УДК 551.1/.4

МЕТОДЫ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ОЦЕНКИ ЗАПАСА СЛАНЦЕВОГО ГАЗА.

Е.Е.ҚАПАН, В.В.КОРОБКИН

АО «Казахстанско-Британский технический университет»

Аннотация. *Изучены методы и основные параметры оценки ресурсов сланцевого газа, чтобы точно оценить потенциал ресурсов сланцевого газа. В исследованных районах объемный метод, за которым следует метод аналогии, рекомендуется для оценки; в менее изученных районах рекомендуется использовать метод аналогий. Понятие «газоносная сланцевая система» выдвигается и используется как единица оценки для расчета толщины сланца. Это относится к литологическому комплексу, герметизированному верхним и нижним герметичными слоями в одной системе давления, состоящей из сланца, богатого органическим углеродом, и пластов песчаников и карбонатов, характеризующихся реакциями каротажа газоносного сланца с плотными породами наверху и дно, и непрерывная толщина газоносного интервала составляет более 30 м и не имеет очевидного слоя воды. В зависимости от степени разведки и имеющихся данных могут быть выбраны различные методы для расчета толщины газоносной сланцевой системы. Данные каротажа и содержание органического углерода используются в районах с высокой степенью разведки и обильными данными, в то время как полевой геологический профиль, сейсмический профиль, характеристики осадконакопления и другие данные учитываются в районах с низкой или сверхнизкой степенью разведки.*

Ключевые слова: *сланцевый газ, оценка ресурсов, газоносная сланцевая система, толщина сланца*

METHODS AND BASIC PARAMETERS FOR EVALUATING SHALE GAS RESERVES.

Annotation. *The methods and main parameters of shale gas volume estimation are studied in order to accurately assess the potential of shale gas resources. In the areas studied, the volumetric method followed by the analogy method is recommended for evaluation; in less studied areas, the analogy method is recommended. The concept of "gas-bearing shale system" is put forward and used as a unit of estimation for calculating the thickness of shale. This refers to a lithological complex sealed with upper and lower sealed layers in a single pressure system consisting of shale rich in organic carbon and Sandstone and carbonate beds characterized by logging reactions of gas-bearing shale with dense rocks at the top and bottom, and the continuous thickness of the gas-bearing interval is more than 30 m and does not have an obvious water layer. Depending on the degree of exploration and available data, different methods can be selected for calculating the thickness of the gas-bearing shale system. Logging data and organic carbon content are used in areas with a high degree of exploration and abundant data, while the field geological profile, seismic profile, sedimentation characteristics and other data are taken into account in areas with a low or ultra-low degree of exploration.*

Key words: *shale gas; resources evaluation; gas-bearing shale system; shale thickness*

СЛАНЕЦ ГАЗ ҚОРЫН БАҒАЛАУДЫҢ НЕГІЗГІ ПАРАМЕТРЛЕРІ МЕН ӘДІСТЕРІ.

Аңдатпа. *Сланец газ ресурстарының әлеуетін дәл бағалау үшін тақтатас газ ресурстарын бағалаудың әдістері мен негізгі параметрлері зерттелді. Зерттелген аудандарда көлемдік әдіс, одан кейін аналогия әдісі бағалау үшін ұсынылады; аз зерттелген аудандарда аналогия әдісін пайдалану ұсынылады. "Газды сланец жүйесі" ұғымы сланецтің қалыңдығын есептеу үшін бағалау бірлігі ретінде ұсынылады және пайдаланылады. Бұл органикалық көміртекке бай сланецтен тұратын қысымның бір жүйесіндегі жоғарғы және төменгі герметикалық қабаттармен герметикаланған литологиялық кешенге және жоғарғы және түбі тығыз жыныстары бар газды сланецтің каротажының реакцияларымен сипатталатын құмтас пен карбонаттар қабаттарынан тұратын және газды аралықтың үздіксіз қалыңдығы 30 м артық және судың айқын қабаты жоқ. Барлау дәрежесіне және бар деректерге байланысты газды сланец жүйесінің қалыңдығын есептеу үшін әртүрлі әдістер таңдалуы мүмкін. Каротаждың деректері және органикалық көміртегінің құрамы барлаудың жоғары дәрежесі және мол деректері бар аудандарда пайдаланылады, ал далалық геологиялық профиль, сейсмикалық профиль, шөгінді жинақтаудың сипаттамасы және басқа да деректер барлаудың төмен немесе аса төмен дәрежесі бар аудандарда ескеріледі.*

Түйінді сөздер: *тақтатас газы, ресурстарды бағалау, газды тақтатас жүйесі, тақтатас қалыңдығы*

Осадочные бассейны имеют широкое распространение глин или сланцев, богатых органическими веществами, в палеогеновой системе. Как правило, они имеют большие газоносные горизонты, имеют высокую зрелость, обладают высокой способностью генерировать и вместе эти особенности указывают на то, что сланцы имеют благоприятные условия для накопления газа и являются большими перспективами для разведки. Однако из-за значительных различий в геологических характеристиках пластов сланцевого газа в разных районах, различий в имеющихся данных и многих факторов, влияющих на добычу сланцевого газа, трудно установить единый метод оценки ресурсов сланцевого газа.

Раньше ресурсы сланцевого газа оценивались с использованием совокупной вертикальной толщины и площади присутствия горных пород сланцевого источника, что приводило к переоценке имеющихся ресурсов. В данной статье предлагается оценить ресурсы сланцевого газа путем определения вертикальных газоносных сланцевых систем (расчетных единиц), которые не только определяют цели для разведки и разработки сланцевого газа, но и дают относительно объективные и надежные оценки ресурсов сланцевого газа, а также учитывают инновационные решения, такие как стимуляция ГРП и применение инженерных технологических решений.

Метод оценки запасов сланцевого газа. Континентальные, морские и морско-континентальные переходные глинистые сланцы широко распространены по всему Китаю. Континентальные сланцы в основном распространены по всему палеогену восточных рифтовых бассейнов, но также присутствуют в отложениях верхнего триаса и нижней юры в бассейне Сычуани и его окрестностях, триасе в бассейне Эрдос и юре в северо-западном Китае, например. В этих областях степень разведки относительно высока с обильными данными и информацией. Морские сланцы в основном распространены в палеозое на юге Китая, в карбоне и перми на севере Китая и в палеозое на западе Китая. Однако масштабы разведки и, следовательно, информации в этих областях относительно невелики. К переходным фациальным сланцам относятся пермские отложения на юге, каменноугольные и пермские на севере и пермские на западе, где степень разведки является промежуточной.

Бассейны или впадины с разными уровнями разведки требуют различных подходов или методов оценки для проведения большей разведки и оценки. Обычно, объемный метод является основным методом оценки для районов с высокой степенью разведки и большим

количеством данных, и ему может помочь аналоговый метод; в то время как последний метод предлагается для районов с низкой степенью разведки и ограниченной информацией или данными.

Объемный метод. Объемный метод используется для оценки ресурсов сланцевого газа на основе газоносных свойств сланца, который подходит для расчета ресурсов сланцевого газа в сильно разведанных районах. Общий ресурс сланцевого газа равен сумме адсорбционного газа, свободного газа и растворенного газа, но поскольку растворенного газа в сланце очень мало, общий ресурс сланцевого газа может быть приблизительно равен сумме адсорбционного газа и свободного газа. Для расчета свободного запаса газа насыщенность водой оценивают с помощью анализа керна. Если в активной зоне содержится нефть, оценивается уровень нефтенасыщенности, а затем рассчитывается насыщенность свободного газа. Можно оценить содержание свободного газа, используя методы каротажа насыщения, установив взаимосвязь свойств породы и электрического отклика. Содержание адсорбционного газа в основном достигается путем десорбции и каротажа. Содержание TOC в пласте получают с использованием данных каротажа, которые в сочетании с результатами эксперимента по изотермической адсорбции и с поправкой на измерения давления и температуры пласта дают значение для содержания адсорбционного газа в условиях пласта.

Аналоговый метод. В случае ограниченных данных бурения, сланцы в относительно неисследованных областях сравниваются с типичным сланцем из Северной Америки или сланцем в области с высоким уровнем разведки и получающимися в результате высокими уровнями данных, которые представляют региональную геологию, коллектор геохимические характеристики и т. д., чтобы приблизительно оценить ресурсный потенциал. Хотя результат этого метода недостаточно высок, он все же может предоставить некоторые рекомендации для первоначальных исследований и инвестиционных решений.

Применимые условия аналогового метода следующие: (1) Геологические условия нефтегазонакопления прогнозируемой площади хорошо изучены. (2) Аналоговая стандартная зона прошла оценку ресурсов сланцевой нефти и газа, где были выявлены нефтяные и газовые месторождения или нефтегазовые резервуары. (3) Накопление углеводородов и геологические условия прогнозируемой площади и аналоговой площади аналогичны. В зависимости от конкретных методов работы, аналоговый метод может быть разделен на аналогию области и аналогию газосодержания, где первый в качестве основного аналогового параметра принимает обилие ресурсов, а второй - в качестве основного параметра газосодержание.

Обсуждение основных параметров.

Обогащенный органическими веществами глинистый сланец является универсальным газоносным газом при соответствующих уровнях зрелости, и ключевой и целевой задачей разведки и разработки сланцевого газа является поиск зоны обогащения сланцевого газа и с помощью соответствующих инженерных мер получить промышленный расход газа. Коллекторы сланцевого газа значительно отличаются от традиционных коллекторов по структурным характеристикам, свойствам пластов, характеристикам коллекторов, механизму обогащения газа и т. д. Основные параметры, используемые крупными иностранными нефтяными компаниями при выборе перспективных площадей сланцевого газа, можно разделить на два вида, а именно геологические условия и технические условия. В первом случае контроль за образованием и обогащением сланцевого газа включает в себя степень или площадь распространения сланца, толщину, содержание и тип органического вещества, степень зрелости, содержание хрупких минералов и нефтяного газа. Инженерные условия влияют на стоимость разработки сланцевого газа, включая, например, глубину залегания, топографию поверхности, доступ к дороге или другую существующую инфраструктуру. Определение минимальной толщины является основным условием накопления сланцевого газа, а толщина также является важным контролирующим фактором обилия ресурса, который напрямую влияет на количество ресурса сланцевого газа.

Газоносные сланцевые системы.

Чтобы определить эффективную толщину сланца, в данной статье предлагается понятие «газоносная сланцевая система», а именно конкретная литологическая комбинация в одной и той же системе давления, которая герметизируется верхним и нижним герметичным слоем внутри буровых секций, сейсмическая. разрезы или полевые геологические профили, которые в основном состоят из богатых оранией глинистых сланцев и алевролитов, с песчаниками и карбонатом. Разделение газоносных сланцевых систем в основном основано на характеристиках отклика каротажного каротажа интервала, в котором в качестве индикаторов выступают литологическая комбинация, содержание органического углерода, показания каротажа газа и другие данные. Грязь, богатая органическим углеродом, находится в верхней и нижней частях системы, которая имеет непрерывную толщину, как правило, толщиной не более 100 м (определяется методами многостадийного гидроразрыва горизонтальной скважины), и там, где нет очевидного водоносного слоя. ,

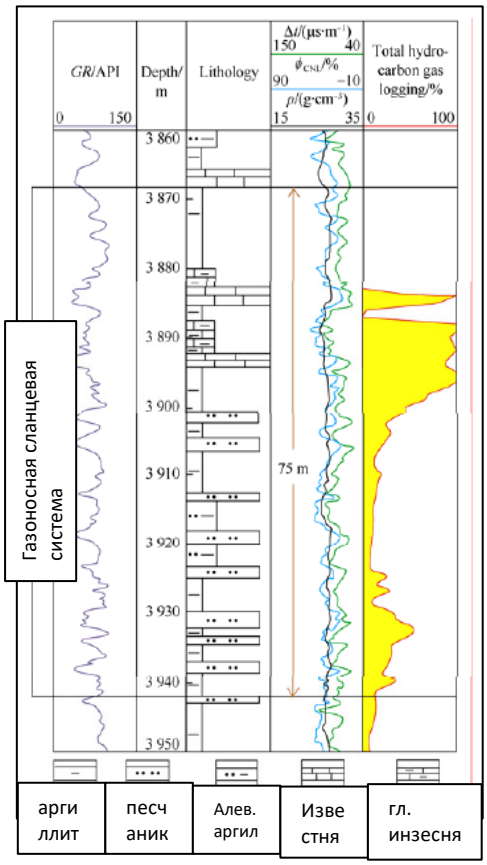

Рис. 1 Раздел скважины 2X, показывающий каротажную реакцию газоносной сланцевой системы в бассейне реки Сычуань.

Предполагается, что газоносные сланцевые системы следует рассматривать в качестве оценочных единиц при оценке ресурсов сланцевого газа, когда одна или несколько газоносных систем разделены по вертикали для оценки ресурса. Критериями разделения для газоносных сланцевых систем являются (Рис. 1): (1) Непрерывная толщина газоносных слоев более 30 м, в основном содержащих глинистый шлам / сланец, граничащий с традиционными пластами, включая может быть, песчаник или карбонатные породы. Значения TOC для бурового раствора / глинистого сланца должны составлять более 0,5%, значения Ro для зрелости - более 0,5% (кероген III типа), суммарная толщина, как правило, более 20 м, и на их долю приходится более 60% газа. грязеобразование / сланцевая система. (2) Верхний и нижний слой должен быть плотным, то есть иметь низкую пористость и проницаемость, без видимого водоносного слоя внутри. (3) Инструменты на кабеле показывают явную аномалию регистрации газа. (4) Кривые каротажа скважин, такие как гамма, удельное сопротивление, акустические характеристики и плотность, отображают характеристики отклика каротажа газоносных сланцевых систем. (5) Формации должны находиться в одной системе давления.

Разделение на единицу оценки может быть выполнено в соответствии с обогащенными сланцами участками в выходах, если данные бурения недоступны. Когда имеется несколько скважин или обнажений, деление и корреляция по единицам должны проводиться на основе скважин по скважинам (или обнажений по обнажениям), чтобы обеспечить ссылки и средства для точной оценки всего региона.

На основе вертикального разделения единицы оценки можно определить толщину газоносной сланцевой системы. Толщина газоносных сланцевых систем в каждой скважине может быть использована для составления карты изопахит газоносных сланцевых систем для данного района.

При оценке ресурсов сланцевого газа необходимо рассчитать как содержание свободного газа, так и адсорбционного газа, но для песчаника и карбонатной породы необходимо рассчитать только содержание свободного газа. Поэтому толщина сланцевой системы и связанные с ней параметры должны быть рассчитаны в соответствии с литофациями сланцев, песчаников и карбонатов. На рисунке 2 расчеты толщины сланца описаны как $Hm = h1 + h2 + h5 + h7 + h8 + h9$, тогда как толщина песчаника представлена как $Hs = h3 + h6$, а толщина карбонатных пород равна $Hc = h4$.

Значения параметров (такие как пористость и проницаемость) каждой литологии могут быть получены методом средневзвешенного значения:

$$x \quad \frac{{}_{i}{}^{m}{}_{1}\, h_i x_i}{{}_{i}{}^{m}{}_{=1}\, h_i} \qquad (1)$$

$$x_i \quad \frac{1}{n}\, {}_{j}{}^{n_i}{}_{i}\, {}_{1}\, x_{ij} \qquad (2)$$

где x - средневзвешенное значение параметра; hi - толщина малого слоя, м; xi - среднее значение параметра i малого слоя; m - количество малых слоев; xij - значение параметра j измерительной точки в i малом слое; ni - номер контрольной точки в i небольшом слое; я - количество мелких слоев; j - количество контрольных точек.

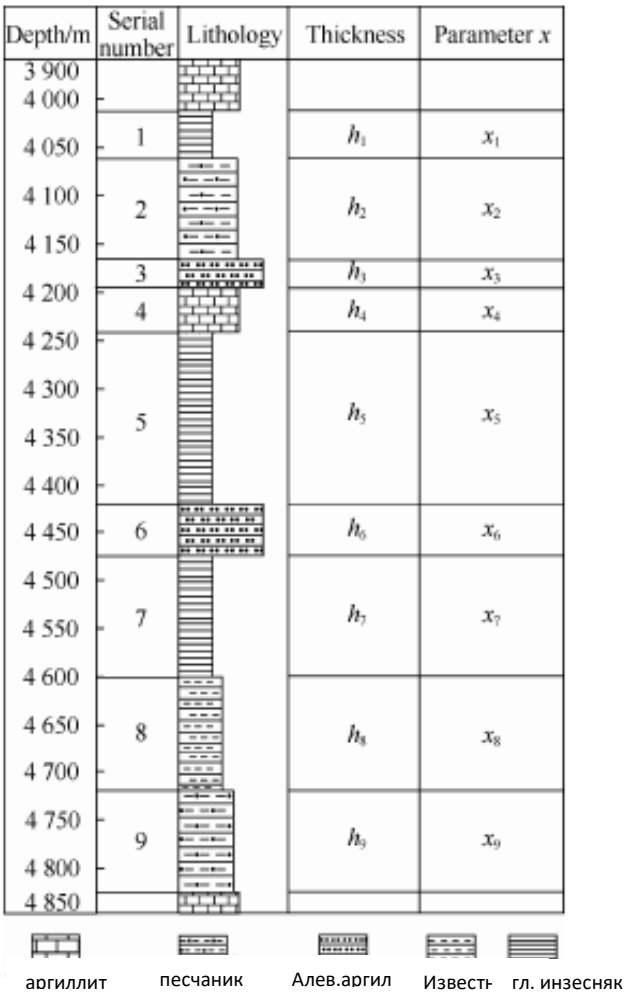

Рис. 2 Эскизная карта газоносных сланцевых систем для расчета толщины блока.

Методы оценки толщины газоносных сланцевых систем.

Толщина газоносных сланцевых систем может быть получена путем объединения кривых каротажа, данных газовых испытаний и данных об органическом углероде в районах с высоким уровнем разведки. Толщина газоносной сланцевой системы каждой скважины должна учитываться отдельно в соответствии с делением TOC <0,5%, 0,5% TOC <1,0%, 1,0% TOC 2,0%, TOC> 2,0%.

Данные TOC могут быть оценены на основе данных каротажа и взаимосвязи между содержанием органического углерода, а время регистрации удельного сопротивления и акустического времени может быть установлено, когда данные TOC недостаточны.

TOC = a lgRLLD + b t + c (3)

Где, RLLD - каротаж удельного сопротивления, м; t - интервал времени прохождения, / м; a, b и c - параметры, которые будут определены.

Для района высокой степени разведанности.

Значения a, b и c в приведенной выше формуле могут быть решены путем статистического анализа и подобраны в соответствии со значениями экспериментального анализа из TOC и данных каротажа. Значения TOC для области, где имеются данные каротажа, но нет измеренного TOC, можно вычислить путем подстановки данных каротажа в вышеприведенную формулу. Чтобы точно изобразить и оценить содержание органического вещества в различных сланцевых породах в газоносной сланцевой системе, следует изучить методы оценки содержания органического углерода с использованием каротажных данных.

Разделение и определение толщины газоносной сланцевой системы для скважины A в бассейне Сычуани были выполнены с использованием региональных характеристик, данных каротажа и данных по газосодержанию из каротажа. Газоносная сланцевая система на рисунке 3 показывает интервал толщиной 62 м, в котором аргиллит толщиной 49 м и известняк толщиной 13 м. Соответствующая толщина бурового раствора / сланца различных значений TOC приведена в таблице 1. Плотный известняк и нижний аргиллитовый газоносный сланцевый комплекс не включены в расчет толщины и литологическую статистику. Плохие газоносные свойства, герметичность и герметичность от воды, верхний и нижний интервалы в основном удерживают сланцевый газ на месте и поэтому не учитываются при оценке ресурсов.

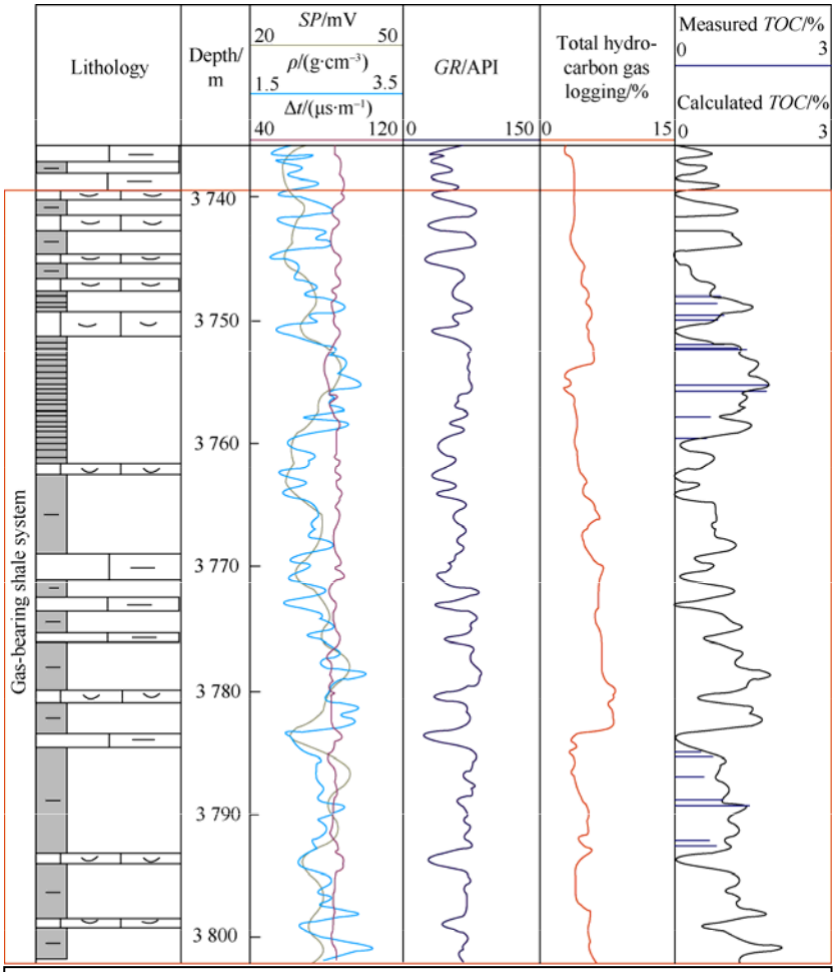

Рис. 3 Эскизная карта газоносных сланцевых систем для расчета толщины блока, скважина A, бассейн Сычуани.

Районы ограниченной разведки.

Оценки толщины с использованием полевых геологических профилей.

Толщина сланца, песчаника и карбоната в газоносных сланцевых системах должна учитываться отдельно от полевых геологических профилей, если данные бурения отсутствуют. Если имеется достаточное количество геохимических данных, толщина газоносных сланцевых участков также должна учитываться отдельно в соответствии с TOC <0,5%, 0,5% TOC <1,0%, 1,0% TOC 2,0% и TOC> 2,0%.

Таблица1	Толщина сланца
TOC/%	Толщина/m
<0.5	18.0
0.5 1	12.9
1 2	30.6
>2	0.5

Таблица 1 Толщина сланца для различных TOC в скважине A

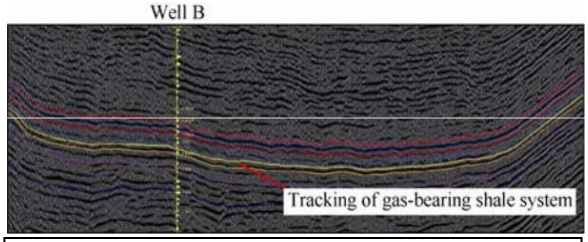

Рис. 4 Расчет толщины газоносной сланцевой системы по сейсмическим данным

Расчет толщины с использованием характеристик сейсмического профиля

Если сейсмические данные достигают определенной точности и качества, они могут использоваться для определения единиц оценки. Для обеспечения точности и надежности картирования изолиний газоносных сланцевых систем рекомендуется использовать сейсмические данные для отслеживания газоносных сланцевых систем. Например, сейсмические данные из скважины B могут использоваться для определения глубины газоносной сланцевой системы. Принимая сейсмический профиль через скважину B (Рисунок 4), газоносная сланцевая система может быть отмечена в поперечном сечении, отслежена в соответствии с характеристиками сейсмического атрибута этого разреза в поперечном сечении и изменением толщины газоносной сланцевой системы. можно рассчитать. Толщина газоносных сланцевых систем может быть приблизительно спрогнозирована с помощью сейсмических профилей для областей с ноль или несколькими скважинами, и затем толщина бурового раствора / глинистого сланца, песчаника и карбоната может быть определена на основе отношения бурового раствора / глинистого сланца к толщина песчаника и карбоната, осадочные фации.

Оценка толщины с использованием осадочных характеристик

Геохимические характеристики, газоносность и мощность осадконакопления пород углеводородов строго контролируются осадочными фациями. Таким образом, толщину газоносной сланцевой системы, изменение толщины и соотношение бурового раствора / глинистого сланца к песчанику и толщине карбоната можно приблизительно оценить в соответствии с осадочными характеристиками в районах, где отсутствуют, данными бурения, разрезами обнажения и сейсмическими данными. Например, согласно данным бурения или участкам разреза, толщина газоносной сланцевой системы в полуглубокой фации озера составляет 70 м, при этом на долю глинистого сланца приходится 70% системы. Поэтому толщина газоносной сланцевой системы в глубоких озерных фациях оценивается более чем в 70 м, причем присутствует более 70% фации, склонной к грязи / сланцевому газу. В отличие от этого, толщина газоносных сланцевых систем в мелководных фациях озера составляет менее 70 м, при этом имеется менее 70% бурового раствора / сланца. Точную толщину и процентное содержание бурового сланца в газоносных сланцевых системах можно рассчитать по расстоянию от скважин или профилей обнажения.

Районы с чрезвычайно низкой степенью разведки и ограниченными данными

Для районов с чрезвычайно низкой степенью разведки толщину газоносных сланцевых систем можно оценить, используя данные о скважинах из соседних районов и используя

совокупные толщины пород-источников углеводородов, полученные в предыдущих соглашениях.

Оценка ресурсов. Прежде всего, определите газоносную сланцевую систему в определенном месте скважины с помощью метода расчета толщины, упомянутого выше, а затем рассчитайте толщину прослойки бурового раствора / сланца, песчаника и карбоната: Hm, Hs и Hc; затем толщины делятся на совокупную толщину углеводородных пород в этой скважине, чтобы получить их соответствующее соотношение: Rm, Rs и Rc. Значения Rm, Rs и Rc умножаются на совокупную толщину пород-источников углеводородов в другой точке скважины для определения толщины глинистого сланца, песчаника и карбоната. Наконец, карта толщины газоносной сланцевой системы может быть построена в соответствии с толщиной газоносных сланцевых систем в каждой скважине.

Обратите внимание, что ошибка этого алгоритма является небольшой для глинистых / сланцевых и карбонатных прослоев, поскольку их распределение является региональным, но для прослоев песчаника следует учитывать боковой вид осадочных фаций при расчете.

Выводы

Континентальные, морские и переходные фациальные грязи / сланцы, широко распространенные в Китае, имеют совершенно разные геологические особенности. В целом, континентальная грязь / сланец имеет более высокую степень разведки с большим количеством данных и информации, в то время как морская грязь / сланцы были изучены меньше. Бассейны или единицы оценки различных уровней разведки должны выбирать подходящие методы оценки для уровня информации, которую они содержат. Обычно при оценке ресурсов в основном используются объемные методы, которым помогают аналоговые методы в районах с высокой степенью разведки. Напротив, аналоговые методы должны применяться в районах с низкой степенью разведки. Газоносная сланцевая система представляет собой литологическую комбинацию в рамках одной и той же системы давления, в основном состоящую из прослоев, богатых органическим углеродом, глинистого сланца и ила, песчаника и карбоната. Подразделение газоносных сланцевых систем в основном основано на характеристиках реакции каротажа, комбинациях литологии, содержании органического углерода, шоу газового каротажа и так далее. При оценке ресурсов сланцевого газа с использованием газоносных сланцевых систем в качестве вертикальных оценочных единиц (расчетных единиц) не только уточняются цели разведки и разработки сланцевого газа, но и предоставляется относительно объективный и надежный ресурс сланцевого газа, но также рассматриваются методы стимулирования, реализующие комбинацию. геологических характеристик с помощью инженерных технологий. На основании степени разведки и имеющихся данных по оцененным районам, толщина газоносных сланцевых систем может быть оценена различными методами: в районах с высокой степенью разведки с достаточными доступными данными толщина может быть точной. рассчитывается с использованием кривых каротажа и данных общего органического углерода; в районах с низкой или чрезвычайно низкой степенью разведки толщину газоносных сланцевых систем можно оценить с помощью аналоговых методов, с использованием полевых геологических разрезов, сейсмических данных и вторичных характеристик.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цзя Чэнцао, Чжэн Минь, Чжан Юнфэн. Нетрадиционные углеводородные ресурсы в Китае и перспективы разведки и разработки. Разведка и разработка нефтяных месторождений, 2012, 39 (2): 129–136.
2. Чжан Цзиньчуань, Сюй Бо, Не Хайкуань и др. Потенциал разведки ресурсов сланцевого газа в Китае Природная газовая промышленность, 2008, 28 (6): 136–140
3. Хуан Чану. Первый китайский проект по развитию сотрудничества в области добычи сланцевого газа набирает обороты. Разведка и разработка нефти, 2011, 38 (1): 96
4. Лу Шуанфан, Чжан Мин. Нефтяная геохимия. Бей-Цзин: Petroleum Industry Press, 2008
5. Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Геологические характеристики, механизм формирования и ресурсный потенциал сланцевого газа в Китае. Разведка и разработка нефтяных месторождений, 2010, 37 (6): 641–653.
6. Чжао Вэньчжи, Ван Чжаоюнь, Ван Хунцзюнь и др. Дальнейшее обсуждение значения и значения модели генерации ретрансляции природного газа из органических материалов. Petro-leum Exploration and Development, 2011, 38 (2): 129–135