

РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА В ДОЮРСКИХ ОБРАЗОВАНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

А.Е. Ковешников

Томский политехнический университет
ТФ Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Томск
E-mail: Kovesha@mail.ru

В результате проявления вторично-катагенетических преобразований доюрских отложений Западно-Сибирского региона сформировались резервуары нефти и газа следующих типов: массивные гидротермальные тектонически ограниченные; метасоматические зон трещиноватости; трещинные, предполагается развитие карстово-трещинных и метасоматически-карстово-трещинных резервуаров, что значительно расширяет перспективы обнаружения месторождений нефти и газа в доюрском карбонатном комплексе не только Западной Сибири, но и Восточно-Сибирского региона, при условии поиска там подобных резервуаров нефти и газа.

Ключевые слова:

Резервуары нефти и газа, доюрские отложения, Западно-Сибирская геосинеклиза, метасоматоз, трещинообразование.

Key words:

Oil and gas tanks, prejurassic adjournment, Western-Siberian geosyncline, metasomatism, formation of cracks.

Применяемая в настоящий момент классификация природных резервуаров [1] описывает преимущественно терригенные отложения, сформированные в шельфовых частях морей и океанов и не в полной мере подходит для описания резервуаров нефти и газа, сформированные в карбонатных и карбонатно-кремнисто-глинистых образованиях Западной Сибири. Кроме этого, существующие классификации резервуаров нефти и газа затрагивают не все возможные проявления литогенетических преобразований пород. Это касается доюрских образований не только Западной, а возможно, и Восточной Сибири, породы-коллекторы которой также представлены карбонатными породами. В связи с тем, что в последние десятилетия традиционные для Западной Сибири терригенные месторождения нефти и газа в значительной степени разведаны, все более актуальным становится вопрос поиска новых перспективных объектов, к которым и относятся доюрские образования Западной Сибири, и, тем важнее, понять пути миграции углеводородов в толще палеозойских пород.

В связи с этим в предлагаемой работе рассмотрены следующие аспекты данной проблемы: краткое рассмотрение стадий литогенеза, рассмотрение имеющихся в настоящее время представлений о природных резервуарах нефти и газа и отнесение их к проявлению той или иной стадии литогенеза, описание истории формирования Западно-Сибирской геосинеклизы, и, наконец, выделение типов природных резервуаров, связанных с проявлением вторичных процессов преобразования доюрских пород. Данное направление развивалось нами ранее [2, 3].

Типы литогенеза

В настоящее время в теории литогенеза рассматриваются следующие стадии литогенеза: гипергенез; перенос и седиментация; диагенез; катагенез (эпигенез); метагенез (метаморфизм); ультраметаморфизм. Гипергенезу соответствует стадия по-

верхностного выветривания пород, составляющих поверхность Земли с формированием обломочных пород (преимущественно горы и возвышенности) и кор выветривания (пониженные участки). Перенос и седиментация, это процесс транспортировки обломочного материала к конечному водоему стока в виде обломков, взвесей и растворов и формирование в конечных водоемах стока (морях и озерах) терригенного осадка, отложение на акваториях морей и океанов химическим или биохимическим путем карбонатных и кремнистых, карбонатно-кремнисто-глинистых пород. Диагенез – это постепенное окаменение осадка в связи с перекрытием его следующими порциями осадков, ввиду чего наблюдается погружение слоя, сопровождаемое повышением температуры и давления и прекращением доступа растворенного в воде кислорода. Катагенез (эпигенез) – перекристаллизация и гидротермальная проработка уже породы, завершающаяся изменением его структуры. Метагенез (метаморфизм) – частичное переплавление неустойчивых компонентов породы с формированием метаморфических минералов. Ультраметаморфизм – переплавление или гранитизация породы.

Краткая история развития

Западно-Сибирской геосинеклизы

К приведенному выше перечню стадий литогенеза, по нашему мнению, на примере доюрских отложений Западной Сибири, следует прибавить посткатагенетическую стадию, включающую орогенный этап или горообразование на данной территории (формирование холмисто-увалистого рельефа и поверхностное выщелачивание), и вторично-катагенетический этап, когда описываемые породы, включая коры выветривания, были последовательно подвержены диагенезу (с поверхности), и далее катагенезу (эпигенезу), выразившемуся в нескольких стадиях проявления гидротермально-го процесса: метасоматоза (доломитизация, окрем-

нение), выщелачивания, с объединением сформированного в результате комплексного влияния перечисленных процессов пустотного пространства пород-коллекторов в единый резервуар в результате проявления процессов трещинообразования.

Итак, в позднепалеозойский тектонический этап развития Земли (конец докембрия, венд) на территории Западной Сибири в восточной части формировались морские доломитовые отложения, а центральная и западные участки представляли собой сушу.

Раннепалеозойскому тектоническому этапу (кембрий-силур) соответствует формирование Западно-Сибирского палеозойского моря с накоплением карбонатных отложений.

Позднепалеозойскому тектоническому этапу (девон-пермь) соответствует расцвет и завершение существования палеозойского моря. В конце этапа началось проявления герцинской складчатости, приведшей к орогенному этапу преобразования палеозойских отложений Западной Сибири. Этот период и соответствует началу предложенной нами вторично-катагенетической стадии литогенеза Западной Сибири, а именно – орогенному этапу, когда в триасе вся территория региона претерпела складкообразование. Доюрские породы сформировали горы, которые длительное время подвергались поверхностному выветриванию в условиях засушливого климата. В результате по карбонатно-кремнисто-глинистым породам сформировался комплекс обломочных пород, а по поверхности карбонатных пород – выраженная в той или иной степени кора выветривания. В этих образованиях, при их формировании, был заложен определенный пустотный потенциал.

В этап мезозойской складчатости (триас-мел) на территории Западной Сибири сформировалось море, в пределах которого накапливались отложения юрского и мелового возраста, которым соответствуют васюганская, баженовская свиты юры и ачимовская толща раннего мела, в которых сформировались терригенные коллекторы и резервуары нефти и газа пластового типа.

В этап кайнозойской складчатости (палеоген-антропоген), на территории Западной Сибири существовало море, которое в конце палеогена закрылось, и в дальнейшем эта территория развивалась как материк.

Итак, относительно доюрских образований Западно-Сибирской геосинеклизы можно сказать, что в орогенный этап литогенеза осуществлялись процессы гипергенеза с заложением кор выветривания и формированием комплекса обломочных пород, сформированных в условиях засушливого климата.

Наиболее важным является вторично-катагенетический (метасоматически-гидротермальный) этап, в течение которого происходили метасоматические изменения известняков (молекула кальцита на молекулу доломита или на молекулу кварца). Гидротермальные преобразования проявились в виде

вторичной доломитизации, наложенной на осуществленную еще при формировании осадков диагенетическую доломитизацию. Отдельно проявилась каолинит-сидеритовая минерализация, развитая по образованиям кремнисто-глинистого и карбонатно-кремнисто-глинистого состава верхнедевонского возраста, преобразованных в орогенный этап развития региона процессами гипергенеза.

Окончательный облик доюрских отложений сформировали процесс выщелачивания и трещинообразования, сопровождавшимися миграцией в породах углеводородов. Этот, заключительный, процесс трещинообразования объединил пустоты (поры и каверны), сформированные ранее при проявлении описанных выше гидротермальных процессов и сформировал сегодняшнюю картину пустотного пространства доюрского комплекса Западно-Сибирской геосинеклизы.

Современное представление о «природных резервуарах» и классификация их типов применительно к стадиям литогенеза

Под природными резервуарами мы принимаем следующее классическое определение: «Природные резервуары нефти и газа, это естественные вместилища для нефти, газа и воды, внутри которых они могут циркулировать, и форма которых обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохо проницаемыми породами» [1].

Принятая на настоящее время классификация природных резервуаров нефти и газа включает три их типа: пластовый, массивный (литологически однородный и литологически неоднородный) и литологически ограниченный.

Если рассмотреть эти три типа резервуаров исходя из условий их формирования с отнесением их к той или иной стадии литогенеза, то получается, что перечисленные выше типы резервуаров относятся: пластовый к стадии седиментогенеза, ибо его основа – литологическая выдержанность по площади при относительно малой мощности. Такие пласты, сформировавшись в стадию седиментогенеза, в дальнейшем почти не претерпевают изменений. Литологически ограниченные, как и пластовые, относятся к стадии седиментогенеза, так как сформированы при осадконакоплении и дальнейшего преобразования почти не претерпели.

Массивный однородный тип резервуара также относится к стадии седиментогенеза, ибо более всего применим к карбонатным массивам, сформированным на морском дне в виде обособленных тел. В таких карбонатных телах пустотное пространство заложилось уже в стадию седиментогенеза.

Часть массивных однородных и массивные неоднородные типы резервуара относятся к стадии гипергенеза, так как представляют собой собственно коры выветривания, развитые по поверхности выступов кристаллического фундамента и останцов, перекрытых глинистыми отложениями (будущие покрывки).

Из приведенного анализа видно, что из пяти стадий литогенеза прозвучали только две стадии, а именно гипергенез и седиментогенез. После седиментогенеза осадки претерпевают окаменение (диагенез) и преобразование вещественного состава, перекристаллизацию в стадию катагенеза. Метагенез уже относится к частичному переплавлению пород. Эти стадии литогенеза сопровождаются повышением температуры и давления и новое пустотное пространство в них не формируется.

Рассматриваемые нами доюрские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы последовательно претерпели этап орогенеза с выведением на доюрскую поверхность и формированием холмисто-увалистого рельефа и с образованием по выходам палеозойских пород площадных кор выветривания (массивный литологически однородный тип резервуара). В случае тектонической активности, при которой на доюрскую поверхность были выведены блоки различного состава, по которым в результате гипергенных процессов сформировалась единая кора выветривания, формируется массивный литологически неоднородный тип резервуара. В настоящее время общепринятая точка зрения состоит в том, что в палеозойских отложениях породы-коллекторы сформировались в связи с формированием кор выветривания в орогенный этап развития региона. Такие резервуары имеют площадное распространение, и их мощность и сплошность зависят только от состава пород палеозойского возраста подвергающихся разрушению процессами выветривания.

Этот геологический объект в литературе [4] именуется НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта доюрских и мезозойских отложений). Поскольку коллекторы развиты преимущественно в кремнисто-карбонатных породах, смятых в складки, разбитые разломами на блоки, испытавшие различное смещение, но представляющие поле близких по составу кремнисто-глинистых пород, то и резервуар будет массивными литологически однородными. При общепринятой точке зрения корообразование рассматривается как конечная стадия формирования резервуаров, и согласно ей, переотложенные коры выветривания, сложенные обломками глинисто-кремнистыми пород, являются наиболее перспективными объектами для обнаружения резервуаров нефти и газа. В данной схеме вторично-катагенетический или метасоматически-гидротермальный этап преобразования доюрских отложений не рассматривается, так как считается, что все гидротермальные преобразования доюрских пород осуществились до орогенной стадии развития региона.

Резервуары нефти и газа, сформированные в доюрских отложениях во вторично-катагенетический этап развития Западно-Сибирского региона

При изучении керна скважин, их первичного вещественного состава, вторичных преобразований, коллекторских свойств пород по разрезу сква-

жин нами были установлены зоны повышенных коллекторских свойств окруженные слабо проницаемыми и соответственно слабо измененными вмещающими породами [5]. Подобные образования имеют трещинную природу. Это зоны трещинообразования, сопровождаемые выщелачиванием карбонатного материала вмещающих известняков, их доломитизацией или окремнением. Такие зоны встречаются в различных по возрасту отложениях, от силура до раннего карбона.

Изучив коллекторские свойства палеозойских отложений по значительной части Нюрольского осадочного бассейна, территорию которого в последнее время именуется Чузикско-Чижапской зоной нефтегазоаккумуляции [4], нами установлен [2] достаточно изменчивый характер проявления зон коллекторов в доюрских отложениях, связанных с проявлением гидротермальных процессов и трещинообразования, которые можно выделить в новые типы резервуаров. Это массивные гидротермальные тектонически ограниченные; метасоматические зон трещиноватости; трещинные; предполагаемые карстово-трещинные и метасоматически-карстово-трещинные типы резервуаров. Особенностью их проявления является наложение на резервуары массивного типа, сформированные ранее в образованиях НГГЗК (или кор выветривания, включая переотложенные) с формированием общего пустотного пространства.

Массивные гидротермальные тектонически ограниченные резервуары будут иметь массивное распространение, в пределах отдельного блока, но будет ограничен разломами близко простирания, ограничивающими зону воздействия гидротермальных процессов на измененные карбонатные породы. Пустотное пространство будет сформировано в результате проявления гидротермальных процессов, таких как доломитизация и выщелачивание, которые могут налагаться на зону проявления процессов поверхностного выщелачивания, сформированную в орогенную стадию развития региона, а могут и не накладываться, и проявляться самостоятельно, в зависимости от интенсивности проявления гидротермальных процессов. Подобный тип резервуара мы можем видеть на рисунке. (Урманская площадь, блок со скважиной 11).

В палеозойских породах широко развит трещинный тип коллектора, который проявляется по всем карбонатным и кремнисто-карбонатным породам палеозойского возраста. Этот тип резервуаров мог бы быть отнесен к резервуарам, литологически ограниченным со всех сторон, если бы ограничения носили литологический характер, связанный со стадией накопления осадков или седиментогенезом. Здесь же мы имеем дело с ограничением, вызванным проявлением гидротермальных процессов, таких как метасоматоз (доломитизация) и выщелачивание, проявившихся в стадию вторично-катагенетического преобразования пород. Такие резервуары можно именовать «метасоматические зон трещиноватости». От массивных гидро-

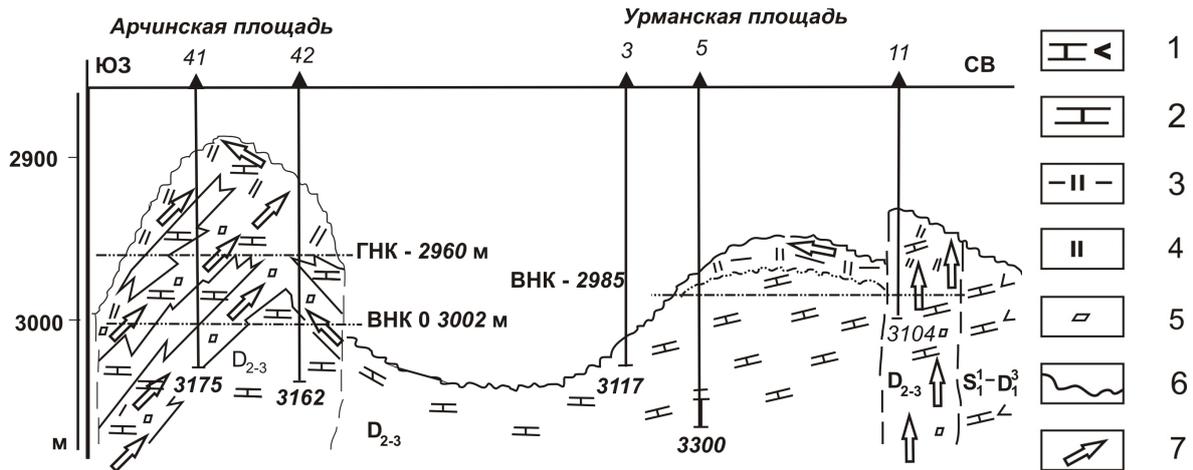


Рисунок. Типы резервуаров, развитых в палеозойских породах Томской области. Метасоматические, зон трещиноватости – Арчинская площадь; Массивные литологически однородные – Урманская площадь (скважина 5); Массивные гидротермальные тектонически ограниченные – Урманская площадь (скважина 11) [2] с добавлениями. ГНК – газо-нефтяной контакт; ВНК – водо-нефтяной контакт. Условные знаки: 1) силурийско-нижнедевонские карбонатные породы; 2) средне-верхнедевонские известняки; 3) породы переотложенной коры выветривания; 4) проявление процессов поверхностного выщелачивания; 5) Проявление вторично-катагенетической гидротермальной доломитизации; б) линии палеорельефа доюрской поверхности; 7) направления миграции флюидов (нефти и газа) в резервуаре

термальных тектонически ограниченных они отличаются наличием зон слабо измененных пород, где коллектор не сформировался.

Метасоматические зон трещиноватости резервуары имеют развитие в породах, подвергшихся гидротермальным процессам, которые сопровождаются выносом первичного материала породы и образованием вторичного пустотного пространства (территория Арчинской площади). Это может быть метасоматоз (доломитизация или окремнение известняков), завершающийся выщелачиванием с последующим трещинообразованием, в результате проявления которых произошло формирование пустотного пространства пород.

Резервуары подобного типа будут иметь распространение, связанное с проявлением разломов и оперяющих их трещин, часто ориентированные под определенным углом к плоскости напластования пород. Пространственные очертания таких резервуаров будут всегда линейно-вытянутые. Данные резервуары будут иметь непостоянство проницаемости и пористости по простиранию и изменчивость направления проявления повышенных значений фильтрационно-емкостных свойств пород (ФЕС).

Плюсом таких резервуаров является их возможное развитие в породах любого состава и генезиса. Это могут быть как осадочные породы, так и магматические и метаморфические породы, минусом – изменчивость значений ФЕС вплоть до полного исчезновения коллектора.

Трещинные резервуары проявляются в плотных породах, испытавших тектоническое дробление со смещением блоков один относительно другого с образованием зазора между блоками, позволяющего проявиться свободной циркуляции флюидов, таких как вода, нефть и газ. Особенностью таких

резервуаров будет их малая протяженность, слабое проявление гидротермальных процессов, и малая пропускная способность для флюида. Но могут быть и серии сближенных трещин одной направленности, которые в совокупности могут составить достаточно проницаемый резервуар значительной протяженности. Трещинный резервуар установлен по всей скважине Арчинской 40, где проницаемые участки разделены непроницаемыми (таблица).

Таблица. Данные ФЕС по скважине Арчинской 40

Интервал, м	Проницаемость, $K_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Пористость открытая $K_p, \%$	Тип коллектора
3031,5...3039,5	32,7	0,4	–
3039,5...3042,7	–	0,3	–
3042,7...3045,7	11,5	2,4	BVI(T)
3048,0...3050,0	24,8	0,9	–
3053,1...3056,5	17,8	0,9	BVI(T)
3059,3...3061,6	0,35	1,1	–
3065,6...3069,6	10,6	0,4	–
3069,6...3073,6	22,5	1,7	BVI(T)
3073,6...3077,6	20,1	0,4	–
3077,6...3081,6	14,7	1,4	BVI(T)
3081,6...3085,9	6,9	1,9	BVI(M,T)
3085,9...3090,0	13,2	0,4	–
3104,4...3107,0	16,0	0,2	–

Если рассмотреть данные ФЕС поинтервально, то в скважине устанавливается развитие трещиноватых зон, где проявлен коллектор трещинного типа [5]: BVI класса с буквенными индексами (T) – проницаемость по трещинам; (M,T) – проница-

емость по трещинам и по матрице породы. Из этих трещинных коллекторов при испытании получены притоки конденсата, газа и нефти. Соответственно, коллекторы с индексом BVI(T) будут соответствовать проявлению трещинного типа резервуара, BVI(M,T) – метасоматическому типу зон трещиноватости.

Как частный случай трещинного резервуара можно предположить наличие в природе резервуаров карстово-трещинного и метасоматически-карстово-трещинного типа.

Карстово-трещинные и метасоматически-карстово-трещинные резервуары являются разновидностью трещинных. Этот тип резервуара также связан с проявлением трещинной тектоники и выщелачиванием карбонатного материала пород агрессивными растворами. Отличие – наличие на пути миграции растворов участков, в которых формируются карстовые полости, и даже карстовые пещеры. Открытые до сегодняшнего дня бурением на территории Западной Сибири предполагаемые карстовые пещеры оказались выполненными глинистым материалом, что не мешает нам ожидать нахождения пещер и карстовых полостей заполненных нефть или газом при дальнейшем разбуривании доюрских образований как Западной Сибири, так, возможно, и Восточной Сибири.

Выводы

1. Для доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы предложено выделить кроме об-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакиров А.Э., Ермолин В.И., Ларин В.И. и др. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
2. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского среднего массива) // В кн.: Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152–171.
3. Ковешников А.Е. Геология нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 114 с.

- щепринятого орогенного этапа развития (пермь-триас), вторично-катагенетическим этап преобразования доюрских отложений.
2. В орогенный этап сформировались коры выветривания, в том числе переотложенные, во вторично-катагенетический проявились процессы метасоматоза (доломитизация, окварцевание) по карбонатным породам, и каолинизация с сидеритизацией по карбонатно-кремнистым образованиям. Завершились преобразование доюрских пород выщелачиванием и трещинообразованием.
3. В палеозойских породах сформировались резервуары нефти и газа: в орогенный этап по корам выветривания и по измененным карбонатно-кремнисто-глинистым образованиям – массивные литологически однородные, участками – литологически неоднородные; во вторично-катагенетический этап по карбонатным породам: массивные гидротермальные тектонически ограниченные, метасоматические зон трещиноватости, трещинные, предположительно карстово-трещинные и метасоматически-карстово-трещинные.
4. Резервуары, сформированные во вторично-катагенетический этап, могут быть наложены на резервуары, сформированные в орогенный этап с суммированием пустотного потенциала пород-коллекторов, но могут проявляться и самостоятельно, с формированием резервуаров нефти и газа соответствующего типа.

4. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижалпской зоны нефтегазоаккумуляции) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
5. Ковешников А.Е. Ловушки нефти и газа в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 152–155.

Поступила 04.03.2011 г.