

УДК 553.98(571.1+575)

Опыт онтогенетического анализа влияния дизъюнктивной делимости горных пород на нефтегазоносность осадочных бассейнов

Н.Н. Соловьёв^{1*}, Л.С. Салина¹, В.А. Скоробогатов¹, В.А. Кузьминов¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: разломно-трещинные зоны, онтогенез, нефть, газ, осадочный бассейн, Западная Сибирь, Центральная Азия.

Тезисы. Значение тектогенеза в онтогенезе нефти и газа (углеводородном массообмене) в большинстве работ сводится к очень медленному уплотнению горных пород и их структурно-морфологической дифференциации, определяющей энергетически наиболее выгодные направления перемещения флюидов. При этом флюидонасыщенные толщи рассматриваются как пассивные элементы подземной гидросферы.

Результатом тектонических движений являются деформация горных пород, формирование разномасштабных складчатых структур и разрывных нарушений, а также активизация процессов принудительного массообмена в объеме коллекторов и флюидоупоров нефтегазосодержащих водоносных комплексов.

Тектогенные нарушения сплошности горных пород широко распространены в нефтегазоносных бассейнах и представлены разномасштабными разрывными дислокациями – от микротрещин до крупных расколов земной коры, определяющих ее блоковую структуру и субвертикальную флюидопроводность толщ пород. Среди российских геологов нет единого мнения по вопросам диагностики разномасштабных дизъюнктивов и оценки их влияния на нефтегазоносность осадочного чехла. На возможность миграции флюидов по трещинным каналам под действием так называемого «поршневого» механизма одним из первых в 1961 г. обратил внимание Н.А. Еременко.

Выполнен анализ влияния различных дизъюнктивных нарушений на пространственное распределение нефти и газа и сохранность скоплений углеводородов в нефтегазоносных бассейнах Западной Сибири и Центральной Азии. Опыт использования специфических региональных и локальных индикаторов (соотношение кислых газов, аномалии пластовых давлений и температур, компонентный состав углеводородов и пластовых вод) для обнаружения межпластовых перетоков свидетельствует о том, что большинство поверхностных (и на уровне продуктивных пластов) термо- и флюидоаномалий прямо или опосредованно связаны с периодическим тектогенным деформационным разуплотнением горных пород, активно влияющим на распределение нефтегазоносности в осадочных бассейнах.

Нарушения сплошности горных пород выражены широким спектром разномасштабных разрывных дислокаций – от элементарных микротрещин без сколь угодно видимого смещения до крупномасштабных расколов земной коры, определяющих ее блоковую структуру. Существующие классификации дизъюнктивов разного масштаба и морфологии разрабатывались на материалах геологически открытых и доступных территорий, на которых все их параметры поддаются непосредственному наблюдению. На погребенных объектах разномасштабные нарушения сплошности пород разного типа реконструируются по косвенным, в основном геофизическим, признакам и детектируются далеко не всегда однозначно.

Значение тектогенеза в онтогенезе нефти и газа (углеводородном массообмене) в большинстве работ сводится к очень медленному уплотнению горных пород и их структурно-морфологической дифференциации, определяющей энергетически наиболее выгодные направления перемещения флюидов. При этом флюидонасыщенные толщи рассматриваются как пассивные элементы подземной гидросферы. При таком подходе не учитываются как минимум три важных обстоятельства,

определяющихся работой тектонических сил, вызывающих вариации напряженного состояния горных пород:

- во-первых, миграционные процессы не ставятся в зависимость от энергообмена в системе «горные породы – флюиды»;
- во-вторых, как следствие, упругая энергия, запасенная горными породами, не оценивается как активная составляющая энергетики массообмена в подземной флюидосфере;
- в третьих, при этом не рассматриваются ультразвуковые и акустические эффекты, влияющие на такие характеристики системы «породы – флюиды», как вязкость флюидов, фазовая проницаемость, сорбция и др.

Проблема тектонодинамической или сейсмостектонической аугментации процессов массопереноса рассматривается во многих работах (Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьёв, 1982; Г.С. Вартамян, Г.В. Куликов, 1982; Э.М. Галимов, 1973; Н.А. Еременко, 1978, 1983; О.Л. Кузнецов, 1981; Ю.А. Пецюха, 1967; В.Г. Громов и др., 1981; Н.Н. Соловьёв, Г.И. Амурский, 1982, 1985; Н.В. Черский и др., 1977, 1979, 1985; В.П. Царёв, 1979; В.И. Ермаков и др., 1997 и др.). При этом описание условий массопереноса в подземной гидросфере (углеводородной сфере) ставится в зависимость от короткопериодных флуктуаций структуры, объема пустотного пространства пород и изменения состояния флюидов под влиянием складко- и разрывообразования при вариациях напряженного состояния горных пород.

В большинстве случаев разнообразные поверхностные термо- и флюидоаномалии прямо или опосредовано связаны с деформационным разуплотнением горных пород (явление дилатансии) под действием тектонодинамических процессов.

Продолжавшаяся в течение многих лет полемика между сторонниками биогенного и абиогенного происхождения нефти и газа способствовала все более разностороннему анализу процессов, составляющих онтогенез нефти и газа. Однако невозможность адекватного природным условиям экспериментального воспроизводства большинства процессов нафтидогенеза до сих пор не позволяет отказаться от их аксиоматического описания при реконструкции становления и эволюции нефтегазоносных бассейнов (НГБ). С другой стороны, по мере вовлечения в разведку более

разнообразных объектов поиска нефти и газа накапливаются факты, свидетельствующие о полигенезе нефти и газа [1]. Поэтому в научной литературе все чаще рассматривается возможность дуалистического описания парадигмы формирования углеводородной сферы Земли.

С позиций абиогенной теории нафтидогенеза трудно объяснить формирование обширных полей газовых гидратов, сланцевого газа и сланцевой нефти. С другой стороны, возможность абиогенной генерации углеводородов невозможно исключить, если принять во внимание аргументированный прогноз наличия на малой планете Титан атмосферы углеводородного состава. Однако и в том и другом случае для реконструкции формирования традиционных месторождений и зон нефтегазоаккумуляции, определяющих уровень богатства НГБ, необходимо обосновать процессы миграции нефти и газа в объеме осадочного бассейна в разных ее проявлениях.

В общем виде суть предлагавшихся теоретических, аналитических и экспериментальных решений состоит в том, что под влиянием тектогенных силовых полей в системе «горные породы – жидкости» периодически подавляется активность действия многочисленных по форме проявления контрсил (поверхностного натяжения, адсорбции, адгезии, вязкости, гидравлических сопротивлений и т.д.), препятствующих удалению воды из пор. При моделировании в водонасыщенных пористых средах даже газ не обладает внутренней энергией, достаточной для их преодоления. Еще менее определенными являются пути решения вопроса о первичной эвакуации углеводородов (УВ) из тонкодисперсных сред (особенно неуплотняющихся). Ни один из четырех наиболее признанных частных механизмов первичной миграции УВ (диффузия, в молекулярном растворе, нефтяной и газовой фазах) как отдельно, так и в сочетании также не обнаруживает пути преодоления дефицита энергии. Поэтому становится все более очевидным, что в природе миграционные процессы регулируются более общим механизмом, обеспечивающим принудительное перемещение газа (нефти).

На возможность миграции флюидов по трещинным каналам под действием так называемого «поршневого» механизма одним из первых в 1961 г. обратил внимание Н.А. Еременко. Позднее эта идея была положена в основу тектонодинамического механизма дегазации

подземной гидросферы при формировании залежей газа (Н.Н. Соловьев, 1986). В 2001 г. А.В. Каракин рассмотрел модель движения флюидов по разломам под влиянием процессов сжатия и растяжения в них, что могло создавать условия для периодического «промывания» флюидами подсолевой карбонатной толщи Прикаспия [2].

Внешним источником энергии, обеспечивающим подавление контрсил, препятствующих движению флюидов в поровых (трещинно-поровых) каналах (в том числе тонкопоровых), могут выступать тектонические движения. Результатом последних являются упругие и пластические деформации горных пород осадочных бассейнов, обеспечивающие формирование разномасштабных складчатых структур и (или) разрывных нарушений, инициирующие процессы принудительного массообмена в объеме коллекторов и флюидоупоров нефтегазосодержащих водоносных комплексов.

В структуре верхней части земной коры выделяется до 600 осадочных бассейнов, мегабассейнов и суббассейнов площадью от 0,1 до 3,5 млн км² с объемом неметаморфизованного осадочного чехла различного возраста (от рифея до плиоцена) от 0,3 до 10 млн км³ и более. Промышленная нефтегазоносность установлена в 240 осадочных бассейнах, из них к крупнейшим относятся Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский, Баренцево-Карский (в России), Арабо-Персидский, Мексиканского залива, Западно-Канадский, Североморский (Западно-Европейский, суша и шельф), Иллизи (Северная Африка) и другие площадью более 1 млн км² каждый. Мощность

осадочного чехла (до кровли складчатого фундамента) в большинстве осадочных бассейнов находится в интервале от трех до семи-восьми километров. В зависимости от тектонотипа конкретного бассейна и тектонодинамических условий его формирования внутреннее строение чехла изменяется от очень простого до очень сложного, прежде всего это определяется динамикой движения блоков фундамента в течение различных периодов геологического времени, их неравномерным опусканием с компенсирующим осадконакоплением.

Особенности распространения дизъюнктивных нарушений и оценка их роли в геоструктурном развитии и нефтегазоносности разных регионов отмечаются в работах В.Б. Арчегова, Г.Д. Ажгирея, Г.И. Амурского, Р.С. Безбородова, Ю.Я. Ващилова, Р.Ф. Володарского, В.П. Гаврилова, В.Е. Глотова, Г.Н. Гогоненкова, В.А. Горина, Ф.Г. Гурари, В.Н. Данилова, Н.А. Крылова, А.И. Летавина, В.А. Магницкого, Я.П. Маловицкого, А.В. Мигурского, К.И. Микуленко, М.Ф. Мирчинка, М.В. Муратова, В.Д. Наливкина, Л.Н. Розанова, В.Н. Седова, М.Н. Смирновой, Б.Г. Сократова, В.С. Старосельцева, А.И. Тимурзиева, Н.Ю. Успенской, В.С. Черноброва, Дж. Ханта, Н.В. Шаблинской и многих других.

Во всем мире насчитывается до 90 тыс. месторождений, одно- и многозалежных, общее число самостоятельных скоплений – залежей УВ, вероятно, достигает 400–500 тыс., возможно, более, так как есть ряд месторождений с общим числом залежей по разрезу от 10–12 до 48–50, в частности, и в Западно-Сибирском мегабассейне. По состоянию на 1 января 2016 г.

Таблица 1

Размещение залежей и запасов УВ на месторождениях при разной плотности дизъюнктивов в отложениях юры и мела: Г – газ; Н – нефть

Месторождение		Заполярье		Южно-Русское		Харампурское		Тазовское		Русское	
Степень дизъюнктивной нарушенности пород мела и юры		Очень низкая		Пониженная		Средняя		Высокая		Очень высокая	
Тип УВ		Г	Н	Г	Н	Г	Н	Г	Н	Г	Н
Начальные разведанные запасы газа, млрд м ³ , и нефти, млн т	турон (Т, газсалинская пачка)	206,8		286,2		603,5					
	сеноман	2821,6		669,0	9,4	191,2	1,0	138,4	209,3	90,1	1231,1
	альб (ПК ₁₁ –ПК ₁₅)			23,3	12,7	3,0	14,3				
	апт (ПК ₁₆ –ПК ₂₂)			50,0	35,8	5,1	21,8			2,2	
	неоком	549,0	94,8	8,7	0,7	7,2	1,9			0,5	6,7
	ачимовская толща (АТ)								9,3		
	верхняя юра (Ю ₁)					4,3	184,0				
средняя юра (Ю ₂ –Ю ₄)	2,7										
всего		3580,1	94,8	1037,8	58,6	814,3	223,0	138,4	218,6	92,8	1237,8

на территории России и в окружающих морях открыто 3462 месторождения УВ (992 – газосодержащих), в том числе в Западной Сибири – 902, в Восточной Сибири – 88. Залежи этих месторождений приурочены к ловушкам различного типа и строения, в том числе до 40 % – к тектонически экранированным и литологически ограниченными.

Среди российских геологов нет единого мнения по вопросам диагностики разномасштабных дизъюнктивов и оценки их влияния на нефтегазоносность осадочного чехла. До 1990-х гг. некоторые научные коллективы, по сути, отрицали это влияние (ЗапСибНИГНИ – для Западной Сибири) или, наоборот, сильно его преувеличивали (ВНИГРИ). Накапливаемые факты (геолого-геофизические материалы) и исследования показывают, что разломы осложняют строение осадочного чехла буквально всех осадочных бассейнов, в том числе и Северной Евразии, однако в различной степени. Например, из трех молодых плит – Скифской (с Южно-Мангышлакской областью), Туранской и Западно-Сибирской – степень дизъюнктивной делимости снижается от первой к третьей, но и в пределах последней сейчас установлено большое число разломов – от аномальных (с амплитудой 200–250 м на Русском поднятии)

и высокоамплитудных (30–100 м) до среднеамплитудных (10–30 м) и малоамплитудных (менее 10 м), а также безамплитудных линейных зон дробления пород (результат разнонаправленных тектонических движений с неоднократными инверсиями) [3–7]. В табл. 1 показаны особенности размещения залежей и запасов УВ некоторых месторождений при разной плотности дизъюнктивов.

От Заполярного к Русскому месторождению снижается газоносность всего разреза нижнего мела и увеличивается нефтеносность сеноманских отложений, при этом отсутствие газа в газалинской пачке на двух сильно нарушенных структурах – прямое свидетельство мощной дегазации недр в интервале разреза от средней юры до сеномана и турона: средне- и высокоамплитудные разломы перфорируют региональную покрывку верхнего мела-олигоцена мощностью 450–600 м. Интересна Харампурская зона, где $\frac{3}{4}$ сеноманского по генезису газа локализована в газалинской пачке (турон). По данным [4], Харампурский вал нарушен множеством разломов амплитудой 5–30 м и более. Мало того, не только запасы, но и площадь залежи в горизонте Т значительно превышает площадь газоносности сеномана: она охватывает и соседние Тэрельскую и Фестивальную площади. При этом газ турона

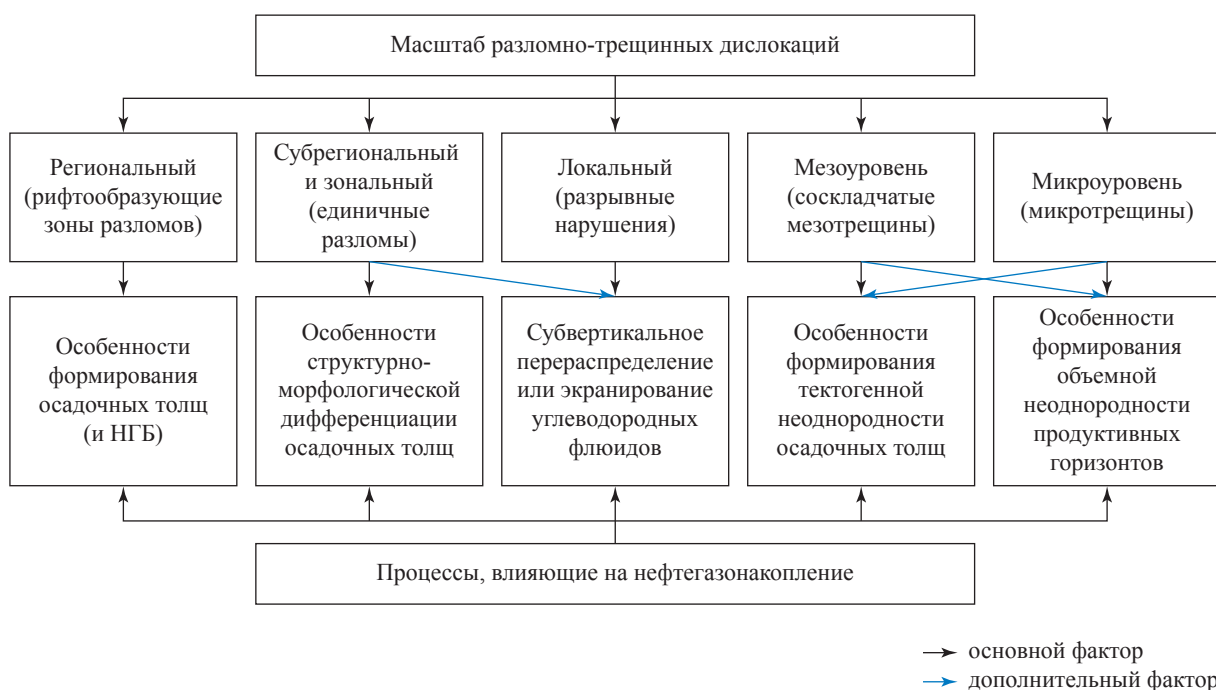


Рис. 1. Принципиальная схема оценки влияния разномасштабных разломно-трещинных дислокаций на некоторые процессы нефтегазогенеза

генетически вторичен (подъем по разломам из донорских сеноманских залежей). То же наблюдается и на Ямале: с появлением даже среднеамплитудных разломов в залежах обнаруживается нефть и уменьшаются запасы свободного газа (Западно-Тамбейское, Нейтинское и особенно Новопортовское месторождения) [7]. Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение – классический пример влияния средне- и высокоамплитудных разломов (от 20 м до 30–100 м и более) на нефтегазоносность всех залежей месторождения [8].

На рис. 1 приведена принципиальная схема оценки влияния разномасштабных разломно-трещинных структур на некоторые процессы, составляющие онтогенез нефти и газа. С рассматриваемых позиций наибольший интерес представляют дизъюнктивы локального, мезо- и микроуровней, в большинстве случаев определяющие масштабы углеводородного массообмена при формировании месторождений. Существующие инструментальные методы диагностики дизъюнктивов разного масштаба (рис. 2) можно объединить в две различные группы [4]. Первая включает методы, настроенные на объекты скважинного (керна) и околоскважинного (ГИС) пространства: литолого-стратиграфические, промыслово-геофизические, реже гидродинамические методы

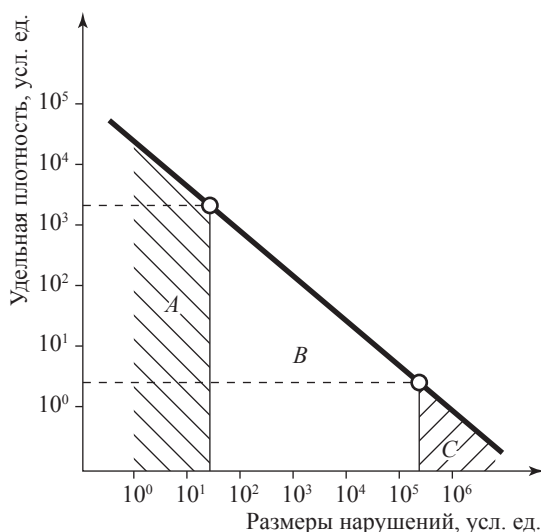


Рис. 2. Особенности распределения разноранговых нарушений сплошности горных пород: A – внутрипластовые трещины и микротрещины; B – малоамплитудные (менее 10–20 м) разрывы и (или) мезотрещины; C – разломы и (или) зоны разломов амплитудой более 20–30 м

детектируют нарушения сплошности пород на микроуровне (см. область A на рис. 2). Вторая группа представлена в основном полевыми геофизическими методами, трассирующими разломы регионального и зонального масштаба амплитудой более 30–50 м (см. область C на рис. 2). Весьма значительная часть дизъюнктивов промежуточного масштаба (см. область B на рис. 2) оказывается практически недоступной для изучения существующими традиционными методами. Отчасти этот пробел может быть восполнен использованием топографических и дистанционных (аэрокосмическая съемка) материалов.

Дифференциация территории северной части Западной Сибири по уровню тектогенной дезинтеграции осадочного чехла выполнена авторами по результатам комплексной обработки дистанционных и геолого-геофизических материалов [9, 10]. В табл. 2 приведены средние значения параметров месторождений, прямо или косвенно характеризующие уровень субвертикальной проницаемости осадочного чехла. Месторождения, локализованные в пределах мобильных межблоковых зон, в отличие от месторождений пассивных блоковых пространств, характеризуются, как правило, более высокой удельной плотностью запасов УВ, расширением стратиграфического диапазона нефтегазоносности, большим разнообразием состава и фазового состояния УВ. С ними связано почти 85 % суммарных выявленных запасов УВ.

Некоторые особенности эволюции месторождений УВ, выявленных в северных районах Западной Сибири, иллюстрируются рис. 3. Месторождения, относящиеся к диагональному полю (см. желтый цвет), характеризуются «стратиграфическим совпадением» доминирующих комплексов по показателям максимальной плотности запасов УВ и максимальной доли жидких УВ [10]. В диагональной группе, наиболее многочисленной (74 из 113 месторождений), доминирующим по максимальной концентрации запасов УВ и доле жидких УВ является один и тот же комплекс (например, в соответствии с принятой индексацией J_2J_2 , J_3J_3 , K_1K_1 , K_2K_2). Для группы месторождений диагонального поля характерен постепенный рост (от ячейки J_2J_2 к ячейке K_2K_2) влияния вертикальной миграции в перемещении вверх по разрезу и жидких, и газообразных УВ. Следующий этап в жизни этих

Таблица 2

Средние значения параметров месторождений, прямо или косвенно характеризующие уровень субвертикальной проницаемости (флюидопроницаемости) осадочного чехла:

НГЗ – начальные геологические запасы

Группа показателей / показатель		Зоны локализации месторождений		
		блоковые	переходные	межблоковые
Морфология локальных структур	коэффициент изометричности	0,59	0,55	0,43
	амплитуда, м	45	50	135
	площадь, км ²	65	160	660
Условия вертикальной миграции и консервации УВ	количество продуктивных пластов, шт.	3	8	17
	наличие скоплений УВ в надсеноманских отложениях, шт.	0	1	5
	стратиграфическое положение верхнего интервала нефтеносности	Не выше K _{1br}	Не выше K _{1al}	K _{2cm}
	НГЗ УВ месторождения, млн т у.т.	55	245	1270
Доля жидких УВ в НГЗ, %		0,23	0,45	0,37
Доля нефти в жидких УВ, %		0,18	0,71	0,74
Плотность НГЗ УВ, млн т у.т. / км ²		1,0	1,5	2,2
Суммарные НГЗ УВ месторождений в зоне, млн т у.т.		2400	7900	48300
Всего проанализировано месторождений, шт.		43	32	38



Рис. 3. Принципиальная схема эволюции месторождений УВ севера Западной Сибири [10 с дополнением]

Доминирующий стратиграфический комплекс по максимальной доле жидких УВ	Доминирующий стратиграфический комплекс по максимальной плотности запасов УВ				Этап формирования	Примеры месторождений
	J ₂	J ₃	K ₁	K ₂		
Q-P					1. Дегазация месторождений, отрыв и миграционное опережение газовой фазы, рассеивание газа в надсенноманской толще пород	Месторождения наддиагонального поля таблицы (см. рис. 3): Ямбургское (K ₂ K ₁), Медвежье (K ₂ K ₁), Южно-Русское (K ₂ K ₁), Юбилейное (K ₂ K ₁), Уренгойское (K ₂ J ₁), Бованенковское (K ₂ J ₂), Новопортовское (K ₁ J ₂), Верхнечасельское (J ₁ J ₂)
K ₂						
K ₁						
J ₁₋₃						
Q-P					2. Переформирование месторождений за счет совместной вертикальной миграции жидких и газообразных УВ	Месторождения диагонального поля таблицы (см. рис. 3): Тазовское (K ₂ , K ₂), Русское (K ₂ , K ₂), Заполярное (K ₁ , K ₁), Ямсовейское (K ₁ , K ₁), Комсомольское (K ₁ , K ₁), Тэрельское (J ₃ , J ₁), Лензинское (J ₂ , J ₂)
K ₂						
K ₁						
J ₁₋₃						
Q-P					3. Восстановление газовой фазы ранее дегазированных месторождений, поступление новых порций газа	Месторождения поддиагонального поля таблицы (см. рис. 3): Тамбейское (J ₂ K ₁), Русско-Реченское (J ₃ K ₁)
K ₂						
K ₁						
J ₁₋₃						

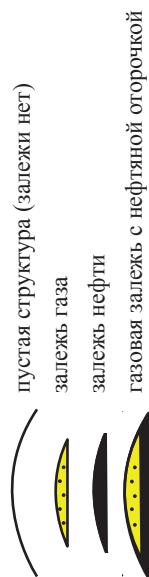


Рис. 4. Примеры формирования месторождений УВ севера Западной Сибири

Возраст	Содержание в газе геохимических индикаторов		Солевой ареал	Примеры месторождений	Возраст	Содержание в газе геохимических индикаторов		Периферический пояс субвертикальных флюидоперетоков	Примеры месторождений
	CO ₂ / H ₂ S, %	Конденсат, г/м ³				CO ₂ / H ₂ S, %	Конденсат, г/м ³		
K ₂	-	-		Учалы, Бешкизыл, Елкуи и др.	K ₂	-	-		Учкыр, Дулеттабад, Карабиль, Алаг
K ₁	< 1,0 / 0	0				< 1-2,5 / 0-1,3	До 20		
J ₃ ^{km-t}	-	-		Уртабулак, Денгизкуль, Кандым, Самантеле	J ₃ ^{km-t}	-	-		Беурдешик, Киричли, Газли, Сеталанте, Ачак, Наип и др.
J ₃ ^{ko}	2,5-6 / До 6	20-300				2,5-6 / До 6	20-300		
J ₁₋₂	~ 1,0 / 0	10-150		Наип и др.	J ₁₋₂	-	-		Малай, Багаджа, Расылкулдук и др.
K ₂	-	-				< 1,0 / 0	0		
K ₁	-	-		Аккум-Паранкуль, Даяхыган, Кульбешкак, Гагаринское, Северный Балкуи	K ₁	-	-		Малай, Багаджа, Расылкулдук и др.
J ₃ ^{km-t}	1-2,5 / 0-0,7	30-150				1,5 / 0-сл.	0-20		
J ₁₋₂	~ 1,0 / 0	0-10			J ₁₋₂	-	-		
	~ 1,0 / 0	0-10				~ 1,0 / 0	0-10		

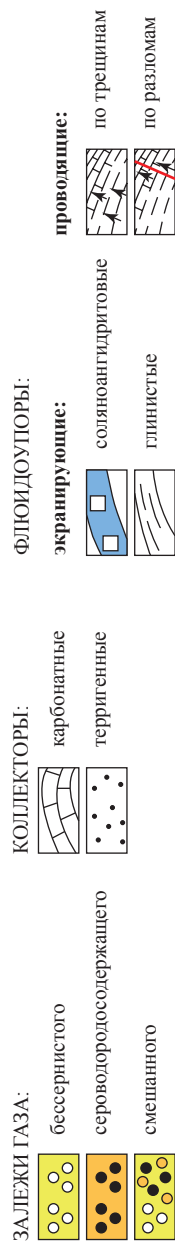


Рис. 5. Принципиальные схемы формирования месторождений УВ разного состава и фазового состояния в юрском и меловом комплексах амударьинской сероводородосодержащей части Каракумского НГБ: сл. – следы (содержание < 0,0003 %)

месторождений – рассеивание УВ в надсеноманской толще и выход их на дневную поверхность, т.е. утрата и жидких, и газообразных УВ.

Во второй группе, представленной 21 месторождением и относящейся к наддиагональному полю, доминирующий комплекс по показателю максимальной концентрации запасов «стратиграфически опережает» доминирующий комплекс по доле жидких УВ (например, K_2K_1 , K_1J_1 , J_3J_1 и т.п.). Для группы месторождений наддиагонального поля характерно постепенное нарастание (от ячейки J_2J_1 к ячейке K_2J_1) дегазации нижних секций продуктивного разреза с «отрывом» газа от жидкой фазы и перемещением его в верхние секции осадочного чехла. Вследствие этого процесса они со временем приобретают облик дегазированных остаточных нефтяных скоплений.

В третьей, поддиагональной, совокупности, представленной всего двумя месторождениями (Западно-Тамбейским и Русско-Реченским), фиксируется «стратиграфическое отставание» доминирующего комплекса по показателю максимальной концентрации НГЗ УВ относительно такового по максимальной доле жидких УВ (например, J_2K_1 , J_3K_1). Нижнее – поддиагональное – поле представлено месторождениями, в которых наблюдается распределение УВ по разрезу возможно только при восполнении газовой составляющей, утраченной на этапе разрушения месторождения.

В общем виде эволюционные этапы формирования месторождений УВ на севере Западно-Сибирской НГП показаны на рис. 4.

Наиболее яркими примерами месторождений, в пределах которых разломно-трещинные зоны (РТЗ) активно влияли как на распределение нефти и газа по осадочному разрезу продуктивной толщи, так и на его дегазацию, являются Новопортовское и Уренгойское [5, 8, 11]. В Каракумском НГБ (Центральная Азия) одним из наиболее убедительных свидетельств перетока газа из юрских отложений в меловые является присутствие в свободном газе последних сероводорода или его следов при повышенном содержании диоксида углерода.

Авторами обосновано и показано, что привлечение дополнительно информации о неуглеводородных, в частности кислых (CO_2 и H_2S), компонентах природных газов в качестве уникального индикатора позволяет выполнить более достоверную реконструкцию условий

формирования многих залежей Каракумского НГБ (рис. 5) [12].

Генетическая связь сероводорода в составе природного газа только с верхнеюрской сульфатно-карбонатной толщей предполагает уникальную возможность доказать реальность межпластовых перетоков газа (в том числе и по РТЗ) как при формировании месторождений (например, Даулетабад-Донмезского, Джаркудукского), так и в процессе их разработки (например, Учкырского, Етымтагского).

Развитие дизъюнктивных нарушений различного типа, генезиса, морфологии – характерная черта всех осадочных бассейнов (НГБ) мира. Как правило, фундамент и нижняя часть осадочного чехла сильнее нарушены разломами, чем средние и верхние его разделы: многие раннеконсидиментационные разломы не выходят из первой снизу региональной покрывки. Встречаются и новейшие – бескорневые – разломы, образованные на последнем этапе тектонодинамического развития бассейнов и их частей (в неогене, многие из них являются «живыми» до настоящего времени).

Изучение геологического строения и нефтегазоносности осадочно-породных бассейнов Северной Евразии, так же как и большинства других бассейнов мира, свидетельствует о повсеместности распространения в объеме осадочнопородных бассейнов дизъюнктивных нарушений различного типа, морфологии, генезиса и флюидодинамической проницаемости. По длительности влияния разломов на углеводородные системы большинство разломов длительно функционируют как изолирующие и временно (импульсно) – как проводящие.

В рамках онтогенеза УВ средне- и высокоамплитудные разломы оказывают максимальное влияние на эмиграцию органических подвижных соединений – их вынос из материнских слабопроницаемых пород в коллекторские горизонты, субвертикальную миграцию, аккумуляцию и консервацию УВ в ловушках, ремиграцию и разрушение залежей газа и нефти.

Дизъюнктивная тектоника – активный динамический фактор бассейногенеза, онтогенеза УВ и подземной флюидодинамики. Результаты комплексного анализа геолого-геофизических материалов, получаемые при изучении разных нефтегазоносных регионов и конкретных месторождений, подтверждают важную роль РТЗ

в формировании и эволюции скоплений УВ. Они в значительной мере определяют условия массопереноса и локализации УВ, особенно в глубокозалегающих низкопроницаемых отложениях.

Важнейшее влияние на формирование и сохранность скоплений УВ оказывают активные разломы, когда они развиты в пределах локальных поднятий. В случае отсутствия разломов даже тонкие глинистые покрывки (5 м и менее) могут экранировать довольно крупные скопления УВ, однако во время разработки таких залежей (при появлении значительных перепадов пластовых давлений между выше- и нижерасположенными залежами) могут возникнуть субвертикальные межпластовые перетоки УВ и пластовых вод по РТЗ.

Специфическими региональными и локальными индикаторами мест межпластовых перетоков и миграционных процессов по РТЗ являются аномалии пластовых давлений и температур, компонентного состава газа, конденсата, нефти и пластовых вод. В условиях Каракумского НГБ таким индикатором диагностирования стратиграфических источников

УВ и уточнения региональных особенностей нефтегазонакопления авторами (впервые для региона) использовано соотношение кислых компонентов в природном газе разновозрастных горизонтов юры и мела.

Периодическая тектонодинамическая дезинтеграция горных пород приводит к повышению энергетического состояния твердой и жидкой фаз нафтисодержащих пластовых систем осадочных бассейнов, что обеспечивает усиление процессов массообмена в подземной гидросфере.

Флуктуации пустотного пространства горных пород, в том числе в результате их разуплотнения разномасштабными системами дизъюнктивов, как правило, обеспечивают подавление в фильтрационных средах сил межфазовых и межмолекулярных взаимодействий, препятствующих фильтрации флюидов.

Тектонодинамическое инициирование массообменных процессов, в том числе за счет развития кинематической сети разномасштабных дизъюнктивов, стимулирует нагнетание УВ в «экзотические ловушки», например, жильного типа.

Список литературы

1. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа / А.Н. Дмитриевский // Доклады Академии наук. – 2008. – Т. 419. – № 3. – С. 373–377.
2. Каракин А.В. Вынужденные колебания флюидов в неглубоких разломах и образование нефтегазовых месторождений Прикаспия / А.В. Каракин // Геоинформатика. – 2001. – № 3. – С. 47–49.
3. Соловьёв Н.Н. Тектонодинамическая оценка условий нефтегазонакопления / Н.Н. Соловьёв, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина // Газовые ресурсы России в XXI веке. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 377–387.
4. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири: обзор / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с. – (Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья).
5. Семашев Р.Г. Влияние субвертикальных зон трещиноватости на формирование залежей углеводородов месторождений севера Западной Сибири / Р.Г. Семашев, Н.Н. Соловьёв, Л.С. Салина и др. // Перспективы поисков месторождений нефти и газа в малоизученных районах и комплексах: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – С. 85–96.
6. Соловьёв Н.Н. Прогноз зон тектогенного разуплотнения низкопроницаемых нефтегазоносных пород с использованием материалов космических съемок (на примере ачимовской толщи Западной Сибири) / Н.Н. Соловьёв, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2002. – 62 с.
7. Скоробогатов В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв, В.А. Фомичев // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
8. Семашев Р.Г. О гидродинамических особенностях формирования палеозойских залежей Новопортовского ГКНМ / Р.Г. Семашев, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). – М.: ГЕОС, 2007. – С. 241–257.

9. Кузьминов В.А. Районирование территории севера Западной Сибири по степени субвертикальной флюидопроницаемости осадочной толщи пород / В.А. Кузьминов, Л.В. Пименова, Л.С. Салина и др. // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 162–168.
10. Кузьминов В.А. Типизация месторождений углеводородов севера Западной Сибири для реконструкции некоторых особенностей их формирования / В.А. Кузьминов, Л.В. Пименова, Л.С. Салина и др. // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 156–161.
11. Кузьминов В.А. Картирование зон разломно-трещинного разуплотнения с целью прогноза высокодебитных участков в отложениях ачимовской толщи Уренгойского НКМ / В.А. Кузьминов, Л.С. Салина, Р.Г. Семашев и др. // Проблемы геологии природного газа России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2005. – С. 180–187.
12. Амурский Г.И. Модели сероводородного заражения газовых месторождений (на примере Средней Азии): обзор. инф. / Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьёв, Л.С. Салина и др. – М.: ВНИИЭгазпром, 1991. – 48 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).

Experience in ontogenetic analysis of rock disjunctive divisibility affecting oil-gas-bearing capacity of sedimentary basins

N.N. Solovyev^{1*}, L.S. Salina¹, V.A. Skorobogatov¹, V.A. Kuzminov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Most of scientific papers reduce the sense of tectogenesis in petroleum and gas ontogenesis (hydrocarbon mass exchange) to the very slow compression of rocks and their structural-morphologic differentiation, which determines the most energy-profitable directions of fluid travel. At that, the fluid-saturated thicknesses are being considered passive elements of the hydrosphere.

Tectonic motions result in rock deformations, forming of non-uniformly scaled folded structures and faults, as well as in activation of forced mass exchange within volumes of reservoirs and fluid traps of oil-gas-bearing water-carrying complexes.

Tectogene discontinuities of rocks are widely spread in the oil-gas-bearing basins and are presented by diverse-scaled faults from microcracks to big breakups of the Earth's crust, which determine its block structure and subvertical fluid conductivity of rocks. Russian geologists have no united opinion concerning diagnostics of diverse-scaled disjunctives and estimation of their impact to oil-gas presence in the sedimentary cover. First, possibility of fluid migration along crack channels under the influence of the so-called "piston" drive was showed by N.A. Yeremenko in 1961.

So, the effect of different disjunctive discontinuities to spatial distribution of gas and oil and safety of hydrocarbon agglomerations in the oil-gas-bearing basins at Western Siberia and Central Asia was analyzed. Practice of application of the specific regional and local indicators (namely, ratio of acid gases, anomalies of pore pressures and temperatures, fractional composition of hydrocarbons and bedded waters) for detection of inestrata crossflows testifies that most surface (and at a level of productive strata) thermal and fluidal anomalies are directly or by implication connected to periodic tectogene deformative decompaction of rocks, which actively influences the distribution of oil-gas-bearing capacity of sedimentary basins.

Keywords: fault-fractured zone, ontogenesis, oil, gas, sedimentary basin, Eastern Siberia, Central Asia.

References

1. DMITRIYEVSKIY, A.N. Petroleum and gas polygenesis [Poligenez nefti i gaza]. *Doklady AN SSSR*. 2008, vol. 419, no. 3, pp. 373–377. (Russ.).
2. KARAKIN, A.V. Forced oscillations of fluids in shallow faults and generation of the oil-gas fields in the Caspian Sea Region [Vynuzhdennyye kolebaniya fluidov v neglubokikh razlomakh i obrazovaniye neftegazovykh mestorozhdeniy Prikaspiya]. *Geoinformatika*. 2001, no. 3, pp. 47–49. ISSN 1609-364X. (Russ.).
3. SOLOVYEV, N.N., V.A. KUZMINOV, L.S. SALINA et al. Tectonic-dynamic estimation of conditions for oil-gas accumulation [Tektonodinamicheskaya otsenka usloviy neftegazonakopleniya]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 377–387. (Russ.).
4. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV and N.N. SOLOVYEV. *Geological-geochemical and tectonic factors of a forecast for gas presence at north of Western Siberia* [Geologo-geokhimicheskiye i tektonicheskiye

- factory prognoza gazonosnosti severa Zapadnoy Sibiri]: review. Book series: Geology, methods for search, prospecting and estimation of fields of raw fuels [Geologiya, metody poskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syrya]. Moscow: Geoinformmark, 1997. (Russ.).
5. SEMASHEV, R.G., N.N. SOLOVYEV, L.S. SALINA et al. Impact of subvertical fractured zones to generation of hydrocarbon deposits in the fields at north of Western Siberia [Vliyaniye subvertikalnykh zon treshchinovosti na formirovaniye zalezhey uglevodorodov mestorozhdeniy severa Zapadnoy Sibiri]. In: *Outlooks for oil and gas fields prospecting in insufficiently studied regions on complexes* [Perspektivy poiskov mestorozhdeniy nefi i gaza v maloizuchennykh rayonakh i kompleksakh]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007, pp. 85–96. (Russ.).
 6. SOLOVYEV, N.N., V.A. KUZMINOV, L.S. SALINA et al. *Forecast for zones of tectogene decompaction of low-permeable oil-gas-bearing rocks using material of space remote sensing (on example of Achim thickness at Western Siberia)* [Prognoz zon tektogennogo razuplotneniya nizkopronitsayemykh neftegazonosnykh porod s ispolzovaniyem materialov kosmicheskikh syemok (na primere achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri)]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2002. (Russ.).
 7. SKOROBOGATOV, V.A., N.N. SOLOVYEV and V.A. FOMICHEV. Role of faults in generation, evolution and destruction of gas and oil agglomerations in a sedimentary cover of northern and south-eastern areas of Western Siberia [Rol razlomov v formirovanii, evolutsii i razrushenii skopleniy gaza i nefi v osadochnom chekhle severnykh i yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. In: *Forecast for gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopredelnykh stran]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 112–131. (Russ.).
 8. SEMASHEV, R.G. V.A. KUZMINOV and L.S. SALINA. On hydrodynamic features in generation of Paleozoic deposits at Novoportovskoye gas-condensate-oil field [O gidrodinamicheskikh osobennostyakh formirovaniya paleozoyskikh zalezhey Novoportovskogo GKNM]. In: *Modern oil-gas hydrogeology (theoretical issues, regional models, practical questions)* [Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom etape (teoreticheskiye problem, regionalnyye modeli, prakticheskiye voprosy)]. Moscow: GEOS, 2007, pp. 241–257. (Russ.).
 9. KUZMINOV, V.A., L.V. PIMENOVA, L.S. SALINA et al. Terrain zoning at north of Western Siberia according to the extent of subvertical fluid permeability of sedimentary rock thickness [Rayonirovaniye territorii severa Zapadnoy Sibiri po stepeni subvertikalnoy fluidopronitsayemosti osadochnoy tolshchi porod]. In: *Gas geology of Russia. Yesterday. Today. Tomorrow*. [Gazovaya geologiya Rossii. Vchera. Segodnya. Zavtra]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 162–168. (Russ.).
 10. KUZMINOV, V.A., L.V. PIMENOVA, L.S. SALINA et al. Typification of hydrocarbon fields at north of Western Siberia in order to reconstruct some features of their generation [Tipizatsiya mestorozhdeniy uglevodorodov severa Zapadnoy Sibiri dlya rekonstruktsii nekotorykh osobennostey ikh formirovaniya]. In: *Gas geology of Russia. Yesterday. Today. Tomorrow*. [Gazovaya geologiya Rossii. Vchera. Segodnya. Zavtra]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 156–161. (Russ.).
 11. KUZMINOV, V.A., L.S. SALINA, R.G. SEMASHEV et al. Mapping the zones of fault-fractured decompaction in order to forecast high-output sites in the Achim sediments of Urengoy oil-gas-condensate field [Kartirovaniye zon razlomno-treshchinno go razuplotneniya s tselyu prognoza vysokodebitnykh uchastkov v otlozheniyakh achimovskoy tolshchi Urengoyanskogo NGKM]. In: *Issues of natural-gas geology in Russia and contiguous countries* [Problemy geologii prirodno go gaza Rossii ii sopredelnykh stran]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2005, pp. 180–187. (Russ.).
 12. AMURSKIY, G.I., N.N. SOLOVYEV, L.S. SALINA et al. *Models of hydrosulfuric infection of gas fields (on example of Central Asia)* [Modeli serovodorodno go zarazheniya gazovykh mestorozhdeniy (na primere Sredney Asii)]: review. Book series: Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields [Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: VNIIEgazprom, 1991. (Russ.).