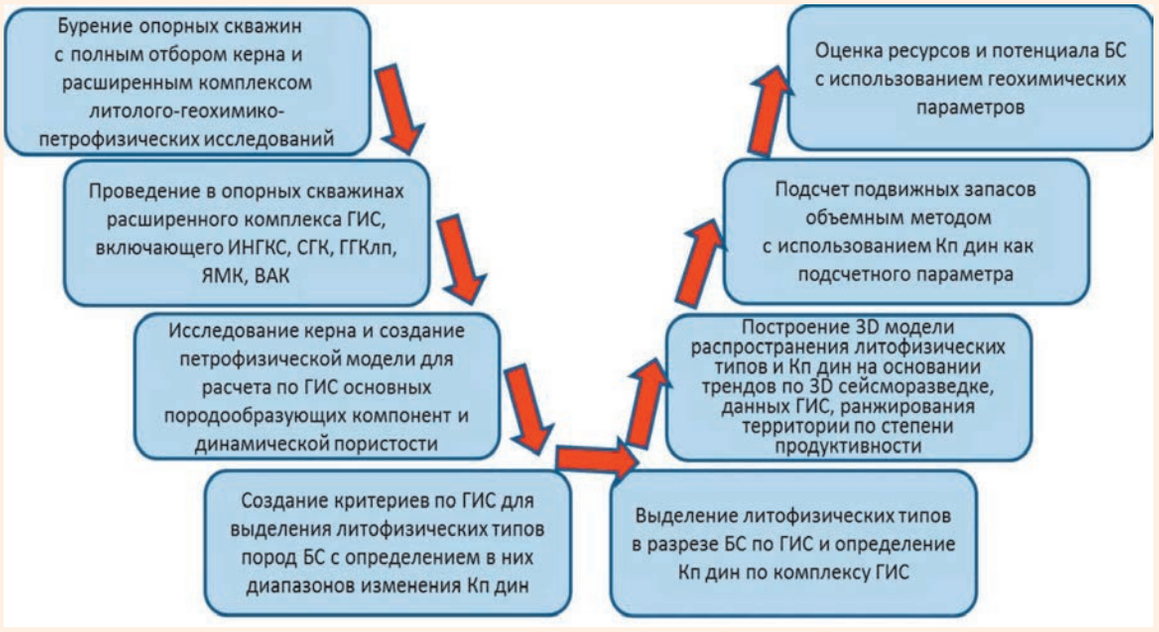
Для обеспечения решения этих задач при исследовании колонок керна сотрудниками геологического факультета МГУ разработана и с успехом применяется единая схема исследований керна, включающая в себя несколько взаимосвязанных блоков: литологический, петрофизический, геохимический и механико-прочностной [2].

Основные применяемые технологии добычи нефти из низкопроницаемых пород – это горизонтальное бурение с последующими мультистадийными гидравлическими разрывами (эту технологию используют, в основном, западные компании), в России проходит опробование термогазовое воздействие [2].

Разработка новых технологий добычи нефти заставляет по-новому посмотреть на само понятие месторождения. Если речь идет о разработке отложений, содержащих запасы «*tightoil*», т.е. коллекторов БС, то набор геологических параметров для прогноза и поиска меняется: литологический состав, особенности формирования и закономерности изменения геологического строения (по площади и в разрезе) БС, выделение коллекторов в разрезе, их типизация по генезису и структуре порового пространства, оценка общего емкостного пространства пород, характеристика миграционных процессов, оптимальный комплекс лабораторного исследования керна и ГИС, интерпретация комплекса ГИС, определение литологического состава пород, расчет пористости. Если целевым объектом разработки являются отложения «*shaleoil*», т.е. матрица БС, то прогноз таких объектов, помимо создания технологии их разработки, должен включать в себя анализ геологических факторов, отвечающих за формирование и реализацию генерационного потенциала, историю формирования и модель прогрева отложений, процессов миграции микронефти в коллекторы и, как следствие, решение задач, связанных с прогнозом нефтеносности и разработкой коллекторов.

Состав пород БС требует разработки нетрадиционного подхода к подсчету геологических запасов УВ в ней. На ***рис. 2*** в схематич-

Рис. 2.
Схема изучения и подсчета геологических запасов и ресурсов БС



ном виде представлена последовательность изучения и методики подсчета запасов в отложениях БС, предложенная авторами статьи.

Для задачи подсчета запасов необходимо заложение скважин как в зонах с высокой накопленной добычей, так и в зонах с относительно низким объемом извлеченных УВ.

В каждой зоне необходимо провести бурение опорных скважин с отбором керна из отложений БС с перекрытием на 10 м от кровли и подошвы БС, по технологии, обеспечивающей максимальный вынос керна.

Учитывая сложность литологического состава исследуемых отложений, необходимо использовать максимально возможный набор зарегистрированных данных, получаемых в результате ГИС.

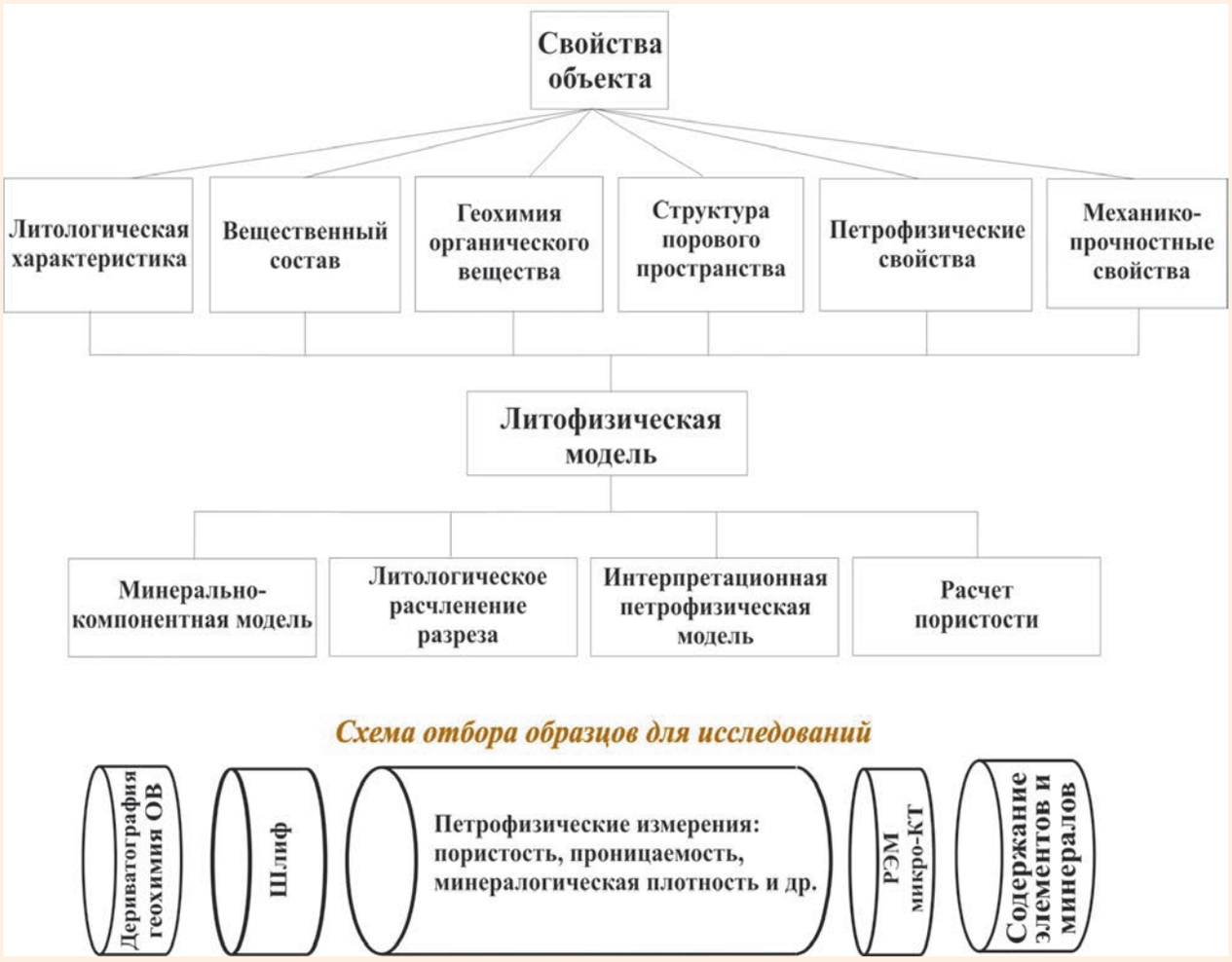
Прежде всего, это методы, позволяющие напрямую определять приточные интервалы, т.е. пластовые испытатели. При этом исследования рекомендуется проводить с двойной пакеровкой, чтобы расстояние между пакерами и, следовательно, интервал исследований составлял 1 м.

Для сокращения неинформативных дорогостоящих пластоиспытаний необходимо проведение в открытом стволе ядерно-магнитного каротажа, но при этом он должен собирать информацию по всей окружности, а не только по одному сектору. ЯМК позволяет оценить содержание подвижных флюидов и распределение пор по размерам.

Спектрометрический гамма-метод (СГК) позволяет оценить литологию и количественно определить тип и содержание глинистых минералов по данным о концентрациях тория и калия. Концентрации урана позволяют рассчитывать количество керогена с использованием связи между содержанием урана и керогена в отдельных интервалах баженовских отложений.

Гамма-гамма-лито-плотностной каротаж (ГГК-лп) позволяет оценивать плотность и эффективный атомный номер горной породы. Эти параметры являются крайне важными для интерпретации комплекса ГИС, например, играют ключевую роль в оценке содержания карбонатных компонент.

Рис. 3.
Блок-схема предлагаемых исследований керна, адаптированная к высокоуглеродистым отложениям



Из методов электрокаротажа необходимо использовать фокусированные с высоким разрешением по вертикали. К таким методам можно отнести отечественный метод ВИКИЗ и многозондовый БК.

Крайне желательно использовать спектрометрический НГК (СНГК) или лучше импульсный спектрометрический ИНГКс (последнее может быть предпочтительнее ввиду дополнительной регистрации данных С/О, представляющихся очень информативными). Эти методы позволяют оценить концентрации основных породообразующих элементов в породе: C, O, Si, Ca, Al, Mg и др.

Оценку проницаемости горных пород можно проводить по данным ЯМК и волнового акустического каротажа. Проницаемость рассчитывается путем моделирования волны Стоунли для эластичной среды и сравнения параметров смоделированной волны с параметрами волны, зарегистрированной в скважине.

Для обеспечения решения задач при исследовании колонок керна БС разработана и с успехом применяется единая схема исследований, включающая в себя несколько взаимосвязанных блоков: литологический, петрофизический, геохимический и механико-прочностной (***рис. 3***).

Литологический блок является основным и позволяет определить минеральный и химический состав пород, текстурные и структурные особенности, охарактеризовать интенсивность и последовательность проявления вторичных процессов, которые привели к формированию современного облика пород. Литологический блок включает следующие виды исследований: описание колонок керна и анализ текстур, съемка полноразмерного керна при дневном и ультрафиолетовом свете, изучение пород в шлифах под поляризационным микроскопом, количественный рентгенофазовый анализ минерального состава, рентген-флуоресцентный метод определения элементного состава, измерение изотопного состава углерода и кислорода карбонатных пород.

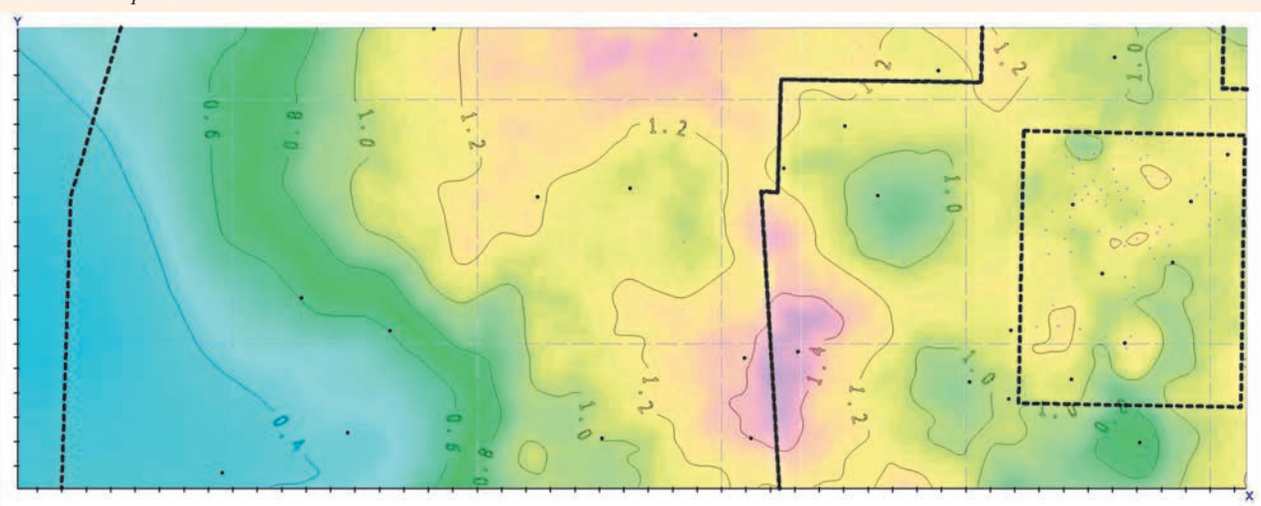
В рамках петрофизического блока проводится определение основных физических величин (фильтрационно-емкостные свойства, скорость прохождения продольной волны, электрические свойства, плотность и другие), изучение структуры порового пространства с помощью растрового электронного микроскопа и рентгеновского микротомографа.

Геохимические исследования ОВ пород позволяют определить количество и тип керогена, стадию катагенеза, содержание в породах автохтонных и миграционных битумоидов, оценить нефтегенерационный потенциал пород.

Изучение механико-прочностных свойств позволяет оценить условия, при которых в пласте происходят пластическая и упругая деформация различных типов пород. В сочетании с информацией о вещественном составе, степени преобразованности ОВ, пластовых давлениях, тектонической активности в пределах района, изучение упруго-прочностных свойств пород лежит в основе создания корректных геомеханических моделей.

Такие исследования керна и их увязка с ГИС позволяют по данным ГИС восстановить минерально-компонентный состав, а также оценить необходимые емкостные и геохимические параметры всех литофизических

Рис. 4.
Фрагмент карты линейных геологических запасов подвижных УВ в отложениях БС по одному из участков Салымского региона



типов пород БС. К основным емкостным параметрам в первую очередь относится динамическая пористость, т.е. относительный объем пустотного пространства, занятый свободными подвижными УВ.

Геохимические параметры с помощью эмпирических многомерных связей с параметрами ГИС в конечном итоге позволяют определить, во-первых, суммарное содержание «связанной» нефти в межминеральных порах и в закрытых порах керогеновых включений и, во-вторых, – нефтегенерационный потенциал, т.е. объем УВ, который может образоваться при определенных механических, химических или температурных воздействиях на породы БС.

Объемная геологическая модель, отражающая распространение литофизических типов пород БС по разрезу и изучаемой площади, а также емкостных и геохимических параметров, позволяет рассчитать как объемы запасов УВ, содержащихся в объеме пород, отвечающем динамической пористости, так и объемы ресурсов, включающих «связанную» нефть и потенциальную нефть (нефтегенерационный потенциал). Естественно, при создании объемной геологической модели распространения литофизических типов необходимо учитывать все возможные экспериментально и геологически установленные тренды, полученные при фациальных площадных исследованиях отложений БС, данные 3D-сейсморазведки, температурные тренды, палеотектонические построения.

Опробование указанной схемы оценки запасов на одном из участков Салымского региона позволило построить 3D-геологическую модель и с ее помощью рассчитать линейные запасы по достаточно большой территории. Плотность линейных запасов (пример полученной карты линейных запасов УВ в $м^3/м^2$ приведен на ***рис. 4***) изменяется от 0,3 до 1,6 $м^3/м^2$ и свидетельствует о различной перспективности участков при дальнейшей эксплуатации БС.

Выводы

Предложенная схема оценки геологических запасов БС позволяет дифференцированно оценивать их в пределах изучаемой площади, выделять области с повышенным значением линейных геологических запасов и, соответственно, планировать проведение дальнейших разведочных работ.

Литература

1. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) //Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 50–53.
2. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А. и др. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти из них //Геология нефти и газа. 2013. № 3.
3. Батурин Ю.Е. Обоснование необходимости отмены налога на добычу полезных ископаемых при разработке нефти баженовских отложений //Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 6. С. 17–21.
4. Вассоевич Н.Б. Генетическая природа нефти в свете данных органической геохимии //Генезис нефти и газа. М.: Наука. 1968.
5. Нестеров И.И., Брехунцов А.М. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород //Вестник ЦКР Роснедра. 2010. №6. С. 3–16.
6. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System SPE/WPC/AAPG/SPEE, November 2011. http://geodc.aapg.org/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf.
7. Origins and characteristics of the basin-centered continuous-reservoir unconventional oil-resource base of the Bakken Source System, Williston Basin, Price, Leigh C., 2006. http://www.undeerc.org/price.
8. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Электронныйресурсhttp://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/.
9. The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects http://www.ccop.or.th/assets/publication_digital/2912004_4_pdf.pdf.
10. «World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment Methodology», EIA/ARI, May 17, 2013. http://www.adv-res.com/pdf/00_EIA_ARI_Study_Methodology%20June_2013_FINAL.pdf.