

УДК 553.984;552.54;551.253

ИСТОЧНИК ПОСТУПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА В ПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

А.Е. Ковешников

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

Палеозойские отложения при формировании и последующих преобразованиях прошли три этапа: диагенез и первичный катагенез; орогенез и формирование кор выветривания; вторичный катагенез и формирование трещинных гидротермально-метасоматических по происхождению пород-коллекторов. При прохождении первичного катагенеза палеозойские породы прошли главную стадию нефтеобразования. В орогенный этап развития региона в зоне формирования кор выветривания нефть, сформированная в первичном катагенезе, была рассеяна. Формирование пород-коллекторов в виде единой системы и заполнение части из них нефтью и газом происходило во вторично-катагенетический этап преобразования пород. Нефть мигрирует в месторождения, сосредоточенные в палеозойских отложениях, в результате диффузионного переноса в пластовых водах высокой температуры, из которых она выделяется в капельной форме на участках глубинных разломов в результате прохождения нефти «точки росы» и подъема затем силами гравитации в породы-коллекторы, сформированные в палеозойских отложениях.

Ключевые слова:

Вторично-катагенетические преобразования, доюрские отложения, Западно-Сибирская геосинеклиза, метасоматоз, трещинообразование, порода-коллектор, перегретые пластовые воды, диффузионный перенос.

Key words:

Secondary catagenetic transformations, prejurassic deposits, Western-Siberian geosineclise, metasomatism, formation of cracks, reservoir rock, overheated stratal water, diffusion transfer.

Палеозойские отложения юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы изучены нами на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазо-накопления [1], имеющей в литературе также наименование Нюрольского осадочного бассейна [2], объединены нами в литолого-петрографические толщи с близким литологическим составом пород и близкими петрофизическими свойствами, которые соответствуют выделенным по палеонтологическим данным свитам и толщам (табл. 1). Они претерпели [3] последовательно три этапа преобразований: стадию диагенеза и первичного катагенеза; орогенный этап и формирование кор выветривания, вторично-катагенетические преобразования на фоне первичного катагенеза, проходимого мезозойско-кайнозойскими отложениями, перекрывшими палеозойский комплекс. Первичный катагенез проявился тем сильнее, чем глубже были погружены палеозойские отложения, и чем более мощной толщей вышележащих отложений они были перекрыты. Палеозойские отложения подразделяются на образования рифогенного и бассейнового комплексов.

Собственно, интерес в плане формирования пород-коллекторов представляют отложения, характеризующиеся карбонатным или кремнисто-карбонатным и кремнисто-глинистым составом, так как к ним приурочены открытые до настоящего времени месторождения нефти и газа. Это толщи: рифогенного комплекса — доломито-известняковая; известняков с биогермами и биостромами; карбонатная; известняков окварцованных, и толщи бассейнового комплекса — кремнеаргиллитовая с радиоларитами.

Для оценки степени первично-катагенетических преобразований нами проанализированы имеющиеся данные по мощности вскрытых буре-

нием палеозойских пород (табл. 2). При этом обращает на себя внимание тот факт, что отложения герасимовской свиты среднего девона, накапливающиеся в рифогенной зоне, имеют мощность более 1100 м, в то время как накапливающиеся параллельно отложения бассейнового комплекса вскрыты бурением на 470 м, что, возможно, связано либо с неполнотой вскрытого бурением разреза, либо с меньшей мощностью накапливающихся в бассейновых условиях отложений.

Итак, суммарная мощность палеозойских отложений составляет от 3600 до 5000 м. При этом необходимо понимать, что выделенные литолого-стратиграфические подразделения палеозойского разреза вскрыты не на полную мощность и приведенные нами данные получаются несколько заниженными.

При анализе мощностей отдельных литолого-петрографических толщ получается, что палеозойские отложения при своем формировании в палеозойском море при погружении под весом вышележащих пород уже прошли главную зону нефтеобразования и нефть, которую они могли генерировать в этот период, вероятно, рассеялась в последующие этапы преобразования палеозойских отложений, особенно в орогенный этап развития региона.

Следовательно, рассматривая в настоящее время палеозойские отложения, мы должны сказать, что почти вся нефть в них будет обязательно вторично-мигрировавшей в данные отложения.

Тот факт, что палеозойские отложения, оказавшиеся в нижней части мезозойского разреза (глубина вскрытия скважинами составляет 1500...3000 м), вновь попали на уровень главной зоны нефтеобразования, только на несколько меньшие глубины,

Таблица 1. Доюрские отложения Чузиковско-Чижалпской зоны нефтегазоаккумуляции (рифогенный (Р) и бассейновый (Б) комплексы)

Литолого-петрографические толщи		Свиты (толщи) в метрах	
Р	Б	Р	Б
Горизонт НГГЗК: коры выветривания, Калиновая свита, бокситы (Р-Т)			
Терригенная с прослоями туфов (C ₅ s ³ -C ₂ b ¹)		Елизаровская (C ₂ b ¹) Средневазюганская (C ₅ s ³ -C ₂ b ₁)	
Известняков окварцованных со спонголитами (C ₁ t-s ₁)	Туфогенно-глинистая с прослоями известняков (C ₁ t-s ¹⁻²)	Табаганская (C ₁ t-s ₁)	Кехоргерская (C ₁ t-s ¹⁻²)
Карбонатная (D ₃)	Кремнеаргиллитовая с радиоляритами (D ₃ f ³ -fm)	Лугинецкая (D ₃)	Верхняя подсвита чагинской (D ₃ f ³ -fm)
	Карбонатно-глинистая битуминозная (D ₃ f ¹⁻²)		Нижняя подсвита чагинской (D ₃ f ¹⁻²)
Известняков с биогермами и биостромами (D ₂)	Известняково-глинисто-гравелитовая (D ₂)	Верхняя подсвита Герасимовской (D ₂ žv ²)	Верхняя подсвита Чузиковской (D ₂ žv ²)
		Нижняя, средняя подсвиты Герасимовской (D ₂ ef-žv ¹)	Нижняя подсвита Чузиковской (D ₂ ef-žv ¹)
Глинисто-карбонатная псефитолитовая (D ₁ p-e)	Глинисто-карбонатная ритмически построенная (S ₂ -D ₁ e)	Надеждинская (D ₁ e ⁰) и Солоновская (D ₁ e ⁰)	Мирная толща (D ₁ e)
		Армичевская (D ₁ p)	Лесная (D ₁ l-p)
Кыштовская (D ₁ l)			
Межовская (S ₂)		Майзасская (S ₁₋₂ p)	
Доломито-известняковая (S ₁ -D ₁ l)		Ларинская (S ₁)	
Терригенная (ε ₂ -ε ₃)-(O ₂ k-O ₃ aš)		Павловская толща (O ₂ k-O ₃ aš) Жигаловская толща (ε ₂ -ε ₃)	

указывает на то, что в настоящий момент во вторичном катагенезе они еще не достигли той степени метаморфизма, которую имели в первичном катагенезе и ожидать от этих отложений генерации нефти невозможно.

Как нами показано в [4], основным процессом, контролирующим размещение месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы, являются гидротермальный метасоматоз, которому соответствует система трещинных зон северо-западного и северо-восточного простирания, по которым в юго-восточную часть Западно-Сибирской геосинеклизы и пришла нефть с севера или востока.

Картина формирования месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях изученной территории представляется в следующем виде. После формирования отложений палеозойского моря, первоначальное залегание которых имело близкое к горизонтальному положение, и прекращения существования моря в конце карбона последовал длительный период континентального стояния региона, во время которого происходило сближение таких крупных тектонических блоков, как Русская платформа и Восточная Сибирь. В результате до этого близко горизонтально залегающие палеозойские отложения были смяты в складки северо-западного и в меньшей степени северо-восточного простирания, разбиты на блоки, часть из которых испытала воздымание, а часть – опускание.

Те блоки, которые были приподняты в рельефе, претерпели интенсивное выветривание. Карбонатные породы растворялись, и слагающий их материал выносился в виде растворов, а породы кремнисто-глинистого и карбонатно-кремнистого состава механически разрушались, формируя плащобразно залегающую кору выветривания. По вы-

ходам магматических пород основного состава формировались бокситы. Вся территория Западно-Сибирской геосинеклизы в этот период представляла собой всхолмленную равнину в условиях полупустынного климата.

Таблица 2. Мощность палеозойских отложений: Рифогенного (Р) и бассейнового (Б) осадочных комплексов

		Мощность, м		
Свиты (толщи)		Комплексы	Суммарно	
Р	Б	Р	Б	
Горизонт НГГЗК: коры выветривания, Калиновая свита, бокситы (Р-Т)				
Елизаровская (C ₂ b ¹)		-120		320
Средневазюганская (C ₅ s ³ -C ₂ b ₁)		-200		
Табаганская (C ₁ t-s ₁)	Кехоргерская (C ₁ t-s ¹⁻²)	-464	-430	430...460
Лугинецкая (D ₃)	Верхняя подсвита Чагинской (D ₃ f ³ -fm)	-650	-180	480...650
	Нижняя подсвита Чагинской (D ₃ f ¹⁻²)	-300		
Верхняя подсвита Герасимовской (D ₂ žv ²)	Верхняя подсвита Чузиковской (D ₂ žv ²)	615	-70	470...1135
Нижняя, средняя подсвиты Герасимовской (D ₂ ef-žv ¹)	Нижняя подсвита Чузиковской (D ₂ ef-žv ¹)	-520	-400	
Надеждинская (D ₁ e ⁰) и Солоновская (D ₁ e ⁰)	Мирная толща (D ₁ e)	-220	-400	400...420
Армичевская (D ₁ p)		-200		
Кыштовская (D ₁ l)	Лесная (D ₁ l-p)	-630	-480	480...1030
Межовская (S ₂)		-400		
Майзасская (S ₁₋₂ p)		-360	-410	360...410
Ларинская (S ₁)		>360		360
Павловская толща (O ₂ k-O ₃ aš)		-65		315
Жигаловская толща (ε ₂ -ε ₃)		>250		

В результате по выходам кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнистых пород сформировались коры выветривания, именуемые в литературе горизонтом НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и юрских отложений). По известнякам такой зоны не сформировано, но отмечается увеличение значений пористости при приближении к доюрской поверхности.

Во время формирования юрско-палеогенового моря палеозойские отложения были перекрыты мощной (до 3000 м) толщей терригенно-глинистого состава. Отдельные останцы палеозойского палеорельефа были перекрыты даже в конце юрского периода (запад Западно-Сибирской геосинеклизы, район Предуралья).

В процессе перекрытия палеозойских отложений чехлом мезозойско-кайнозойских пород последние постепенно включились в диагенетические и катагенетические преобразования, которые проходили юрско-меловые отложения. Диагенетические процессы вряд ли сильно повлияли на данные породы, уже в значительной степени преобразованные в зоне НГГЗК процессами гипергенеза. Подобные изменения если и осуществлялись, то только в узкой зоне контакта палеозойских пород с дном юрского моря.

Другое дело — процессы катагенеза. После полной литификации юрских и меловых отложений они составили с палеозойскими отложениями единый каркас пород, изменения которого происходили при подъеме и опускании отдельных блоков палеозойской части этого каркаса. В это время палеозойские отложения проходили эпоху вторично-катагенетических преобразований, проявившихся как гидротермальный метасоматоз (доломитизация и выщелачивание известняков; каолинизация и сидеритизация кремнисто-глинистых отложений бассейнового комплекса; выщелачивание остаточного биогенного кальцита и кварца из нижнекарбонатных отложений кремнисто-карбонатного состава) [5].

Эти преобразования проявились по единой системе сопряженных разломов северо-западного и северо-восточного простирания, которые объединяют те участки кор выветривания, бокситы, плащеобразно залегающие переотложенные коры выветривания горизонта НГГЗК, которые в противном случае выступали бы в качестве самостоятельных разрозненных объектов, в которые нефть не могла бы попасть.

Именно указанная система разломов является как природным резервуаром, по которому нефть мигрирует в месторождения, расположенные в измененных палеозойских отложениях, так и системой, которая контролирует подъем или опускание тех или иных блоков палеозойского фундамента.

Формы миграция нефти и газа в ловушки палеозойского фундамента

По современным воззрениям миграция нефти и газа в недрах осуществляется либо в свободной

фазе в форме капель [6], либо в растворенном водой состоянии [7, 8]. Такое состояние раствора наступает в интервале температур 200...250 °С и до температур свыше 300 °С [7, 8].

Если принять за источник нефти погружающиеся на большие глубины на севере Западно-Сибирской геосинеклизы битуминозные аргиллиты баженовской свиты, то при прохождении уровня, соответствующего главной фазе нефтеобразования, из них будет генерироваться нефть как в форме капель, так и в растворенном водой или природным газом (на больших глубинах) состоянии.

Нефть, находящаяся в капельной форме, подчиняясь законам гравитации, устремляется вверх. Относительно растворенной в пластовой воде нефти можно представить следующую картину: начиная от участков баженовской свиты, генерирующих нефть на всю толщу пород на соответствующих глубинах, в пластовой воде будет содержаться растворенная нефть. Начиная с определенной температурной отметки (изотерма около 200...250 °С) и до 350 °С, растворимость нефти в воде будет значительно возрастать.

Таким образом, будет существовать определенная зона, протяженная как по латерали, так и по вертикали, в пределах которой в пластовой воде будет содержаться растворенная нефть. Внутри этой зоны будет проходить рубеж, ниже которого растворимость нефти в воде, и, как следствие, количество в воде растворенной нефти будет значительно возрастать. Такая двухслойная система растворенной в пластовой воде нефти будет являться и, несомненно, является постоянным источником поступления нефти из растворенного состояния в капельную форму. При этом такой переход осуществляется по всей площади распространения пластовых вод, содержащих нефть в растворенном состоянии. В этом случае при уменьшении содержания в перегретых пластовых водах растворенной нефти через проявление процесса диффузии происходит растворение новых порций нефти, до этого входившей в состав нефтематеринских пород, и возвращение концентрации растворенной нефти к прежней концентрации.

Таким образом, можно представить постоянно действующий конвейер, который поставляет нефть от погружающихся участков баженовской свиты в участки, где по той или иной причине нефть переходит из растворенного в пластовых водах состояния в капельную форму и поднимается согласно законам гравитации вверх. Ввиду уменьшения концентрации растворенной в пластовой воде нефти новые порции через процессы диффузии растворяются в пластовой воде, концентрация растворенной нефти в воде восстанавливается, и новые порции нефти снова выделяются в капельную форму, и вновь эти капли удаляются вверх. Пределы работы данного конвейера простираются от погружающихся на большую глубину на севере Западно-Сибирской геосинеклизы отложений баженовской свиты до пределов значительной части

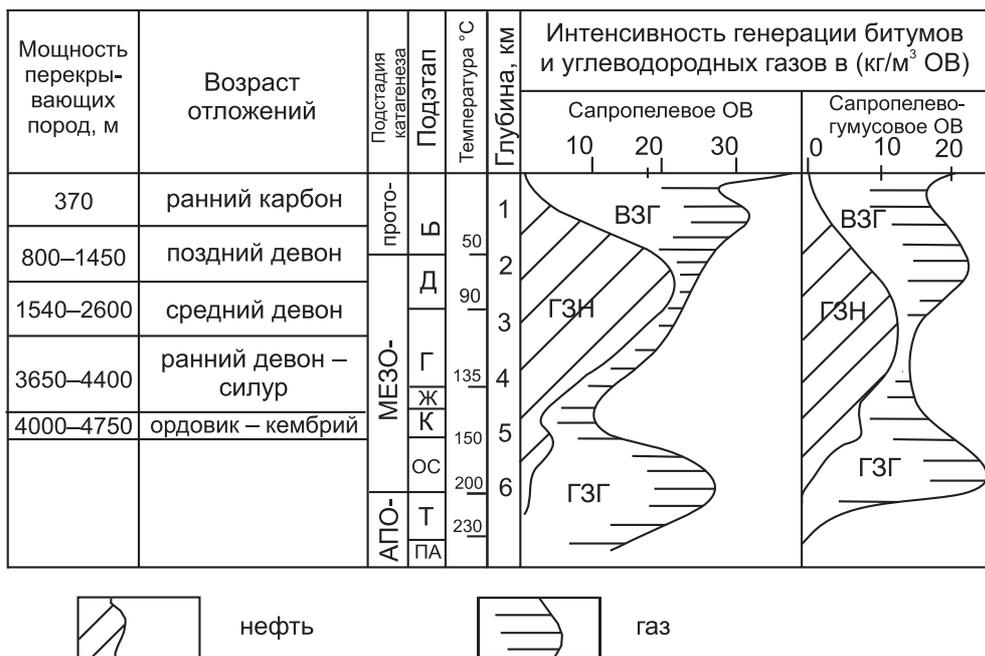


Рис. 1. Прохождение палеозойскими отложениями различного возраста стадий первичного катагенеза (до времени прекращения существования палеозойского моря). (Интенсивность генерации битумов и углеводородных газов по А.Э. Конторовичу и др. с добавлениями). Интенсивность генерации битумоидов и углеводородных газов в зоне катагенеза: Подстадии: АПО – апокатагенез; МЕЗО – мезокатагенез; ПРОТО – протокатагенез; ВЗГ – верхняя зона интенсивного газообразования; ГЗН – главная зона нефтеобразования (подэтапы: Б – бурые; Д – длиннопламенные; Г – газовые; Ж – жирные; К – коксующиеся; ОС – отоценные спекающиеся; Т- тощие; ПА – полуантрациты

территории геосинеклизы. Эта система в верхней своей части будет иметь переходную зону, где нефть по принципу прохождения «точки росы» будет переходить в капельное состояние и, как следствие, уходить из этой зоны вверх, подчиняясь законам гравитации и, тем самым, освобождая пространство для выделения новых капель нефти.

Получается постоянно действующая система, которая для своего функционирования не требует перемещения пластовых вод. Только диффузия растворенной нефти, даже при невысоком содержании растворенной нефти в воде, при ее постоянном выделении в верхней зоне перехода пластовых вод к температурам ниже «точки росы» для растворенной в воде нефти, будет поддерживать приблизительно равную концентрацию растворенной в воде нефти, несмотря на ее выпадение в капли.

При удалении растворенной нефти в каком-то участке Западно-Сибирской геосинеклизы диффузионные процессы поставят туда новые порции нефти. И этот процесс, несомненно, идет в недрах и будет идти, пока аргиллиты баженовской свиты не отдадут все те порции нефти, которые они способны отдать.

Потребляя такую нефть, мы активизируем процессы диффузии, которые приведут к пополнению запасов в разрабатываемых нами месторождениях нефти и газа, источником нефти в которых является диффундируемая в растворенном в воде состоянии нефть. Такая нефть, несомненно, слагает месторождения нефти в палеозойских отложениях,

наиболее близко расположенных к глубине «точки росы» нефти.

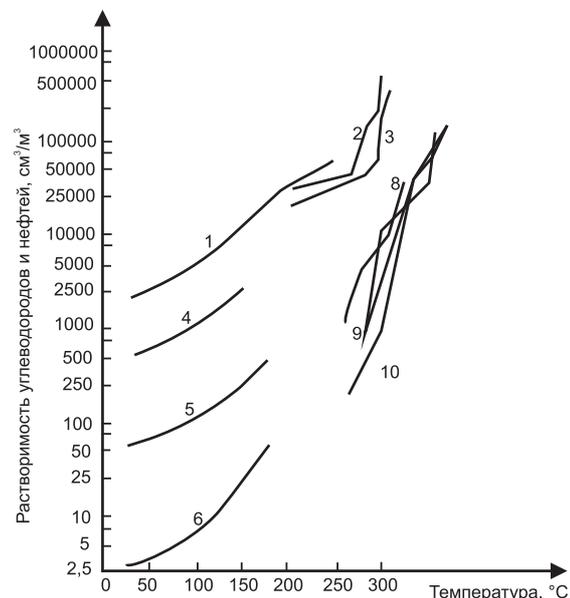


Рис. 2. Молекулярная растворимость бензола, толуола и дегазированных нефтей в дистиллированной воде (по В.В. Колодию, 1982 г.): 1 – бензол; 2 и 3 – то же при давлении 30 и 50 МПа соответственно; 4 – толуол-нефть; 5 – месторождение Лос-Анжелес (США); 6 – Вайоминг Фармерс (США); 7 и 8 – Должна (Прикарпатье, Украина) при 30 и 70 МПа соответственно; 9 и 10 – месторождение Октябрьское (Украина, Крым) при 30 и 70 МПа соответственно

Зоны перехода растворенной нефти в капельную форму

Зонами активного перехода нефти из растворенного в капельное состояние будут, несомненно, разломы, вдоль которых происходит утечка тепла, они будут представлять участки с пониженной относительно смежных участков температурой пластовых вод, где температурное воздействие таких разломов ослабевает. Исходя из вышеизложенного, следует, что вокруг зон нефтеобразования на глубинах от 6 до 10 км могут существовать зоны пластовых вод, в которых нефть будет диффундировать от места генерации, стремясь создать равную концентрацию во всем объеме пластовых вод, находящихся в этом объеме пород.

Переход нефти в капельную форму может осуществляться в участках понижения температуры, каковыми могут быть: разломы, доходящие с глубины 10...12 км до небольших (1...2 км) глубин; участки регионального охлаждения недр, к которым приурочены породы-коллекторы; локальные участки, на которых ввиду изменения электрических или магнитных свойств пород могут создаваться аномальные условия для перехода нефти из растворенного в капельное состояние даже при температурах более высоких, чем нижняя температурная граница растворимости нефти в воде.

Выводы

1. Палеозойские отложения юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) во время своего накопления в палеозойском море прошли главную зону нефтеобразования, а во вторично-катагенетический этап преобразования еще не достигли глубин, на которые они погружались ранее при своем формировании, поэтому даже если среди них и присутствуют нефтематеринские толщи, то они уже отдали нефть при формировании палеозойского моря. Следовательно, большая часть нефти в месторождениях, приуроченных к измененным палеозойским отложениям, мигрировала в них во вторично-катагенетический этап развития территории.
2. Одним из возможных источников нефти, поступившей в измененные палеозойские отложения во вторично-катагенетический этап их преобразования, являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты, которые погружаются на большие глубины в северной части Западно-Сибирской геосинеклизы, проходят все зоны нефтегенерации до самых глубоких.
3. Нефть от этих погруженных на большие глубины участков перемещается растворенной в природных водах в слабых концентрациях при температуре пластовых вод менее 200...250 °С и

в достаточно высоких концентрациях при диапазоне температур пластовых вод 200...350 °С. Механизм поступления нефти в палеозойские измененные отложения – диффузия растворенной в пластовой воде нефти, выделившейся в результате проявления процессов катагенеза на больших глубинах. В недрах существует определенная поверхность, ниже которой пластовая вода прогрета выше 200...250 °С, где нефть растворена в достаточно высоких концентрациях, а выше этой поверхности содержание нефти в пластовых водах ничтожно мало. Вдоль этой поверхности (изотерма 200...250 °С) происходит переход нефти из растворенного состояния в капельную форму. Это своеобразная «точка росы», выше которой нефть в пластовых водах почти не растворима и может существовать только в капельной форме. Такой переход будет происходить по всей изотерме 200...250 °С в участках, где осуществляется отток тепла, и создаются условия понижения температуры пластовых вод. Такими участками оттока тепла могут являться и, несомненно, являются глубинные разломы.

4. Система разломов северо-западного и северо-восточного простирания, густой сетью разбивающая палеозойские отложения на тектонические блоки, достигающая глубин 10...12 км и простирающаяся вверх до глубин 1...2 км, является природным лифтом, переводящим нефть из растворенного в перегретых пластовых водах состояния в капельную форму. Капли, поднимаясь вверх по разломам, уменьшают концентрацию нефти в перегретых свыше 200...250 °С пластовых водах, что приводит к растворению новых порций нефти, генерированной погружающимися на большие глубины и проходящими процессы катагенеза отложениями баженовской свиты. Эта растворенная в перегретых пластовых водах нефть благодаря диффузионному переносу восполняет потери концентрации в участках разломов, где нефть из растворенной перешла в капельную форму, и там формируются новые капли нефти, и таким образом процесс перехода нефти из растворенного в капельное состояние продолжается и постоянно возобновляется.
5. Поднимающиеся вдоль разломов, пересекающих палеозойские отложения, капли нефти, в конечном итоге формируют палеозойские залежи нефти, часть же нефти, минуя палеозойские отложения, может попадать и в залежи мезозойского осадочного чехла.

Работа выполнена при поддержке Интеграционного проекта СО РАН и УрО РАН № 50 «Геологическое строение, тектоника, история формирования и перспективы нефтегазонасыщенности палеозоя Западно-Сибирской геосинклинали и ее складчатого обрамления».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
2. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного 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., Недоливко Н.М. Кобы выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
4. Ковешников А.Е. Месторождений нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 105–110.
5. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.
6. Губкин М.И. Учение о нефти. – М.-Л.: ОНТИ НКТП СССР, 1932. – 443 с.
7. Колодий В.В. Роль подземных вод в формировании залежей нефти // Гидрогеология и нефтегазоносность. – Минск: Наука и техника, 1982. – С. 25–42.
8. Нестеров И.И. Тайны рождения нефти. – М.: Знания, 1969. – 48 с.

Поступила 26.10.2012 г.

УДК 622.279.23: 519.688

ОЦЕНКА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ

В.В. Журавский, В.Л. Сергеев

Томский политехнический университет
E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Рассматривается проблема определения извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений по промысловым данным, и предлагается метод ее решения, основанный на интегрированной системе моделей материального баланса с учетом априорной информации. Приводятся результаты анализа точности предлагаемого и традиционного методов падения давления на основе данных показателей разработки Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова:

Извлекаемые запасы, газовые и газоконденсатные месторождения, интегрированные системы моделей, метод падения давления, априорная информация.

Key words:

Recoverable reserves, gas and condensate fields, integrated system of models, method of pressure drop, a-priori information.

Введение

В настоящее время актуальной проблемой в области рационального использования природных ресурсов является задача мониторинга и контроля извлекаемых запасов месторождений углеводородов на ранних этапах их разработки, когда объем промысловых данных мал. Традиционным методом определения извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений является метод падения пластового давления (МПД), основанный на уравнении материального баланса, точность которого зависит от режима работы залежи [1]. Как правило, на газовых и газоконденсатных месторождениях имеют место два режима: короткий газовый и упруговодонапорный. При газовом режиме работы залежи зависимость пластового давления от накопленной добычи газа носит прямолинейный характер, что обеспечивает приемлемую точность определения запасов газа при полном вовлечении залежи в разработку и однородной ее

структуре по емкостным и фильтрационным параметрам. Упруговодонапорный режим характеризуется вторжением в газовую залежь воды, что приводит к отклонению зависимости давления и отборов газа от прямолинейной и значительным ошибкам в определении извлекаемых запасов.

В данной работе для определения извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений, повышения точности оценок предлагается использовать метод интегрированных моделей, позволяющий учитывать дополнительную априорную информацию [2].

Модифицированный метод падения давления с учетом априорной информации

Основу модифицированного метода падения давления составляет интегрированная система моделей материального баланса, представленная в виде двух дискретных стохастических систем уравнений [2]