

**ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПОИСКОВОЙ И НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ
ГИДРОГЕОЛОГИИ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ МЕГАБАСЕЙНЕ**
STAGES OF DEVELOPMENT OF OIL EXPLORATION AND OIL FIELD
HYDROGEOLOGY IN THE WEST SIBERIAN MEGABASIN

В. М. Матусевич, Т. В. Семенова

V. M. Matusевич, T. V. Semenova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: гидрогеологические исследования; палеогидрогеологический анализ;
утилизация промышленных стоков; пропущенные нефтяные залежи*

*Key words: hydrogeological investigations; paleo hydrogeological analysis;
utilization of industrial wastewater; missed oil deposits*

Несмотря на то, что в последние десятилетия акценты актуальности проблем нефтегазовой гидрогеологии сместились в область нефтегазопромысловой и экологической гидрогеологии, проблемы классической нефтепоисковой и нефтепромысловой гидрогеологии не потеряли своего бывшего значения.

Проведенные сорокалетние палеогидрогеологические, гидрогеохимические и нефтегазопромысловые гидрогеологические исследования, можно разделить на несколько этапов, находящихся между собой в логической связи познания недр гигантской природной лаборатории, каковой является Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн (ЗСМБ).

I этап (1965–1971 гг.). Проведен палеогидрогеологический анализ и широко-масштабные гидрогеохимические исследования с изучением микроэлементов и органического вещества подземных вод для всей территории ЗСМБ [1]. В результате были впервые реконструированы гидрогеологические условия от нижней юры до неогена, обоснованы территории, благоприятные для нефтегазообразования, определены зоны максимального нефтегазонакопления. В конце первого этапа произведена коррекция трех гидрогеологических зон: краевой, внешней и внутренней, которые были значительно конкретизированы по гидрогеохимическим данным (рис. 1).

Важнейшими результатами гидрогеохимических исследований следует считать выявление регионального и локального гидрогеохимического фона, а также водных ореолов рассеяния микроэлементов и органических веществ в законтурной зоне нефтяных и газовых залежей [1]. Все это позволило разработать количественные гидрогеохимические критерии регионального и локального прогноза нефтега-

зональности и оценить в этом отношении отдельные территории мегабассейна, которые не всегда совпадали с прогнозами геологов, что отмечено, в частности, для Тобольско-Уватского района. И только в конце 80-х – начале 90-х годов XX века наши прогнозы подтвердились открытием в этом районе нескольких нефтяных месторождений, вошедших в «Уватский проект» правительства Тюменской области.

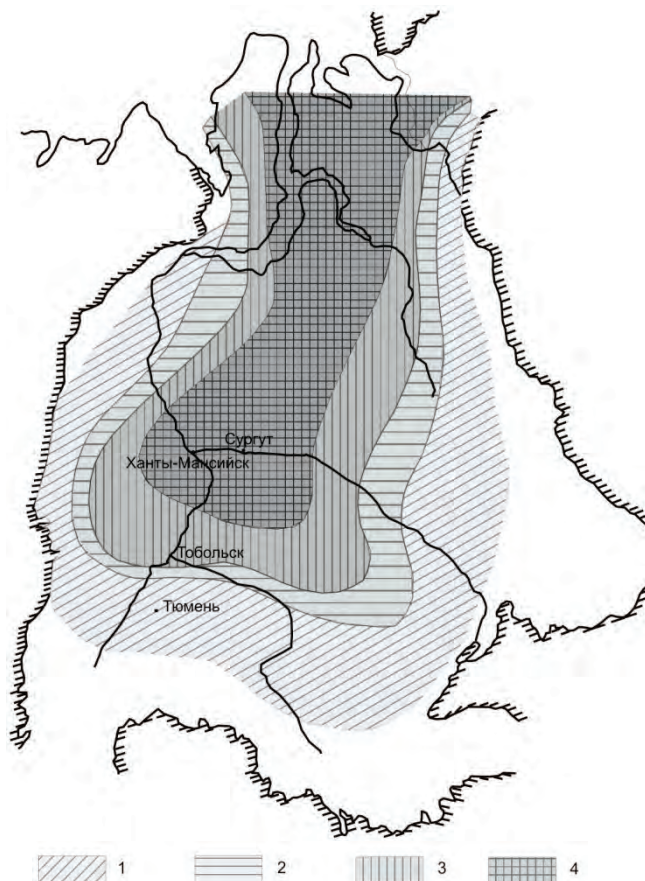


Рис. 1. Прогнозная гидрогеохимическая карта Западно-Сибирского мегабассейна [1]. Зоны с различным содержанием воднорастворенных органических веществ и степенью перспективности на нефть и газ: 1— неперспективная (органические кислоты менее 0,1 г/л, бензол отсутствует, люминесцирующие представлены преимущественно гумусовой фракцией); 2 — малоперспективная (органические кислоты менее 0,1– 0,5 г/л, бензол менее 0,05– 0,5 мг/л, преобладает гумусовая фракция); 3 —перспективная (органические кислоты 0,5– 1,0 г/л, бензол менее 0,05– 0,5 мг/л, фракция нейтрального битума 10–40 %, повышенные концентрации микроэлементов); 4 — весьма перспективная (органические кислоты более 1,0 г/л, бензол 0,05– 1,0 мг/л и более, преобладают нейтральная и кислая фракции битумов, повышенные концентрации микроэлементов)

II этап (1972–1984 гг.). В этот период проводился детальный анализ интервалов разреза, по которым были получены «ореольные» гидрогеохимические показатели в сравнении с результатами поисково-разведочных работ. Были выявлены «пустые» интервалы по данным разведки, которые впоследствии нефтяными компаниями стали называться «пропущенные залежи».

Для выявления «пропущенных залежей» необходимо иметь по каждой пробе, анализируемой воды всю совокупность гидрогеохимических показателей. С целью повышения достоверности прогноза локальный фон микроэлементов и воднорастворенных

творенного органического вещества для различных нефтегазоносных районов и гидрогеологических комплексов с учетом нового геологического и геохимического материала периодически пересматривается. Статистические данные свидетельствуют о том, что ошибка прогноза уменьшается с увеличением числа показателей, участвующих в распознавании. Гидрогеохимический метод позволяет прогнозировать залежи жидких углеводородов по результатам исследований материалов первых скважин по каким-либо причинам, не давшим при испытании притоков углеводородов (удалены на 1–3 км от скопления, получение воды в присводовых и сводовых частях залежей и т. д.) [2].

В 70–90-е гг. на основе гидрогеохимических данных по различным районам ЯНАО нами положительно оценены более 400 объектов (интервалов разреза, вскрытых глубокими скважинами и давших притоки воды). Как показал анализ, из общего числа оцененных объектов на 52 были проведены буровые работы или дополнительное опробование ранее не испытанных пластов. На 48 из них выявлены залежи углеводородов. Новые залежи углеводородов были выявлены:

- нефтяные — на Салекапском (БУ₁₀), Западно-Тамбейском (ТП₁₉), Парусовом (БУ₁₃), Восточно-Янгтинском (тюменская свита), Усть-Харампурском (БП₁₂⁰), Ярайнерском (Ю₁¹) месторождениях;
- нефтегазовые — на Холмистом (Ю₁¹), Пяяхинском (БУ₁₃), Западно-Пурпейском (БП₄), Комсомольском (средняя юра), Восточно-Тарасовском (БП₆);
- нефтегазоконденсатные — на Холмистом (ПК₁₈), Харампурском (Ю₁¹, средняя юра), Пяяхинском (БУ₁₈), Геологическом (БТ₁₀), Восточно-Тазовском (БТ₉), Западно-Таркосалинском (БП₉, БП₁₀), Северо-Уренгойском (БУ₁₀);
- газоконденсатные — на Восточно-Мессояхском (МХ₃), Малыгинском (ТП₁₈), Тасийском (ТП₁₂), Южно-Геологическом (БТ₉), Тазовском (нижнесреднеюрские отложения), Западно-Таркосалинском (БП₂₋₃, БП₁₁, БП₁₂), Усть-Ямсовейском (БУ₁₅), Самбургском (БУ₁₂), Юрхаровском (БУ₉), Северо-Уренгойском (БУ₇).

Кроме того выявлен ряд газовых скоплений: на Восточно-Мессояхском (ПК₂₀, ПК₂₁), Каменномысском (ТП₁) и др.

Эти результаты являются убедительным доказательством высокой эффективности гидрогеохимического метода при обосновании нефтегазоносности различных объектов как при оперативном анализе геолого-геохимических материалов, так и при составлении долгосрочных планов поисково-разведочных работ. Из общего числа объектов (401), охарактеризованных гидрогеохимическими данными и положительно оцененных, по территории ЯНАО исключено 48 объектов (в их пределах выявлены залежи углеводородов). Таким образом, в качестве перспективных для поисков новых скоплений углеводородов рекомендуется 353 объекта. Как показывает опыт, уже в определенной мере изученные площади и интервалы разреза являются своеобразным резервом прироста запасов нефти, газа и конденсата [2]. В этой связи вопросы доизучения разрезов, вскрытых глубокими скважинами, приобретают важное практическое значение. Существенным достоинством гидрогеохимического метода прогноза является возможность превращения скважин, давших притоки воды в источник весьма результативной дополнительной информации. Систематическая реализация гидрогеохимического метода оценки нефтегазоносности, несомненно, позволит более обоснованно решать задачи поиска новых скоплений углеводородов, критически оценивать результаты выполненных поисково-разведочных работ, своевременно вносить изменения и дополнения в планы обоснования перспектив нефтегазоносности объектов как в пределах уже освоенных, так и новых территорий.

III этап (1984–2000 гг.) связан с переосмыслением и перестройкой научных представлений о строении ЗСМБ и происходящих в нем процессах на основе геодинамической модели Западно-Сибирской плиты. В материалах XXVII сессии ме-

ждународного геологического конгресса опубликована новая 3-х резервуарная схема строения ЗСМБ с выделением самостоятельных наложенных друг на друга гидрогеологических бассейнов: кайнозойского, мезозойского и палеозойского и шести гидрогеологических комплексов.

Совокупность геодинамической модели и линеamentной схемы, полученной на основе дешифрирования космических снимков, позволили нам сделать вывод о том, что тектонические мегаблоки фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы «просвечивают» в осадочный чехол (мезозойский гидрогеологический бассейн), где с ними связаны три основных типа природных водонапорных систем (по А. А. Карцеву): инфильтрационная, элизионная литостатическая и элизионная геодинамическая. Последняя нами подразделена на компрессионную (со сверхгидростатическими пластовыми давлениями — до 2,15 превышения) и депрессионную, в которой широко развиты субгидростатические пластовые давления (до 0,8 гидростатического).

Детальное изучение гидрогеологических условий, позволило проследить историю развития природных водонапорных систем, более достоверно обосновать перспективы нефтегазоносности рассматриваемой территории и оптимизировать процессы разработки нефтяных месторождений.

IV этап (2001–2010 гг.). Этот период связан с интенсификацией добычи нефти и ужесточением закона о недропользовании. Нефтяные компании обратились, наконец, к результатам гидрогеохимических исследований 60–90-х гг. XX века, и как указывалось выше, на 48 из 52 разбуренных объектах были выявлены залежи нефти только по Ямало-Ненецкому автономному округу, где всего нами предложено к переоценке более 400 объектов (интервалов разреза, вскрытых глубокими скважинами и давших притоки воды с «ореольными» гидрогеохимическими показателями). Аналогичная картина наблюдается и по Ханты-Мансийскому автономному округу, где в настоящее время проводится перепроверка «пропущенных» залежей.

Анализ материалов по бурению и испытанию глубоких и сверхглубоких скважин (Кольская, Тюменские СГ-6 и СГ-7) позволили нам предложить модель структуры геофильтрационного поля в виде геофлюидальных систем и показать, что наряду с латеральными потоками в ЗСМБ широким развитием пользуются вертикальные флюидопотоки по системе динамически напряженных зон (ДНЗ) [3]. Одним из многих доказательств этого может служить карта глубинного подтока водных растворов, содержащих повышенные концентрации йода и брома в водоносные горизонты олигоцен-четвертичного возраста (рис. 2).

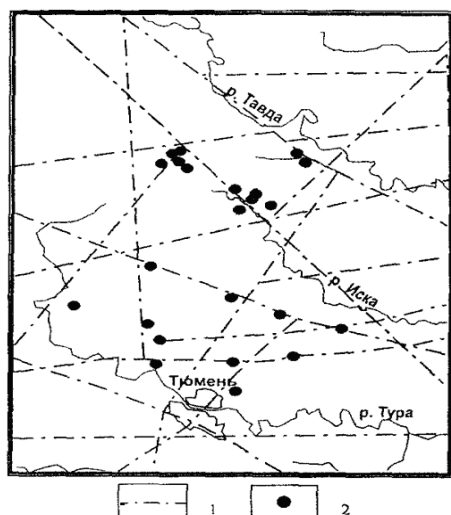


Рис. 2. Схема распределения повышенных концентраций йода и брома в подземных водах юго-западной части ЗСМБ:

*1 — тектонические нарушения, выделяемые при дешифрировании аэро- и космических снимков;
2 — участки с повышенным содержанием йода и брома в водах олигоцен-четвертичного гидрогеологического комплекса*

В эти же годы нами начаты нефтепромысловые исследования, связанные с выявлением источников обводнения залежей нефти и гидрогеологическим обоснованием использования в качестве агента заводнения в системах поддержания пластового давления подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса. Первая задача была успешно решена гидрогеохимическим методом: оценены коррелятивы пропорций смешения вод и определены источники формирования «языков» и конусов обводнения на Суторминском и Муравленковском месторождениях нефти.

Гидродинамические исследования и анализ геолого-геофизической информации позволил рекомендовать воды апт-альб-сеноманского комплекса в качестве агента заводнения, которые используются и в настоящее время.

Однако одной из основных проблем при заводнении нефтяных пластов, является оценка совместимости пластовых и закачиваемых вод. Для этого использовались различные методики (Стиффа — Девиса, Дебая — Гюккеля), а также термодинамическое моделирование физико-химических процессов в смешиваемых водах в рамках ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [4].

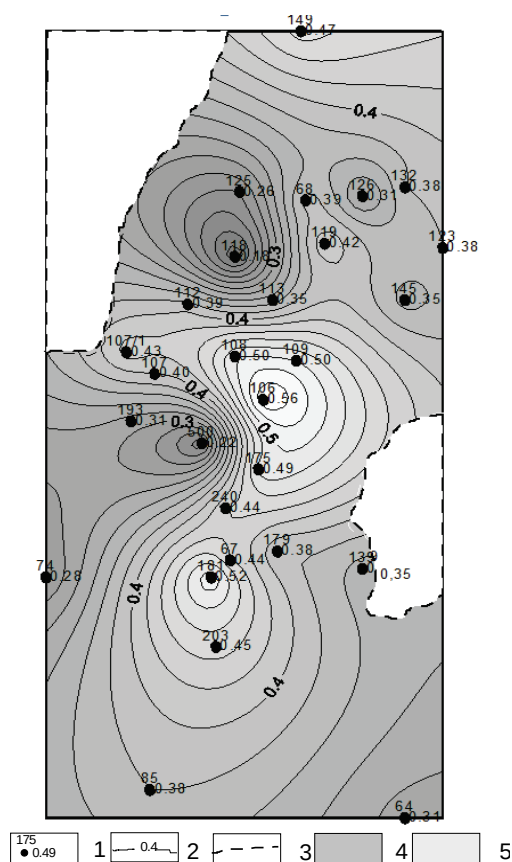


Рис. 3. Карта капиллярных давлений смешения в пласте А₄₁ Кальчинского нефтяного месторождения:

- 1 — буровые скважины, сверху номер скважины, справа — капиллярное давление;
- 2 — изолинии равных капиллярных давлений;
- 3 — внешний контур нефтеносности;
- 4 — участки с рекомендуемым заводнением;
- 5 — участки, где заводнение не рекомендуется

В результате проведенных автором расчетов было установлено, что минерализованные пластовые воды продуктивных пластов и закачиваемые (подтоварные) воды перенасыщены карбонатом кальция, поэтому возможно выпадение осадка. Проведенное термодинамическое моделирование на более 50 нефтяных месторождений ЗСМБ, показало, что на большинстве нефтяных месторождений пластовые и закачиваемые воды совместимы (за исключением некоторых месторождений Нижневартовского нефтегазоносного района).

Также на данном этапе большое внимание уделялось вопросам повышения нефтеотдачи продуктивных пластов и эколого-гидрогеологическим аспектам разработки нефтяных месторождений. В частности, на основе расчетов капиллярных давлений на Кальчинском месторождении даны рекомендации по применению оптимальной схемы заводнения на различных участках месторождения.

По результатам аналитических расчетов авторами построена карта капиллярных давлений начала вытеснения, возникающих на границах воды и нефти в поровом пространстве пласта А₄₁ Кальчинского месторождения [5]. Участки, на которых возможно формирование

языков обводнения вокруг крупнопоровых разностей пород коллекторов, охарактеризованы минимальными значениями капиллярных давлений (рис. 3).

Для предотвращения потерь нефти в заблокированных водой целиках на участках пониженных капиллярных давлений следует производить внутриконтурное заводнение, это позволит создать необходимые градиенты давлений для вытеснения нефти через капиллярные барьеры на стыках разнородных фаций. Не исключено, что на давно разрабатываемых методом заводнения месторождениях с преимущественно гидрофобными коллекторами, несколько восполнить потери нефти возможно путем перевода добывающих скважин, расположенных на участках минимальных капиллярных давлений, в нагнетательные.

Таким образом, априорные суждения о гидрофильности пород-коллекторов при составлении проектов разработки нефтяных месторождений Западной Сибири недопустимы. Присутствие в реальных условиях недр мегабассейна гидрофобных разностей нефтесодержащих пород обязывает избирательно подходить к применению метода заводнения. Особенно это касается районов нового освоения Тюменского региона, таких как Тобольский и Демьянский нефтеносные районы, где залежи недавно введены разработку. А это значит, что еще имеется возможность избежать обводнения залежей в гидрофобных породах [5].

V этап (2010–2015 гг.) связан с исследованиями по обоснованию захоронения протоктов нефтепромыслов («подтоварные» воды) в глубокие водоносные горизонты.

Подземное захоронение промышленных стоков широко применяется в Ямало-Ненецком (ЯНАО) и Ханты-Мансийском (ХМАО) автономных округах на таких месторождениях как Уренгойское, Заполярное, Ямбургское Пограничное, Холмогорское, Спорышевское и др. [6]. Проведенный авторами анализ геологического строения и гидрогеологических условий нефтегазоносных районов Западной Сибири показал, что оптимальным объектом утилизации излишков подтоварных вод является апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс (покурская и алымская свиты).

Поглощающий комплекс надежно изолирован от вышележащих водоносных комплексов и открытых водоемов региональным глинистым водоупором кузнецовской-люлинворской свит и толщей многолетнемерзлых пород. В подошве эксплуатационный объект ограничен регионально выдержанной пачкой глин сангопайской свиты, а высокие коллекторские свойства песчаных пород обеспечивают высокую приемистость скважин.

В настоящее время утилизация промышленных стоков является природоохранным мероприятием, так как решает две задачи: обезвреживание стоков и частичное восполнение снижающегося пластового давления в результате отбора подземных вод для целей ППД.

Однако подземное захоронение сточных вод, являясь природоохранным мероприятием, может нанести ущерб окружающей среде и недрам при несоблюдении норм проектирования, строительства и эксплуатации полигонов подземного захоронения сточных вод. Особого внимания в этой связи заслуживают нагнетательные и наблюдательные скважины, а также сооружения по сбору и транспортировке утилизируемых вод.

Охрана недр и окружающей среды при подземном захоронении сточных вод предусматривает проведение комплекса мероприятий, направленных на предотвращение разливов и утечек утилизируемых вод в системе их сбора, подготовки и транспортировки, приводящих к поверхностному загрязнению почвогрунтов, открытых водоемов и подземных вод верхних водоносных горизонтов [7].

Необходимой мерой для охраны подземных вод верхних питьевых водоносных горизонтов является создание зон санитарной охраны вокруг сооружений по подземному захоронению сточных вод.

Проведенные расчеты контура и площади растекания промышленных стоков на нефтяных месторождениях Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов показали, что загрязнение пластовых вод подтоварными происходит, главным образом, в пределах объекта утилизации (апт-альб-сеноманский гидро-геологический комплекс), размеры области возможного загрязнения в плане незначительны.

Однако этот вариант, на первый взгляд, представляющийся наиболее удобным, может оказаться роковым для освоения Западно-Сибирского региона. Основания к этому следующие.

Ввиду существования блоковой дифференциации геофлюидальных систем (ГФС), закачиваемые в недра жидкости будут поступать не в матричные элементы структуры гидросферы, где бы они «запечатывались» в них навека, как хотелось бы ожидать. Напротив, инородные жидкости будут в основном концентрироваться в межблоковых элементах, то есть в более проницаемых подвижных каналах фильтрации, рассекающих и коллекторы и так называемые водоупоры. В процессе быстропотекающих эволюций гидрогеодинамического поля (ГГД), закачиваемые жидкости будут в полном объеме неизбежно вытесняться в направлении от областей сжатия, то есть вверх по разрезу, в сторону минимального геостатического давления, попутно отравляя горизонты как минерализованных, так и пресных подземных вод. Разбавление же их природными подземными водами по пути транспортировки вверх по разрезу фактически не произойдет по причине незначительной доли объема боковых каналов фильтрации в общей массе водонасыщенных пород (матриц). В свете вышеизложенного возникает необходимость углубленного исследования особенностей взаимообусловленности ГФС и ГГД, важных в теоретическом и прикладном аспектах.

Список литературы

1. Матусевич В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – М.: Недра. – 1976. – 157с.
2. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н., Семенова Т. В. Микроэлементы подземных вод в решении фундаментальных геологических проблем // Известия вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 1. – С. 5-14.
3. Матусевич В. М., Семенова Т. В., Шиверских И. А. Геодинамика водонапорных систем южной части Тюменского региона: материалы III Всероссийской конференции «Геология и нефтегазоносность ЗСМБ». – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ. – 2004. – С. 469-472
4. Семенова Т. В. Изменение ионно-солевого состава пластовых вод месторождений южных нефтегазоносных районов Тюменской области // Известия вузов. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 65-70.
5. Большаков Ю. Я., Матусевич В. М., Семенова Т. В. Использование данных о капиллярных давлениях для повышения нефтеотдачи при заводнении пластов на нефтепромыслах Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. – 2002. – № 1. – С. 10-14
6. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Захоронение сточных вод на нефтепромыслах Западной Сибири (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 6-10.
7. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Охрана подземных вод от загрязнения на полигонах закачки при захоронении промышленных сточных вод (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. – 2014. – № 5. – С. 357-374 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ogbus.ru>

Сведения об авторах

Матусевич Владимир Михайлович, д. г.-м. н., академик РАЕН, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)444347, e-mail: vladmichtyumen@mail.ru

Семенова Татьяна Владимировна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390346, e-mail: t_v_semenova@list.ru

Information about the authors

Matusevich V. M., Doctor of Geology and Mineralogy Science, academician of RAEN, professor of Department Geology of Oil and Gas fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)444347, e-mail: vladmichtyumen@mail.ru

Semenova T. V., Candidate of Geology and Mineralogy Science, associate professor of Department Geology of Oil and Gas fields Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390346, e-mail: t_v_semenova@list.ru