

УДК 552.578.061.3:551.762/.63(571.122)

Скачек К.Г.

ТПП «Когалымнефтегаз», Когалым, Россия, KSkachek@kng.lukoil.com

Ларичев А.И., Бостриков О.И., Гриценко С.А., Видик С.В.

Всероссийский геологический научно-исследовательский институт им. А.П. Карпинского (ФГУП ВСЕГЕИ), Санкт-Петербург, Россия, Oleg_Bostrikov@vsegei.ru

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НИЖНИХ ГОРИЗОНТАХ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА СРЕДНЕОБСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Обосновывается существование флюидодинамических систем в юрских и меловых отложениях центральной части Среднеобской нефтегазоносной области Западной Сибири. С этой целью в нижних горизонтах осадочного чехла оценены масштабы нефтегазообразования, выделены очаги интенсивной генерации, латеральные и вертикальные зоны транзита и зоны аккумуляции углеводородов. Выделены региональные, зональные и локальные флюидодинамические системы. С учетом данных по притокам нефти, расположению дизъюнктивных нарушений и зон выклинивания региональных покрышек сделан прогноз распространения высокодебитных нефтенасыщенных коллекторов в основных продуктивных горизонтах.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, Среднеобская нефтегазоносная область, масштабы нефтегазообразования, флюидодинамические системы, прогноз высокодебитных коллекторов.*

Введение

Формированию залежей углеводородов (УВ) в Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) уже посвящён ряд работ [Скачек и др., 2004; Скачек и др., 2006; Нестеров и др., 2006].

Большинство геологов-нефтяников, к которым относятся и авторы статьи, проводят исследования на основе органической (осадочно-миграционной) теории, согласно которой основным источником углеводородов считается рассеянное органическое вещество (ОВ), захороненное в отложениях чехла. Одним из главных аргументов против мантийного генезиса углеводородов является их отсутствие в составе газов вулканов на Гавайских островах, Камчатке, в Индонезии, Аппенинах и Исландии. Ничтожные количества метана (до $n10^{-4}\%$), появляющегося иногда в составе газов некоторых вулканов, заметной роли не играют.

В то же время некоторые геологи и геофизики-сейсмологи разрабатывают модели формирования месторождений на основе неорганической теории. Происхождение углеводородов предполагается ими глубинное, часто мантийное. Каналами миграции являются зоны разломов, прослеживаемые на сейсмических разрезах.

Есть и третья точка зрения, в соответствии с которой углеводороды имеют смешанное происхождение.

Наибольшие споры между сторонниками разных гипотез в общей схеме образования нефтяных и газовых залежей: генерация (синтез) — миграция — аккумуляция вызывает первый пункт, связанный с источником УВ и с путями их миграции.

Однако, для всех точек зрения неоспоримо, что «...нефтяная геология - это геология флюида» [Леворсен, 1970]. Соответственно, необходимо принять вероятность миграции флюидов, содержащих углеводороды по латеральным и вертикальным направлениям из зон интенсивной генерации в зоны аккумуляции (дальняя миграция). Неоспоримым является факт перемещения нефти в контуре ловушки в процессе разработки месторождения (ближняя миграция). Иначе говоря, при всех возможных вариантах генерации углеводородов, флюидодинамические процессы играют ключевую роль в образовании залежей нефти и газа.

По данным лабораторных исследований на территории деятельности ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в Широтном Приобье содержания Сорг и Бхл в породах доюрских образований весьма низки и не превышают, соответственно, 0.04-0.1% и 0.003-0.019% на породу. К тому же степень катагенетической превращенности ОВ достигает высоких градаций катагенеза ($МК_3^2$ - $АК_1$), при которых его нефтегазоматеринский потенциал почти полностью реализован в домезозойский этап тектонического развития территории. Залежи УВ, которые могли сформироваться в палеозое, были разрушены во время герцинской складчатости. Позднее, в платформенный этап развития Западно-Сибирской плиты на большей части ее территории генерировать УВ эти толщи не могли из-за того, что температуры и давления не достигли тех высоких значений, которые имели место в палеозое. Об этом свидетельствует подъём на 1-2 градации в катагенетической преобразованности ОВ при переходе от низов юрских отложений к палеозойским, что указывает на значительную мощность размытых отложений перед началом формирования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Исключением являются палеозойские отложения с более умеренным катагенезом в Нюрольском и Предъенисейском бассейнах, где возможно нахождение скоплений легких нефтей и газа [Фомин, 2005]. По данным автора, на значительной территории этих бассейнов осадочные толщи палеозоя до глубин ~4.0 км находятся в ГЗН, и ОВ способно генерировать нефтяные углеводороды.

Поэтому в качестве нефтегазоматеринских для залежей, сформировавшихся в дезинтегрированных породах доюрского фундамента и базальных коллекторах осадочного

чехла территории исследований, могут рассматриваться преимущественно глинистые горизонты - левинский и тогурский (нижнеюрские) и, в меньшей степени, лайдинский (среднеюрский).

Нефтегазоматеринскими отложениями для средне- и верхнеюрских залежей являются глинистые леонтьевские, нижневасюганские и баженовские отложения, содержащие, преимущественно, сапропелевое ОВ. Для продуктивных пластов неокома основными источниками углеводородов являются баженовские и, частично, берриасские глинистые отложения. В несравненно меньших объемах углеводороды генерируются органическим веществом песчаных отложений, являющихся основными транспортными путями флюидов.

Залежи двух последних уровней, в зависимости от степени проницаемости экранов, наличия вертикальных зон открытых разломов и трещиноватости могут подпитываться углеводородными флюидами подстилающих отложений.

Современное геотермическое поле в породах нижних горизонтов осадочного чехла

Очаги современной генерации УВ в нижних горизонтах чехла пространственно приурочены к зонам аномальных температур. Их расположение обусловлено источниками глубинного тепла, связанными с конвекцией в мантии, вязким течением в астеносфере, фазовыми переходами, а также теплофизическими свойствами пород, движениями подземных флюидов, рельефом фундамента, эндо - и экзотермическими процессами в осадочной толще и т.д. [Курчиков, Ставицкий, 1987.].

Температурный режим недр, параметры которого меняются по латерали, наряду с геологическими факторами, определяет условия генерации и миграции УВ, образования и существования залежей УВ.

На исследуемой территории температуры пород в базальных горизонтах осадочного чехла увеличиваются с погружением кровли фундамента от 90 до 125°С (рис. 1).

Положительные температурные аномалии (зоны с превышением температур относительно среднего градиента) установлены как на положительных, так и на отрицательных структурах. Наиболее высокие значения (свыше 115°С) свойственны крайним северо-западной, северной и северо-восточной, наиболее погруженным частям территории. Высокие температуры (до 125°С) установлены и для юго-западной части Ярсомовского прогиба над зоной выхода на поверхность фундамента среднепалеозойской интрузии основного состава.

Температуры более 115°C на меньших глубинах определены и на юго-востоке, в районе Покачевского, Поточного и Лас-Еганского месторождений, расположенных на положительных структурах Северо-Покурского структурного мыса.

Отрицательные температурные аномалии приурочены, главным образом, к положительным структурам: Вэнглинскому структурному мысу и Тевлинскому валу на западе, северо-западному склону Нижневартовского свода. Все они расположены над полями развития осадочно-вулканогенных пород нижнего-среднего триаса.

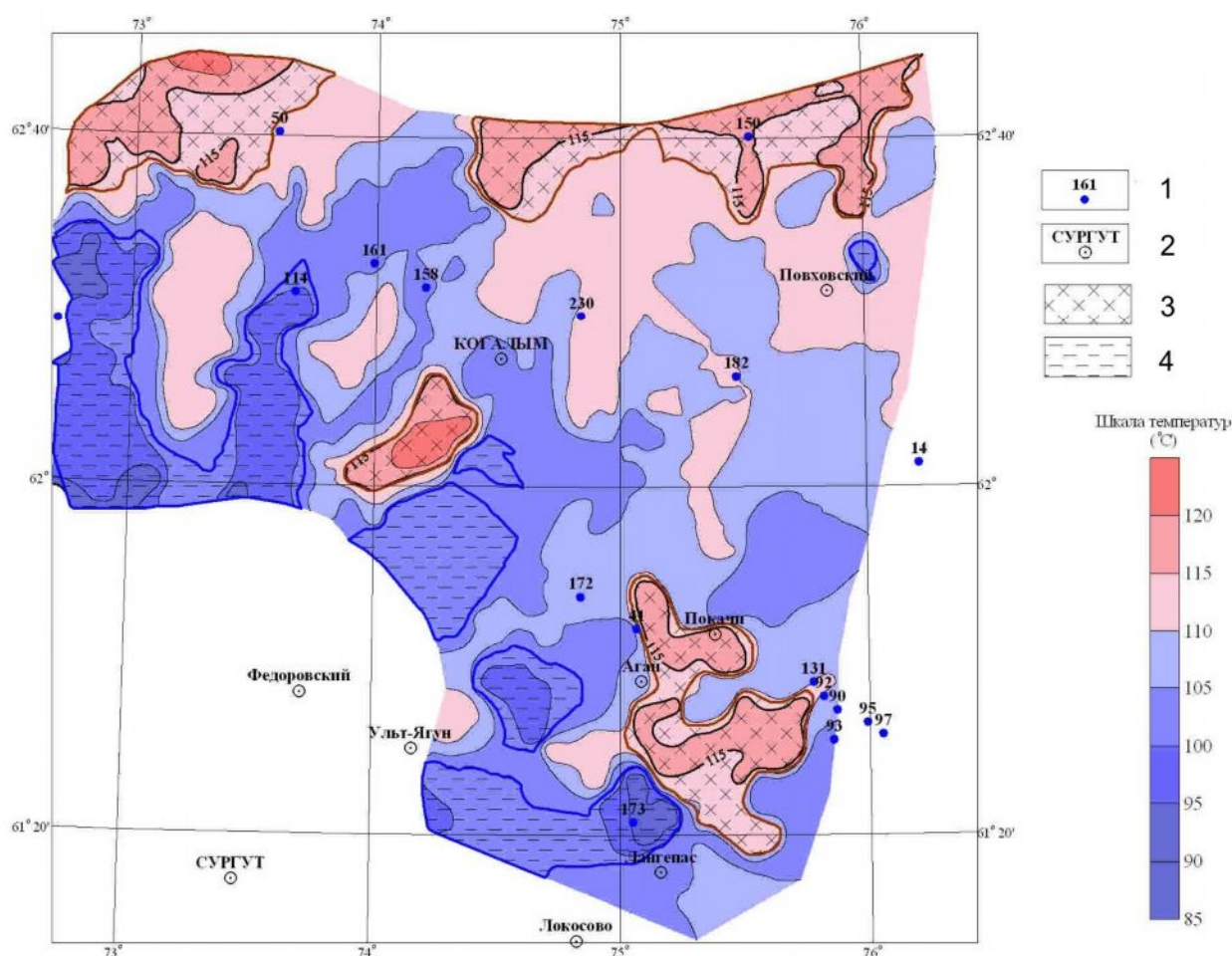


Рис. 1. Температуры в породах нижних горизонтов осадочного чехла

1 – скважины, вскрывшие фундамент; 2 – населенные пункты; температурные аномалии: 3 – положительные; 4 – отрицательные.

Катагенетическая преобразованность ОВ в породах нижних горизонтов осадочного чехла

Катагенетическая преобразованность ОВ – параметр, определяющий соотношение реализованного и остаточного генерационного потенциалов нефтегазоматеринских отложений. В латеральных вариациях катагенеза ОВ зафиксированы максимальные

температуры, достигнутые породами нижних горизонтов осадочного чехла на протяжении их геологической истории.

Катагенез ОВ в этих отложениях для территории деятельности ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в Широтном Приобье и Западно-Сибирской плиты в целом рассматривался в ряде работ [Конторович, 1976; Бостриков, 1991; Скачек и др., 2004; Потрясов и др., 2005].

По результатам определений отражательной способности витринита для исследуемых отложений построена карта катагенеза ОВ (в градациях по А.Э. Конторовичу, 1976), в подошве юрских отложений (рис. 2). Катагенетическая преобразованность ОВ меняется от МК₁² в пределах положительных структур с глубинами залегания кровли фундамента 2700-2800 м до МК₃² во впадинах с глубинами 3500-3700 м.

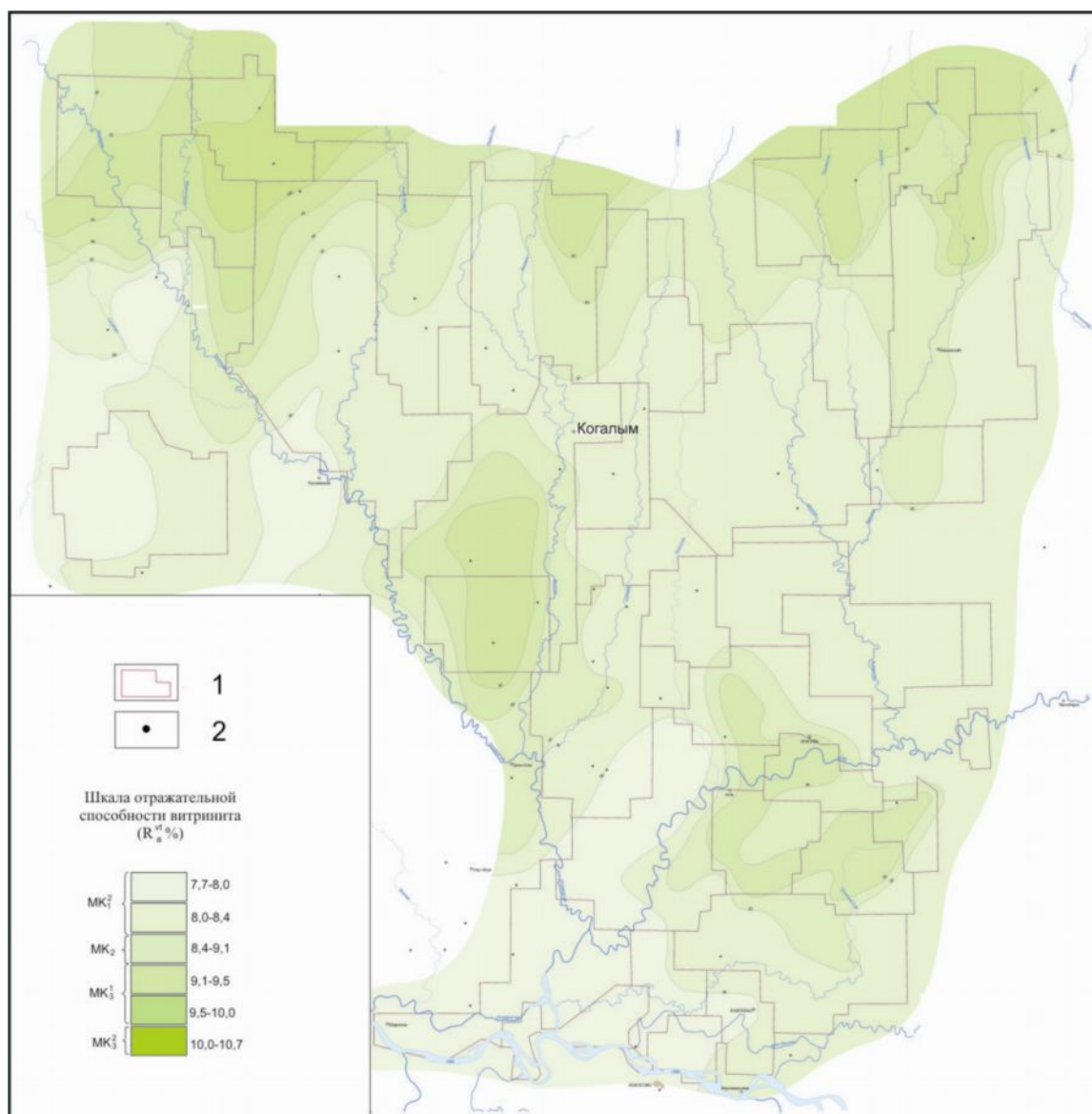


Рис. 2. Катагенез ОВ в породах нижних горизонтов осадочного чехла

1 – контуры лицензионных участков; 2 – информативные скважины.

На большей части исследуемой территории катагенетическая преобразованность ОБ соответствует главной зоне нефтеобразования ($МК_1^2 - МК_2$). Лишь на северной ее окраине, в пределах наиболее погруженных впадин, ОБ нижних горизонтов чехла вступает в главную зону газообразования (градация катагенеза $МК_3$).

Катагенез ОБ хорошо коррелируется с распределением современных температур. В интервале температур от 85 до 110°C ОБ изменено до градации $МК_1^2$. Градации $МК_2$ соответствуют температуры 110-125°C. Тесная связь катагенетической преобразованности ОБ с современными температурами пород свидетельствует о том, что генерация УВ происходит и в настоящее время, имеет площадной характер и более активна в зонах положительных температурных аномалий (очагах современной генерации).

Оценка масштабов нефтегазообразования в породах нижних горизонтов осадочного чехла

По результатам расчетов оценок реализованного нефтематеринского потенциала нижних горизонтов чехла с использованием параметров, определяющих массу, тип и степень катагенетической преобразованности ОБ, построены карты эмигрировавших жидких (рис. 3) и генерированных газообразных УВ (рис. 4). Интенсивность нефтегазообразования в пределах отрицательных структур значительно выше, чем на положительных структурах. При этом плотность эмигрировавших жидких и генерированных газообразных УВ сильно зависит от суммарной толщины базальных отложений. На сводах структур, где толщины минимальны, плотности эмигрировавших жидких и генерированных газообразных УВ не превышают, соответственно, 200-400 тыс. т/км² и 100-200 млн. м³/км². В зонах депрессий с небольшими суммарными толщинами базальных отложений (Восточно-Вэнглорский, Западно-Ягунский, Южно-Грибной прогибы и центральная часть Ярсомовского прогиба) плотности эмигрировавших жидких и генерированных газообразных УВ изменяются, соответственно, от 400 до 600 тыс. т/км² и от 200 до 300 млн. м³/км². С увеличением глубин залегания кровли фундамента и толщин отложений они возрастают до 800 -1000 тыс. т/км² и 300-400 млн. м³/км² (Еловый и Южно-Ягунский прогибы). Наибольшие значения этих параметров (1200-1800 тыс. т/км² и 500-800 млн. м³/км²) оцениваются для северо-востока территории (Северо-Вартовская ступень и Западно-Вэнгапурский мегапрогиб).

Самыми высокими средними интенсивностями нефтегазообразования характеризуются породы зимнего (зимний, песчано-алевролитовый и левинский, аргиллито-глинистый горизонты) нефтегазоносного комплекса (НГК) ($q_{ж}^{ген} = 652$ тыс. т/км²; $q_{ж}^{эм.} = 442$ тыс. т/км² и $q_{г}^{ген.} = 132$ млн. м³/км²), органическое вещество которых из-за высокой катагенетической

превращенности (МК₃) в наибольшей степени реализовало свой нефтегазоматеринский потенциал. Ниже интенсивность нефтегазообразования в шаратовском (шаратовский и тогурский горизонты) НГК ($286 \leq q_{\text{ж}}^{\text{ГЕН}} \leq 630$ тыс. т/км²; 223 тыс. т/км² $\leq q_{\text{ж}}^{\text{ЭМ}} \leq 437$ тыс. т/км² и 39 млн. м³/км² $\leq q_{\text{Г}}^{\text{ГЕН}} \leq 134$ млн. м³/км²), что соответствует катагенетической превращенности ОВ от МК₁² до МК₂.

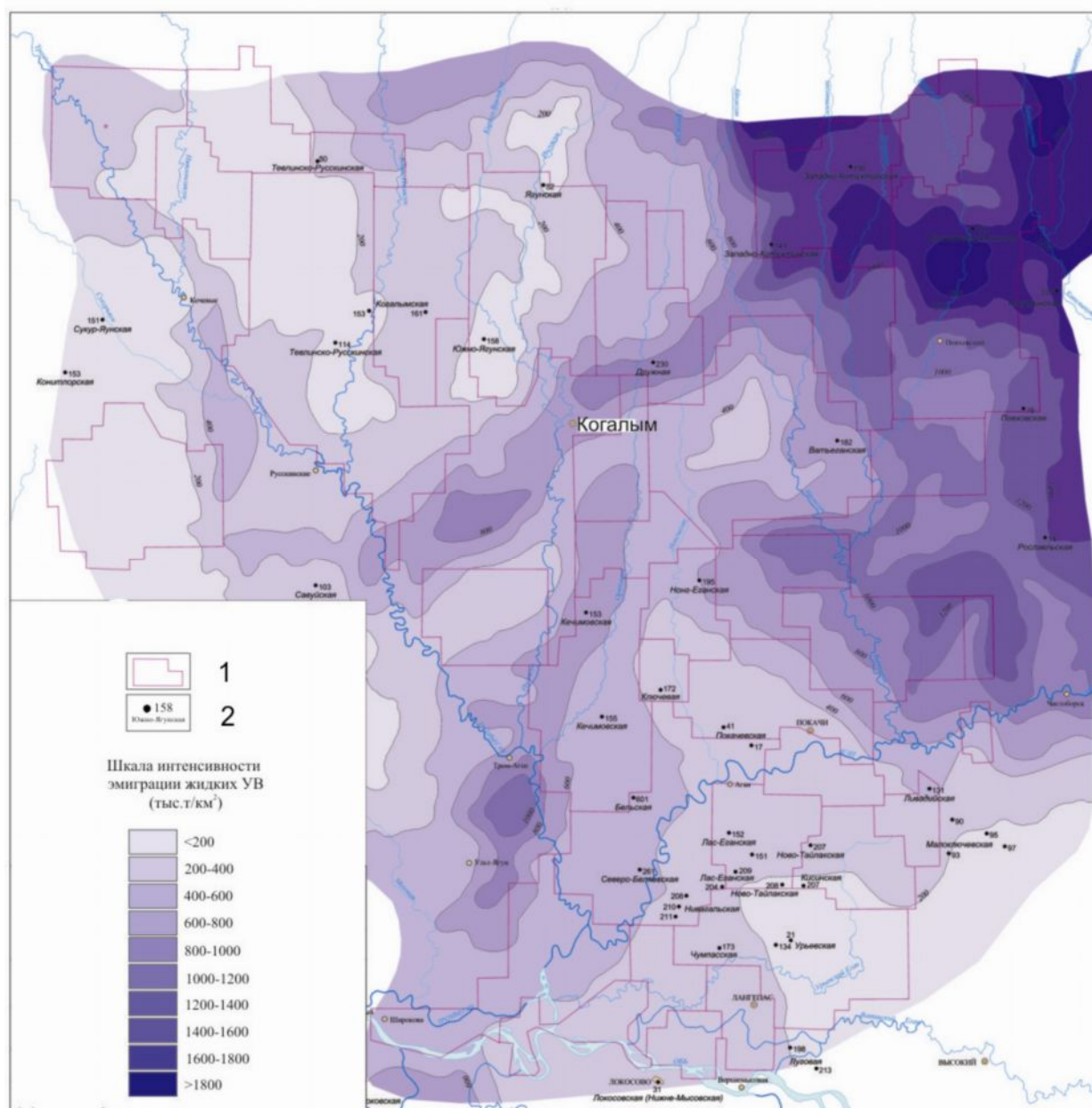


Рис. 3. Распределение плотностей эмиграции жидких углеводородов из нижних горизонтов осадочного чехла

1 – контуры лицензионных участков; 2 – скважины, вскрывшие фундамент.

Минимальными масштабами нефтегазообразования ($169 \leq q_{\text{ж}}^{\text{ГЕН}} \leq 282$ тыс. т/км²; 125 тыс. т/км² $\leq q_{\text{ж}}^{\text{ЭМ}} \leq 192$ тыс. т/км² и 27 млн. м³/км² $\leq q_{\text{Г}}^{\text{ГЕН}} \leq 41$ млн. м³/км²) оцениваются

породы надояхского (надояхский и лайдинский горизонты) комплекса со степенью катагенетической преобразованности OB , соответствующей $МК_1^2$. Максимальной суммарной продуктивностью **нижних** горизонтов характеризуется территория Ярсомовского прогиба ($q_{ж}^{ген} = 2588$ млн. т; $q_{ж}^{эм} = 1750$ млн. т и $q_{г}^{ген} = 411$ млрд. м³). Всего на исследуемой территории в **нижних** горизонтах чехла генерировано около 11590 млн. т жидких УВ и 1892 млрд. м³ газообразных УВ, и эмигрировало из них около 7934 млн. т жидких УВ.

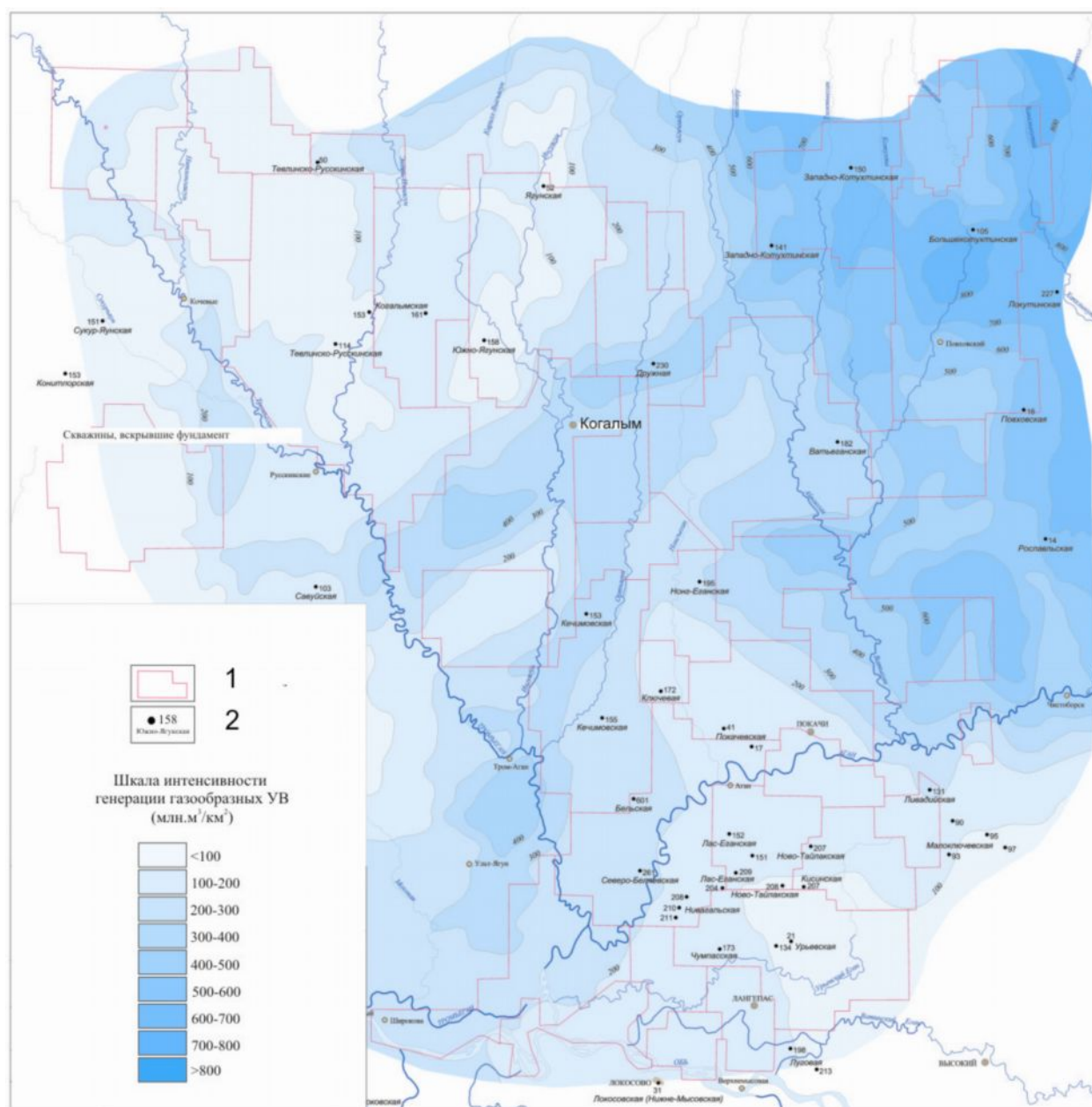


Рис. 4. Распределение плотностей генерации газообразных углеводородов в нижних горизонтах осадочного чехла

1 – контуры лицензионных участков; 2 – скважины, вскрывшие фундамент.

Обоснование углеводородосодержащих флюидодинамических систем

Флюидодинамическое направление исследований в геологии возникло и развивалось в последней четверти XX – начале XXI веков в работах Г.Л. Поспелова (1973), А.Е. Гуревича (1976), О.В. Равдоникаса (1993), С.М. Сапрыгина (1997), А.В. Кудельского, Р.Г. Гарецкого, Р.Е. Айзенберга (1997), Б.А. Соколова, Э.А. Абли (1999), Н.П. Запывалова, И.П. Попова (2003), В.Н.Нестерова, В.В. Харахинова, А.А. Семянова, С.И. Шленкина, А.Ф. Глебова (2006).

Г.Л. Поспелов рассмотрел два типа флюидодинамических систем, являющихся активными факторами рудного метасоматоза. Один из них – открытая «очаговая динамическая система, в которой мобилизация флюидов и пороодо-, рудообразующих компонентов осуществляется в пространстве очага, противостоящем пространству апосомной зоны, которое связано с ней зоной транзита» [Поспелов, 1973].

Понятие флюидодинамической системы, применительно к нефти и газу определено в монографии [Соколов, Абля, 1999]: «...углеводородные растворы, генерируемые очагами генерации нефти и газа, являются примером банальной дефлюидизации нефтегазоматеринских пород осадочного бассейна – ординарной флюидодинамической системой».

Состояние флюидодинамической системы характеризуется параметрами температурой, давлением, объемом и массой [Запывалов, Попов, 2003]. Соотношения этих параметров определяют динамику системы, интенсивность генерации и насыщения углеводородами, направление миграции флюидов, формирование и фазовый состав залежей.

Другая группа исследователей впервые провела районирование соседней территории Нижневартковского Приобья на три крупные флюидодинамические зоны [Нестеров, Харахинов, Семянов, Шленкин, Глебов, 2006]. Однако, по нашему мнению, среди критериев районирования они преувеличили роль зависимости активности флюидодинамических процессов от степени дезинтегрированности юрско-меловых комплексов.

В нашем понимании углеводородсодержащие флюидодинамические системы (ФДС)– это часть геологического пространства осадочного бассейна, вмещающая нефтегазоносные комплексы с углеводородсодержащими флюидами и ограниченная: снизу - кровлей фундамента осадочного чехла, сверху - земной поверхностью, по периферии - границей максимального погружения впадин, окружающих поднятия разных рангов, либо - разломами, приближенными к этой границе.

Положительным структурам и окружающим их нефтегазосборным территориям (НГСТ), в зависимости от размеров, соответствуют ФДС различных рангов.

В составе углеводородосодержащих ФДС выделяются: очаги наиболее интенсивной генерации, зоны транзита и зоны аккумуляции УВ (рис. 5).

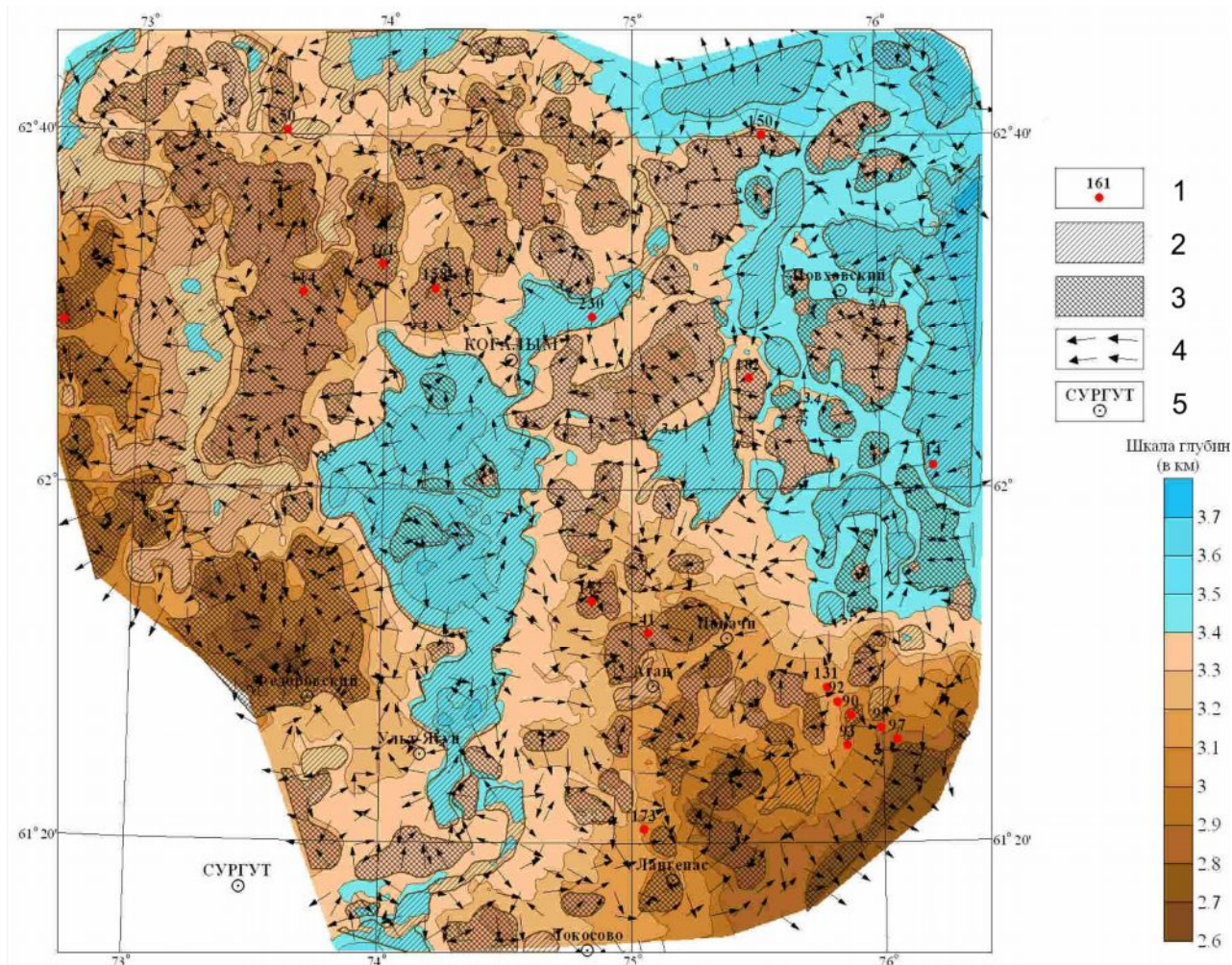


Рис. 5. Очаги генерации и зоны аккумуляции углеводородов в нижних горизонтах осадочного чехла

1 – скважины, вскрывшие фундамент; 2 – очаги наиболее интенсивной генерации углеводородов; 3 – зоны аккумуляции углеводородов; 4 – направления движения флюидов; 5 – населенные пункты.

Генерация жидких и газообразных УВ в породах осадочных горизонтов чехла происходит по мере нарастания катагенеза с увеличением глубины залегания повсеместно и имеет площадной характер. Однако интенсивность генерации УВ неодинакова по площади, что обусловлено неравномерностью распределения суммарных толщин отложений нижних горизонтов осадочного чехла, содержаний и типов ОВ и термодинамических условий, в которых оно находится.

Очаги наиболее интенсивной генерации УВ в породах нижних горизонтов осадочного чехла, как правило, располагаются в пределах депрессий и соответствуют их размерам.

Наиболее крупные очаги генерации УВ располагаются в отрицательных структурах первого порядка. Самый обширный из них – в центральной части Ярсомовского прогиба. Средние по размерам очаги генерации УВ приурочены к впадинам второго порядка, мелкие - к впадинам третьего порядка.

Зоны транзита УВ занимают промежуточное положение между очагами наиболее интенсивной генерации и аккумуляции УВ. В зависимости от положения в пространстве зоны транзита могут быть *латеральными* и *вертикальными*.

Латеральные зоны транзита располагаются на склонах структур. В их пределах, в песчаных пластах под глинистыми экранами УВ латерально мигрируют в водной среде в направлении сводов положительных структур. Латеральная миграция может переходить в вертикальную.

Вертикальные зоны транзита связаны с разломами, трещиноватостью, выклиниванием и опесчаниванием покровов.

Движущей силой вертикального и латерального (с вертикальной составляющей) перемещения жидких УВ является сила всплывания за счет их меньшей плотности по сравнению с плотностью пластовых вод. В термодинамических условиях базальных горизонтов осадочного чехла рассматриваемой территории, газообразные УВ мигрируют, преимущественно, в водорастворенной форме.

Зоны аккумуляции УВ формируются, как правило, в антиклинальных ловушках, приуроченных к сводам положительных структур, реже - на склонах, в структурных и литологических ловушках. Размеры зон аккумуляции соответствуют размерам структур. Например, крупная Тевлинско-Русскинская зона занимает структуру 2-го порядка. Она подпитывается УВ из очагов генерации в окружающих Западно-Ягунском, Южно-Ягунском и Восточно-Вэнглинском прогибах.

Ранжирование флюидодинамических систем на основе латеральной миграции

На исследуемой территории, в соответствии с размерами положительных структур и окружающих их НГСТ, выделяются ФДС трех рангов: региональные, зональные и локальные (рис. 6).

Региональные ФДС. Западную и юго-западную часть рассматриваемой территории занимает наиболее крупная ФДС 1-го ранга - Сургутская, с зонами аккумуляции УВ, приуроченными к положительным структурам Сургутского свода – Вэнглинскому

структурному мысу, Тевлинскому валу, Ягунскому и Федоровскому куполовидному поднятиям.

На юго-востоке территории выделяется крупная Нижневартовская ФДС, с зонами аккумуляции УВ, локализованными на положительных структурах Покачевского куполовидного поднятия и Северо-Покурского структурного мыса Нижневартовского свода.

Третья по величине - Северо-Вартовская ФДС, располагается на северо-востоке, в пределах Северо – Вартовской террасы.

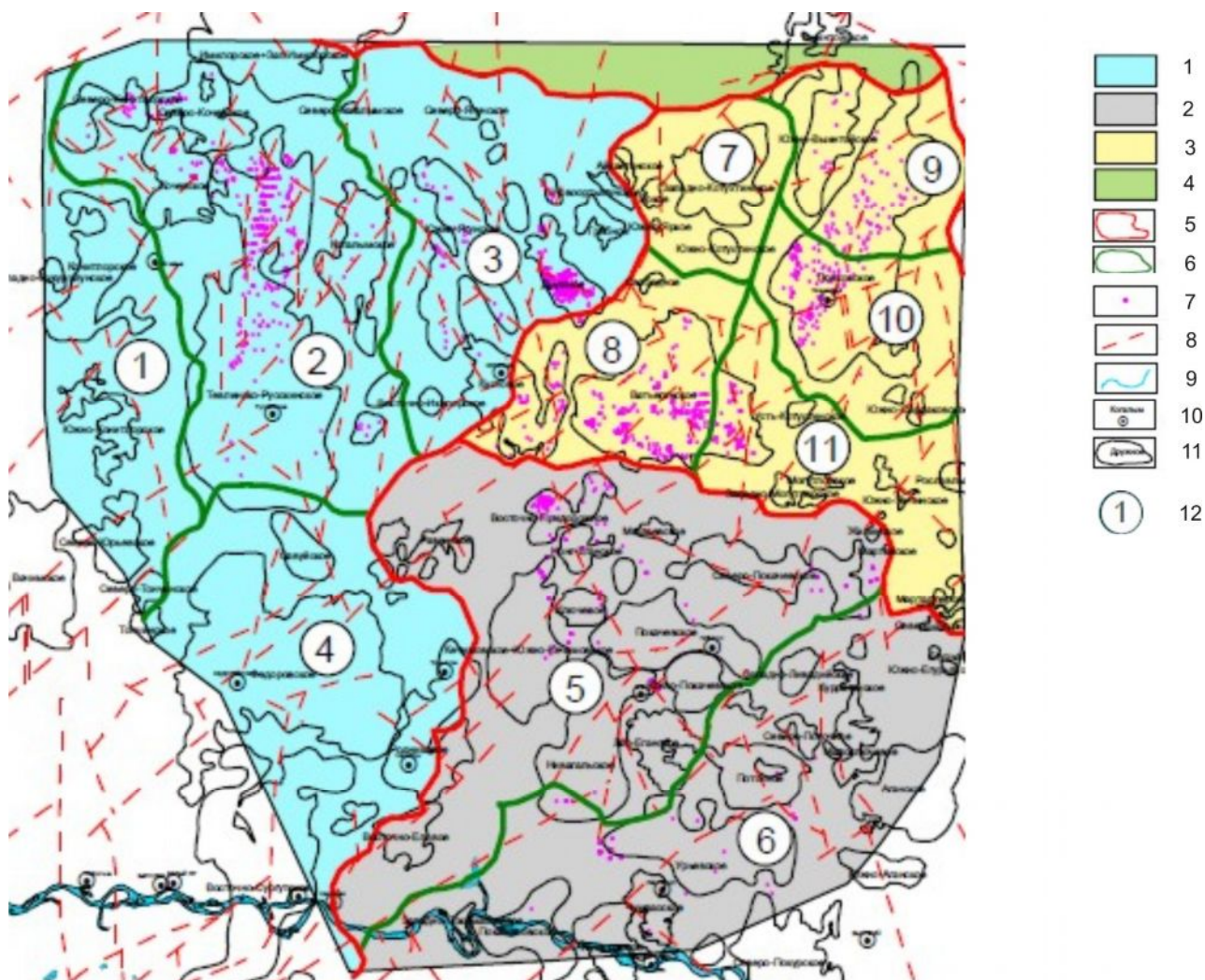


Рис. 6. Флюидодинамические системы центральной части Среднеобской нефтегазоносной области

Региональные флюидодинамические системы: 1 – Сургутская, 2 – Нижневартовская, 3 – Северо-Вартовская; 4 – Имилорско-Выинтойская; границы между флюидодинамическими системами: 5 – региональными; 6 – зональными; 7 – высокодебитные скважины с притоками нефти >25 т/сут.; 8 – разломы; 9 – река Обь; 10 – населенные пункты; 11 – контуры месторождений; 12 – зональные флюидодинамические системы (цифры в кружочках): 1 – Вэнглинская; 2 – Тевлинская; 3 – Ягунская; 4 – Федоровская; 5 – Покачевская; 6 – Северо-Покурская; 7 – Котухтинская; 8 – Ватьеганская; 9 – Северо-Повховская; 10 – Южно-Повховская; 11 – Янчинская.

Вдоль северной границы территории деятельности ООО «Лукойл – Западная Сибирь» протягивается южная часть Имилорско-Винтовой региональной ФДС.

Очаги наиболее интенсивной генерации УВ, питающие региональные ФДС располагаются в прилегающих депрессиях Ярсомовского и Западно-Вэнгапурского мегапрогибов, Северо-Вартовской и Северо-Сургутской ступеней.

Зональные ФДС являются частями региональных. Входящие в их состав очаги наиболее интенсивной генерации УВ располагаются в отрицательных структурах 1-го и 2-го порядка, зонами аккумуляции для них являются, как правило, положительные структуры 2-го порядка.

В составе Сургутской региональной ФДС выделяются: Вэнглинская, Тевлинская, Ягунская и Федоровская зональные ФДС.

В составе Нижневартовской региональной ФДС выделяются: Покачевская и Северо-Покурская зональные ФДС.

В составе Северо-Вартовской региональной ФДС выделяются зональные: Котухтинская, Ватьеганская, Северо-Повховская, Южно-Повховская и Янчинская.

Локальные ФДС входят в состав зональных. Оконтуриваются границами элементарных нефтегазосборных территорий. Входящие в состав локальных ФДС очаги интенсивной генерации УВ располагаются в отрицательных структурах, окружающих положительные структуры 3-го порядка, являющиеся зонами аккумуляции.

Вертикальные зоны транзита флюидодинамических систем

Смена латеральной миграции УВ на вертикальную пространственно связана с потерей флюидоупорами экранирующих свойств в связи с дизъюнктивной тектоникой, опесчаниванием или выклиниванием покровов на контактах с выступами фундамента.

Вертикальные зоны транзита, особенно, если они пространственно связаны с разломами и трещиноватостью пород, представляют большой практический интерес в местах сочленения с зонами аккумуляции. Как правило, здесь значительно улучшаются коллекторские свойства и, поэтому, эксплуатационные скважины на этих участках залежей являются наиболее высокодебитными. Часто высокодебитные скважины на месторождениях трассируют линейные зоны разломов и трещиноватости.

Дизъюнктивные нарушения и зоны ухудшения экранирующих свойств, связанные с выклиниванием и опесчаниванием глинистых горизонтов – левинского, тогурского и лайдинского показаны на рис. 7.

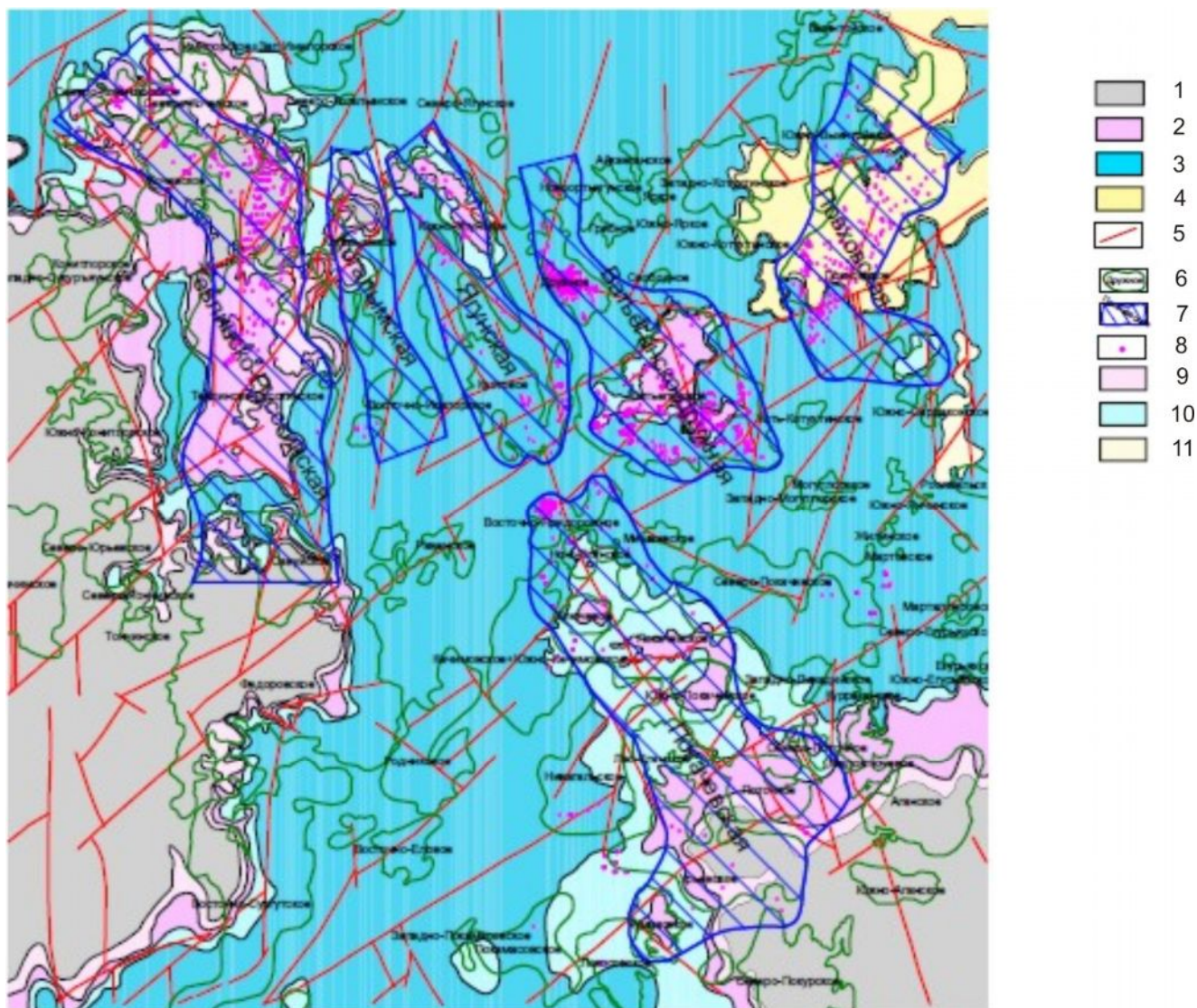


Рис. 7. Схема распространения вертикальных зон транзита

Территории распространения: 1 – леонтьевского экрана; 2 – леонтьевского и лайдинского экранов; 3 – леонтьевского, лайдинского и тогурского экранов; 4 – леонтьевского, лайдинского, тогурского и левинского экранов; 5 – разрывные нарушения; 6 – контуры месторождений; 7 – зоны высокодебитных коллекторов в неокомских и верхнеюрских отложениях; зоны выклинивания экранов; 8 – высокодебитные скважины с притоками нефти >25 т/сут.; 9 – лайдинского; 10 – тогурского; 11 – левинского.

Левинский экранирующий горизонт нижней юры распространен на северо-востоке исследуемой территории, в пределах Западно-Вэнгапурского мегапрогиба и Северо-Вартовской террасы. Перекрывает преимущественно песчаные отложения зимнего горизонта, залегающего на максимальных глубинах более 3.5 км. Полоса выклинивания левинского горизонта, шириной 0.5-3.0 км, примыкающая к выступам фундамента (на рис. 7 светло-желтого цвета) трассирует основание вертикальной зоны транзита УВ, восходящих из коллекторов зимнего горизонта в песчаники шараповского горизонта под тогурскую покрывку. Они могут подпитывать залежи вышележащих юрских и меловых НГК на

Западно-Котухтинском, Южно-Котухтинском, Южно-Вьинтойском и Повховском месторождениях.

Тогурский экранирующий горизонт нижней юры распространен на площади, занимающей не менее 60% исследуемой территории, включающей Ярсомовский прогиб и все отрицательные структуры II порядка: Восточно-Вэнглинский, Западно-Ягунский, Южно-Грибной, Южно-Ягунский, Еловый и Южно-Ватьеганский прогибы. Перекрывает алевролиты - песчаные отложения шараповского горизонта, залегающего на разных участках территории на глубинах от 3250 до 3350 м. Lentovidnye зоны снижения экранирующих свойств тогурского горизонта (на карте серо-синего цвета) являются основанием вертикальных зон транзита УВ, дренирующих коллектора шараповского горизонта. Ширина зон на участках выклинивания меняется от 1 до 5 км. В местах опесчанивания и повышенной трещиноватости она увеличивается до 25 км и более. В зонах снижения экранирующих свойств тогурской покрышки, примыкающей к выступам фундамента, УВ поднимаются через проницаемые породы надояхского горизонта под лайдинскую покрышку.

Эти вертикальные зоны транзита подпитывают залежи нефти в юрских и неокомских отложениях на Северо-Конитлорском, Конитлорском, Южно-Конитлорском, Северо-Кочевском, Когалымском, Южно-Ягунском, Ватьеганском, Тевлинско-Русскинском, Савуйском, Лас-Еганском, Ключевом, Покачевском, Нивагальском, Поточном, Северо-Поточном, Малоключевом и Урьевском месторождениях.

Лайдинский экранирующий горизонт средней юры имеет более широкое распространение, чем тогурский. Зоны его выклинивания (на рис. 7 – извилистые полосы светло-сиреневого цвета), шириной от 1 до 5-7 км, прослеживаются на западе территории, на склонах Вэнглинского с.м., Тевлинского вала и Федоровского к.п. на глубинах 3150-3200 м и на юго-востоке территории - на склоне Северо-Покурского с.м. - на глубинах 2900-2950 м. В зонах выклинивания лайдинского экрана УВ, генерированные подстилающими отложениями подпитывают юрские и меловые залежи Северо-Конитлорского, Конитлорского, Северо-Кочевского, Кочевского, Когалымского, Тевлинско-Русскинского, Лас-Еганского, Поточного и Урьевского месторождений.

Картирование зон разломов и трещиноватости, которые могли служить каналами вертикальной миграции флюидов, проводилось для зоны контакта доюрского фундамента и базальных отложений чехла по данным сейсмических и гравиметрических исследований. Для вышележающих продуктивных горизонтов учитывались также:

а) притоки нефти более 25 т. в сутки из 948 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин;

б) кривизна кровли баженовской свиты и пласта БС-10 (предполагалось, что интенсивность трещиноватости коллекторов пропорциональна кривизне поверхностей);

в) материалы дешифрирования космических снимков.

Прогноз зон высокодебитных коллекторов

Зоны высокодебитных коллекторов (ЗВДК) прогнозировались с учетом данных по притокам нефти, градиентов структурных поверхностей и разломов, выделенных различными методами.

Всего было выделено шесть крупных ЗВДК: Тевлинско-Русскинская, Когалымская, Ягунская, Вать-Еганско-Дружная, Повховская и Покачевская (см. рис. 7). Все они приурочены к одноименным месторождениям или к группе месторождений и контролируются соответствующими флюидодинамическими системами, пространственно связанными с дизъюнктивными нарушениями и зонами ухудшения экранирующих свойств глинистых горизонтов – левинского, тогурского и лайдинского нижнесреднеюрских отложений, служившими транзитными путями, по которым происходили вертикальные перетоки УВ в верхнеюрские и меловые отложения. Наиболее четко эта пространственная связь подтверждается на Вать-Еганском месторождении. Здесь большая часть из 240 скважин с дебитами нефти более 25 т/сут. расположена в зоне ухудшения экранирующих свойств тогурского горизонта, окружающей выступ фундамента.

Выводы

Моделирование флюидодинамических систем позволило выделить в нижних горизонтах осадочного чехла Широтного Приобья очаги генерации, зоны транзита и аккумуляции УВ, ранжировать ФДС в соответствии с их размерами, сделать прогноз зон высокодебитных нефтенасыщенных коллекторов в основных продуктивных горизонтах.

Литература

Бостриков О.И., Фомичев А.С. Распределение и катагенез органического вещества нижнеюрских отложений Западной Сибири //Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. - С. 84-91.

Зативалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2003. - 198 с.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. - 249 с.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134с.

Леворсен А. Геология нефти и газа. - М.: Мир, 1970. - 639 с.

Нестеров В.Н., Харахинов В.Н., Семянов А.А., Шленкин С.И., Глебов А.Ф. Геологическая доразведка нефтяных месторождений Нижневартовского Приобья. - М.: Научный мир, 2006. - 192 с.

Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-геофизическая сущность и механизмы метасоматоза. - Новосибирск: Наука, 1973. – 356 с.

Потрясов А.А., Скачек К.Г., Ларичев А.И., Л.В.Смирнов, Бостриков О.И., Фомичев А.С., Девятков В.П., Еханин А.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность зон дезинтеграции пород фундамента Широкого Приобья (территория деятельности ТПП «Когалымнефтегаз») /Под ред. Карасева В.И., Ахпателова Э.А., Волкова В.А //Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - сб. материалов восьмой научно-практической конференции. - Ханты-Мансийск, 2005. - Т. 1. - С. 129-140.

Скачек К.Г., Мордвинцев М.В., Ларичев А. И., Бостриков О.И., Фомичев А.С. Геодинамический подход к оценке ресурсов УВ в приконтактной зоне осадочного чехла и доюрского основания в Широтном Приобье объемно-генетическим методом //Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – сб. материалов второй международной конференции (Москва, 19-21 октября 2004). - М., 2004. - Т.2. - С. 176-178.

Скачек К.Г., Гарифулин И.И., Валеев Р.А. Особенности геологического строения Кочевской генерационно-аккумуляционной зоны /Под ред. Карасева В.И., Шпильмана А.В., Волкова В.А. //Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Сб. материалов девятой научно-практической конференции. - Ханты-Мансийск, 2006. – Т.2. - С. 5-14.

Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. - М.: ГЕОС, 1999. 76 с.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна : Дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.09 Новосибирск, 2005 - 351 с. РГБ ОД, 71:06-4/24© Научная электронная библиотека, 2003-2009. info@lib.ua-gu.net

Рецензент: Вялов Владимир Ильич, доктор геолого-минералогических наук.

Skachek K.G.

TPP Kogalymneftegaz, Kogalym, Russia, KSkachek@kng.lukoil.com

Larichev A.I., Bostrikov O.I., Gritsenko S.A., Vidik S.V.

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (FGUP VSEGEI), St. Petersburg, Russia, Oleg_Bostrikov@vsegei.ru

FLUID-DYNAMIC SIMULATION IN THE SEDIMENTARY COVER LOWER HORIZONS OF THE SREDNEOB PETROLEUM REGION, WESTERN SIBERIA

The existence of fluid-dynamic systems in Jurassic and Cretaceous deposits of the Sredneob petroleum region central part, Western Siberia, is substantiated. For this propose the scale of oil and gas formation is assessed in the sedimentary cover lower horizons, the kitchens of intensive hydrocarbon generation and also the lateral and vertical transit zones and the zones of hydrocarbon accumulation are determined. Regional, zonal and local fluid-dynamic systems are identified. Based on the data on oil inflows, the distribution of disjunctive dislocations and the zones of pinching out of regional seals the forecast of distributing the high-output oil-saturated reservoir rocks in main productive horizons is performed.

Key words: *Western Siberia, Sredneob oil-and-gas region, scale of oil-and-gas formation, fluid-dynamic systems, forecast of high-output reservoirs.*

References

Bostrikov O.I., Fomičev A.S. Raspredelenie i katagenez organičeskogo vešestva nižneŭrskih otloženij Zapadnoj Sibiri //Geologija i neftegazonosnost' trias-sredneŭrskih otloženij Zapadnoj Sibiri. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1991. - S. 84-91.

Zapivalov N.P., Popov I.P. Flúidodinamičeskie modeli zalezěj nefi i gaza – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial "Geo", 2003. - 198 s.

Kontorovič A.Ė. Geohimičeskie metody količestvennogo prognoza neftegazonosnosti. - M.: Nedra, 1976. - 249 s.

Kurčikov A.R., Stavickij B.P. Geotermiâ neftegazonosnyh oblastej Zapadnoj Sibiri. – M.: Nedra, 1987. – 134s.

Levorsen A. Geologija nefi i gaza. - M.: Mir, 1970. - 639 s.

Nesterov V.N., Harahinov V.N., Semánov A.A., Šlenkin S.I., Glebov A.F. Geologičeskaâ dorazvedka nefťanyh mestoroždenij Nižnevartovskogo Priob'â. - M.: Naučnyj mir, 2006. - 192 s.

Pospelov G.L. Paradoksy, geologo-geofizičeskaâ sušnost' i mehanizmy metasomatoza. - Novosibirsk: Nauka, 1973. – 356 s.

Potrâsov A.A., Skaček K.G., Laričev A.I., L.V.Smirnov, Bostrikov O.I., Fomičev A.S., Devátov V.P., Ehanin A.E. Geologičeskoe stroenie i neftegazonosnost' zon dezintegracii porod fundamenta Širotnogo Priob'â (territoriâ deâtel'nosti TPP «Kogalymneftegaz») /Pod red. Karaseva V.I., Ahpatelova Ė.A., Volkova V.A //Puti realizacii neftegazovogo potenciala HMAO. - sb. materialov vos'moj naučno-praktičeskoj konferencii. - Hanty-Mansijsk, 2005. - T. 1. - S. 129-140.

Skaček K.G., Mordvincev M.V., Laričev A. I., Bostrikov O.I., Fomičev A.S. Geodinamičeskij podhod k ocenke resursov UV v prikontaktnoj zone osadočnogo čehla i doŭrskogo osnovaniâ v Širotnom Priob'e ob'emno-genetičeskim metodom //Geodinamika neftegazonosnyh bassejnov. – sb. materialov vtoroj meždunarodnoj konferencii (Moskva, 19-21 oktâbrâ 2004). - M., 2004. - T.2. - S. 176-178.

Skaček K.G., Garifulin I.I., Valeev R.A. Osobennosti geologičeskogo stroeniâ Kočevskoj generacionno-akkumulâcionnoj zony /Pod red. Karaseva V.I., Špil'mana A.V., Volkova V.A. //Puti realizacii neftegazovogo potenciala HMAO. Sb. materialov devâtoj naučno-praktičeskoj konferencii. - Hanty-Mansijsk, 2006. – T.2. - S. 5-14.

Sokolov B.A., Ablâ Ė.A. Flúidodinamičeskaâ model' neftegazoobrazovaniâ. - M.: GEOS, 1999. 76 s.

Fomin A.N. Katagenez organičeskogo vešestva i neftegazonosnost' mezozojskih (ŭra, trias) i paleozojskih otloženij Zapadno-Sibirskogo megabassejna : Dis. ... d-ra geol.-mineral. nauk: 25.00.09 Novosibirsk, 2005 - 351 s. RGB OD, 71:06-4/24© Naučnaâ èlektronnaâ biblioteka, 2003-2009. info@lib.ua-ru.net.

© Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Гриценко С.А., Видик С.В., 2010