

КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУР-ТАЗОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Е.В. Зубкова, А.Г. Мюрсеп

Инженерный факультет
Российский университет дружбы народов
ул. Миклухо-Маклая, 6, Москва, Россия, 117198

Отличительной особенностью литологии продуктивных пластов месторождения УВ является цеолитизация песчаных прослоев. Высокая способность цеолитов к адсорбции молекул воды сказывается на основных физических свойствах коллекторов, таких как плотность, удельное электрическое сопротивление, естественная радиоактивность. Цеолитизация коллекторов приурочена в основном к пластам БТ.

Ключевые слова: углеводороды, месторождения, геофизические исследования, количественная интерпретация данных, критерии коллекторов

В административном отношении изучаемая площадь расположена в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 50 км северо-восточнее п. Уренгой. Расстояние до ближайшей железнодорожной станции Уренгой около 30 км (рис. 1).

Содержание цеолитов по данным рентгенофазового анализа изменяется от 0 до 6,2%, среднее значение составляет 2,2%. В некоторых пластах слабая цеолитизация отмечается лишь в отдельных маломощных прослоях. Присутствие цеолитов в породе отражается в различии значений пористости, определенных на водонасыщенном и керосинонасыщенном образце. В цеолитизированных образцах пористость по керосину будет ниже, так как молекулы углеводородов не адсорбируются кристаллической решеткой цеолитов. Керосинонасыщение дает емкость межзернового пространства, а при водонасыщении участвует также емкость межмолекулярных цеолитовых каналов. Немаловажную роль при этом играет и смачиваемость пород. Установлено, что цеолитосодержащие породы обладают высокими гидрофильными свойствами, что способствует лучшему заполнению пустотного пространства водой, чем углеводородной жидкостью.

Для определения количественных критериев, разделяющих породы на коллекторы и неколлекторы, используют корреляционные связи типа «кern-кern» [1–3].

Коэффициенты эффективной и динамической пористости рассчитаны по уравнениям

$$K_{п.эф} = K_{п}(1 - K_{во}), \quad K_{п.д} = K_{п}(1 - K_{во} - K_{но}),$$

где $K_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности, определенный капилляриметрическим методом; $K_{но}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности по результатам моделирования вытеснения нефти водой.

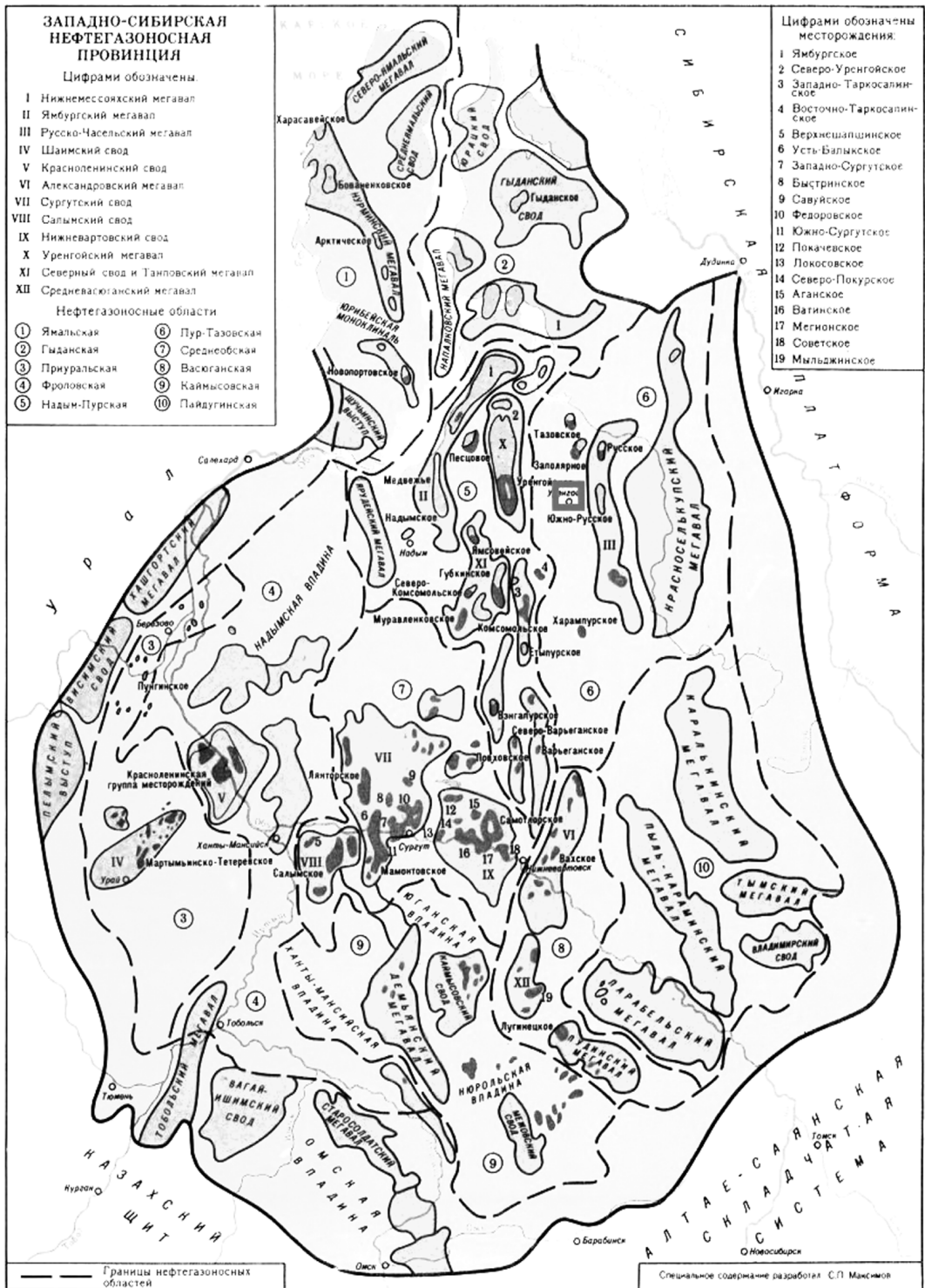


Рис. 1. Обзорная схема района исследований (по С.П. Максимова)

На сопоставлении открытой и эффективной пористости пород пласта БТ можно выделить две группы коллекторов с граничными значениями пористости 11,5 и 12,5%. По описанию керна обе группы коллекторов представлены мелкозернистыми песчаниками. Различия в величинах остаточной водонасыщенности может быть связано с изменением содержания глинистого цемента. Гранулометрический анализ на данных образцах не был выполнен, а по данным ГИС различий в показаниях ГК и СП для двух групп коллекторов выявлено не было.

При проведении количественной интерпретации данных ГИС этапу выделения коллекторов предшествовал этап литологического расчленения пород в разрезе скважин. Выделение сильно глинистых пород (алевролитов, аргиллитов) по комплексу ГИС не вызывает затруднений. Им соответствуют максимальные положительные амплитуды метода ПС, высокие показания ГК (рис. 2).

Прослой плотных пород — неколекторов с преимущественно карбонатным цементом выделяются в разрезе по характерным признакам:

- высокие удельные сопротивления на диаграммах БК и индукционных методов;
- высокие показания на диаграммах нейтронных методов;
- низкие величины интервального времени на диаграммах акустического метода, что объясняется их малой пористостью;
- минимальные показания на кривых ГК;
- номинальный диаметр скважины.

Стандартным подходом при выделении терригенных коллекторов в разрезах скважин по методам ГИС является использование ряда качественных признаков и количественных критериев. Большая часть качественных признаков основана на способности горных пород к фильтрации флюидов.

К качественным признакам коллекторов относятся следующие:

- наличие глинистой корки на стенках скважин;
- положительные приращения ρ_k на показаниях микрозондов;
- радиальный градиент сопротивления по показаниям разноглубинных методов электрического и электромагнитного каротажа.

Прямые качественные признаки являлись основным критерием выделения терригенных межзерновых коллекторов пластов.

Определение пористости межзерновых коллекторов продуктивных пластов БТ месторождения УВ проводилось по данным акустического и гамма-гамма плотностного методов.

Определение нефтегазонасыщенности в изучаемом разрезе проводилось по данным электрометрии скважин. Удельные электрические сопротивления (УЭС) пластов определялись по комплексу электрических методов БКЗ-БК-ИК при толщине пластов больше 1,6 м. При толщине пластов меньше 1,6 м УЭС определялось по БК в продуктивных пластах и по ИК в водонасыщенных пластах. Показания ИК исправлялись за скин-эффект и за влияние скважины, показания БК также исправлялись за влияние скважины ($d_{скв.}$, ρ_c).

Петрофизической основой определения $K_{нт}$ по данным электрометрии являются связи типа «кern-кern» $P_n = f(K_n)$ и $P_H = f(K_B)$. Результатов исследований керна для построения зависимостей $P_H = f(K_B)$.

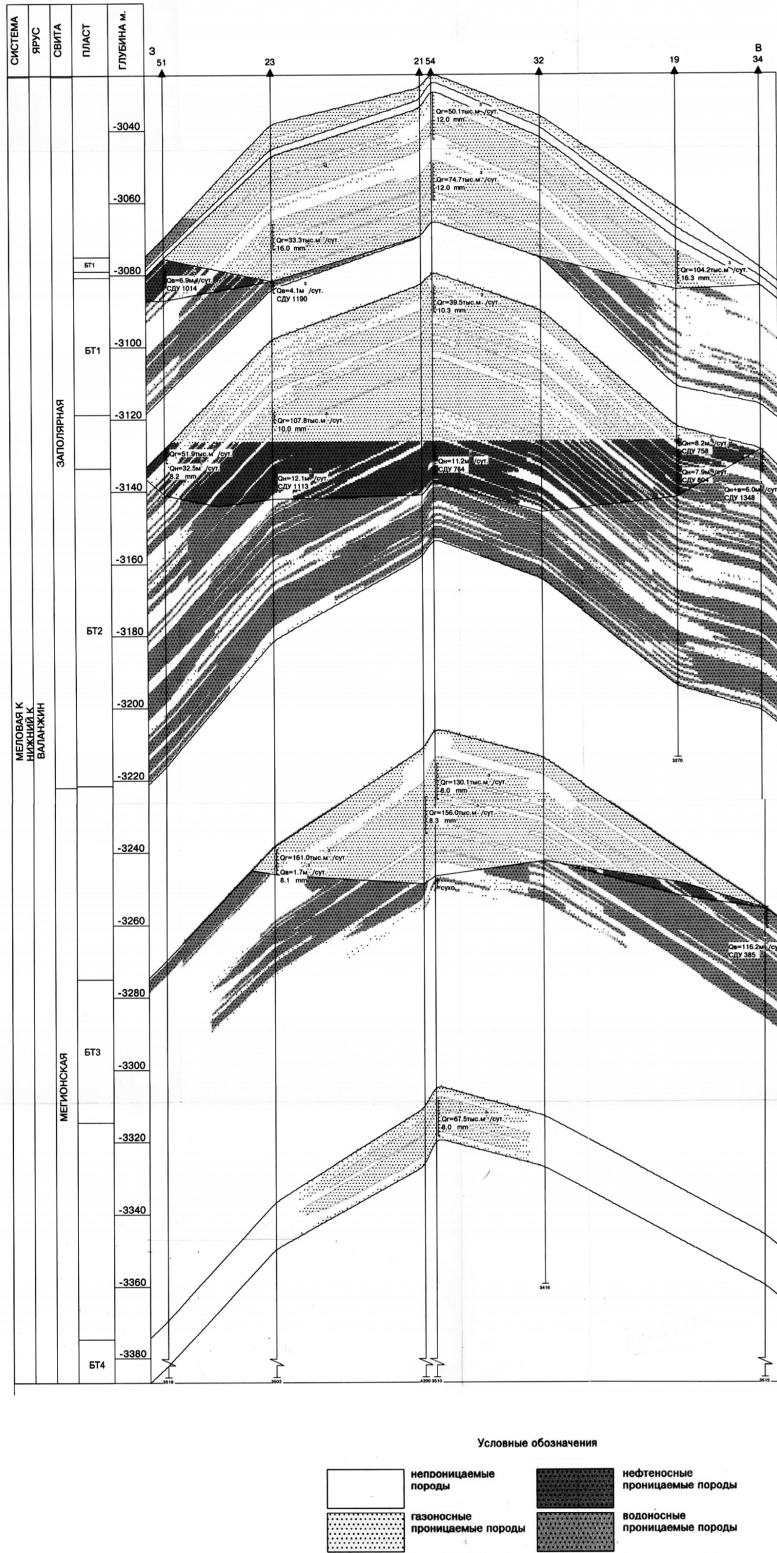


Рис. 2. Типичный геологический разрез месторождения Пур-Тазовской области

Достоверность оценок $K_{нг}$ по данным электрических и электромагнитных методов зависит от точности определения удельных сопротивлений $\rho_{п}$ пластов, коэффициентов пористости и удельного сопротивления пластовой воды, то есть параметров, необходимых для расчета $P_n = \rho_{п}/(P_{п} \cdot \rho_{в})$.

Предварительная обработка данных ИК предусматривала введение поправок за скин-эффект и вмещающие породы. Оценка качества кривых ИК осуществлялась путем сравнения показаний метода, исправленных за влияние скважины, скин-эффекта и толщины пласта с удельными сопротивлениями, полученными по БКЗ в непроницаемых пластах. При существенных различиях сравниваемых величин в показания ИК вносились коррективы.

Как уже было отмечено, достоверность $K_{нг}$ коллекторов в немалой степени зависит и от достоверности принимаемой величины минерализации $C_{в}$, или удельного электрического сопротивления пластовой воды $\rho_{в}$. Минерализация пластовой воды определялась двумя способами:

- по данным химического анализа законтурной воды, отобранной при испытании;
- по данным анализа внутриконтурной воды отжатой из керна скв. 53, пробуренной на РНО.

Минерализация пластовых законтурных вод низкая. Согласно данным, она находится в пределах 3—4 г/л. Минерализация внутриконтурной воды оказалась выше законтурной и составляет 8 г/л и 5 г/л.

Работами многих исследователей экспериментально установлено на керновом материале, отобранном на РНО, различие минерализации воды в контуре нефтеносности и за ее пределами. По ряду месторождений Западной Сибири установлено превышение минерализации остаточной воды над минерализацией свободной законтурной [4; 5]. Для определения величин $K_{нг}$ принята минерализация внутриконтурной пластовой воды. Сопротивление пластовой воды составляет 0,3 Омм и 0,44 Омм.

Для изучаемых коллекторов пластов установлены достаточно тесные связи между $K_{п.эф}$ и $K_{пр}$. Зависимость $K_{пр} = f(K_{п.эф})$ можно применять для определения проницаемости только в коллекторах, не содержащих свободной (подвижной) воды. Для разреза месторождений Пур-Тазовской НГО характерно наличие свободной воды не только вблизи ГВК (или ВНК), но и значительно выше. Следовательно, в зонах недонасыщения возможно получение заниженных величин коэффициента проницаемости, если пользоваться значениями $K_{в}$, получаемыми в результате комплексной интерпретации ГИС.

В пласте вниз по разрезу четко прослеживается увеличение пористости (от 16—18% до 18—21%). Проницаемость же имеет обратную закономерность (от единиц до нескольких десятков-сотен мД). Такое кажущееся несоответствие объясняется различиями в литологических параметрах. В первую очередь влияет гранулометрия пород. Песчаники верхней половины пласта характеризуются средним диаметром обломков 0,19—0,23 мм. Отсортированность обломков хорошая. Содержание глинистого цемента не превышает 5—7%. Состав глинистых минералов в основном хлоритовый. Хлорит располагается в породе в виде тонких пленок на поверхности зерен. Диаметры же зерен нижней пачки пласта редко

превышают 0,15 мм, составляя в среднем 0,12—0,13 мм. Обломки также сцементированы хлоритовым цементом, представленным в породе в виде толстых пленок на поверхности зерен. Пленки, как правило, имеют ярко выраженную крустификационную структуру, что, несомненно, является препятствием для уплотнения пород с глубиной. Этим объясняются высокие значения открытой пористости.

Фильтрационные же свойства контролируются размерами проводящих каналов в пустотном пространстве. Благодаря малому размеру обломков, наличию толстых хлоритовых пленок крустификационной структуры и более значительному содержанию хлоритового цемента фильтрационные каналы местами сужены, что и обуславливает низкие значения проницаемости, несмотря на высокие емкостные характеристики пород.

В практике зарубежных исследований при описании фильтрационно-емкостных свойств коллектора рассматривается уникальный параметр — индикатор зоны фильтрации (FZI) или индикатор гидравлического типа коллектора, позволяющий в зависимости от значений пористости и проницаемости пород учитывать неоднородность его порового пространства (размер и схожесть формы зерен, извилистость поровых каналов и др.). Индикатор зоны фильтрации определяется следующим выражением [6]:

$$FZI = \{0,0314 / (K_{пр} / K_{п})^{0,5}\} / \{K_{п} / (1 - K_{п})\}.$$

Переход от коэффициента пористости к параметру FZI позволяет существенно повысить коэффициент корреляции и получить надежные зависимости $K_{пр} = f(FZI)$.

Для оценки характера насыщения коллекторов использованы граничные значения удельных электрических сопротивлений, обоснованные в рамках подсчета запасов, а также результаты испытаний и данные керна. Для обоснования граничного значения сопротивления использован статистический способ, который заключается в сопоставлении УЭС с параметром $\alpha_{сн}$ по пластам с качественными результатами испытаний.

Из полученных сопоставлений установлено, что продуктивные коллекторы пластов характеризуются сопротивлением не ниже 45 Ом. В других пластах нефтегазонасыщенные коллекторы имеют сопротивление выше 32 Ом.

Газонасыщенные и нефтенасыщенные породы по величине удельного сопротивления не отличаются. Для выделения газонасыщенных коллекторов использован способ нормализации показаний ГГК-П и нейтронного метода по пористости. Перестроение их в единый масштаб пористости позволяет выделить газоносные пласты по расхождению кривых НМ и ГГК-П. Показания нейтронных методов будут занижены (по пористости) по сравнению с данными ГГК-П. В нефтеносных и водоносных интервалах должно наблюдаться совпадение кривых анализируемых методов. В тех скважинах, где отсутствовали замеры ГГК-П или они были низкого качества, выделение газонасыщенных интервалов проводилось согласно результатам испытаний и положениям ГНК, установленным в рамках ПЗ по всем скважинам.

Эффективные толщины продуктивных пластов изменяются в широких пределах от 1,3 м до 66,7 м.

Средневзвешенная пористость пластов изменяется от 10,5 до 20,1%. Сверху вниз по разрезу прослеживается закономерное улучшение коллекторских свойств пластов.

Для подсчета запасов рекомендовано $K_{нт}$ по связи удельного сопротивления от объемной водонасыщенности по данным диэлектрического каротажа $R_{п}(W_{дк})$. Полученные величины $K_{нт}$, по результатам несколько завышены. Использование зависимости $P_{п} = f(K_{п})$, полученной при пластовых условиях позволило уточнить и снизить коэффициенты нефтегазонасыщенности, определяемые по данным электрометрии скважин.

Коэффициенты нефтегазонасыщенности свидетельствуют о наличии в разрезе скважин как предельно насыщенных коллекторов, так и недонасыщенных, в которых отмечается наличие свободной (подвижной) воды. В целом, полученные величины $K_{нт}$ не противоречат среднему значению $K_{во} = 34\%$ по данным капилляриметрических исследований керна из скважины.

Для подтверждения обоснованности существенного снижения величин $K_{нт}$ выполнено сопоставление расчетных величин $K_{в}$ по ГИС с результатами прямых оценок $K_{в}$ по сохраненному керну. Небольшие высоты залежей пластов (менее 50 м) не позволили провести сопоставление величин $K_{в}$ по ГИС с $K_{во}$ по данным керна.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. М.: Недра, 1985.
- [2] Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / под ред. В.М. Добрынина. М.: Недра, 1988.
- [3] Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
- [4] Ефименко В.И., Пих Н.А., Таужнянский Г.В. Минерализация и химический состав внутриконтурных вод нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири // Возбуждение притоков и исследование скважин открытым забоем в Западной Сибири / Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 162. 1981. С. 94—106.
- [5] Румак Н.П., Селиванова Е.Е., Соколовская О.А., Таужнянский Г.В. Региональные и локальные петрофизические зависимости коэффициентов нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО. Вып. 12.
- [6] Tanmay Chandra Permeability estimation using flow zone indicator from Well log data, 7th Int. Conf. And Exposition on Petroleum Geophysics, 2008. P. 140.

CRITERIA FOR DISTINGUISHING RESERVOIRS OF HYDROCARBONS DEPOSITS OF PUR-TAZ PETROLEUM REGION (AREA)

E.V. Zubkova, A.G. Myursep

Engineering faculty
Peoples' Friendship University of Russia
Miklukho-Maklaya str., 6, Moscow, Russia, 117198

A distinctive lithology feature of productive strata of hydrocarbon deposits is zeolitization sandy layers. High capacity of zeolites to adsorb water molecules affects the basic physical properties of the reservoir, such as density, electrical resistivity, and natural radioactivity. Zeolitization of reservoirs are attributed mainly to the layers of BT.

Key words: Hydrocarbons, deposits, geophysical researches, quantitative interpretation of datas, criteria of reservoirs

REFERENCES

- [1] Vendelshteyn B.Yu., Zoloeva G.M., Tsareva N.V. and others. Geophysical methods of studying calculation parameters in the determination of oil and gas reserves. Moscow, Subsurface, 1985. [Vendelshteyn B.Yu., Zoloyeva G.M., Tsareva N.V. i dr. Geofizicheskiye metody izucheniya podschetykh parametrov pri opredelenii zapasov nefti i gaza. M.: Nedra, 1985.]
- [2] Interpretation of the results from geophysical researches of oil and gas wells: Directory / Ed. V.M. Dobrynina. M.: Nedra, 1988. [Interpretatsiya rezultatov geofizicheskikh issledovaniy neftnyanykh i gazovykh skvazhin: Spravochnik / pod red. V.M. Dobrynina. M.: Nedra, 1988.]
- [3] Methodical recommendations (Guidelines for the calculation) of estimating geological reserves of oil and gas volumetric method. Ed. V.I. Petersile, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. Moscow-Tver: VNIGNI, SPC "Tvergeofizika", 2003. [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza obyemnym metodom / pod red. V.I. Petersilye, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. Moskva-Tver: VNIGNI, NPTs «Tvergeofizika», 2003.]
- [4] Efimenko V.I., Pih N.A., Tauzhnyansky G.V. Mineralization and chemical composition of inner contour of water, oil and gas fields in Western Siberia // Excitation tributaries and study of open hole wells in Western Siberia / Tr. ZapSibNIGNI. Vyp. 162. 1981. S. 94—106. [Efimenko V.I., Pikh N.A., Tauzhnyansky G.V. Mineralizatsiya i khimichesky sostav vnutrikonturnykh vod neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri // Vozbuzhdeniye pritokov i issledovaniye skvazhin otkrytym zaboyem v Zapadnoy Sibiri / Tr. ZapSibNIGNI. Vyp. 162. 1981. S. 94—106.]
- [5] Rumak N.P., Selivanov E.E., Sokolovsky O.A., Tauzhnyansky G.V. Regional and local petrophysical dependent coefficient of hydrocarbon saturation reservoirs fields in Western Siberia // Bulletin of the subsoil user HMAO. Vyp. 12. [Rumak N.P., Selivanova Ye.E., Sokolovskaya O.A., Tauzhnyansky G.V. Regionalnye i lokalnye petrofizicheskiye zavisimosti koeffitsiyentov neftegazonasyschennosti kollektorov mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri // Vestnik nedropolzovatelya KhMAO. Vyp. 12.]
- [6] Tanmay Chandra Permeability estimation using flow zone indicator from Well log data, 7th Int. Conf. And Exposition on Petroleum Geophysics, 2008. P. 140.