

УДК 556.3:553.98

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОНЕЧНЫХ СТАДИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

¹Матусевич В.М., ²Сабанина И.Г.¹Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень;²Научно-исследовательский институт гидрогеологии и геотермии при Тюменском государственном нефтегазовом университете, Тюмень, e-mail: ir-gen@inbox.ru

В настоящее время все более актуальной является проблема повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. Значительные трудноизвлекаемые запасы нефти сосредоточены в низкопроницаемых и сильнообводненных частях коллектора. Объектом исследования является Усть-Балыкское месторождение нефти – одно из старейших месторождений. Предложено учитывать капиллярные явления при разработке месторождения, что позволит существенно повысить нефтеотдачу пластов. «Тупиковые» зоны, где сосредоточены «целики» трудноизвлекаемой нефти – это гидрофобные коллекторы. Присутствие в недрах Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) гидрофобных разностей нефтесодержащих пород обязывает избирательно подходить к применению метода заводнения. Особенно это касается районов, где залежи недавно введены в разработку и еще возможно избежать обводнения залежей в гидрофобных породах. В статье приведены ретроспективные данные по изучению гидрогеологических показателей и прогнозу нефтегазоносности. История изучения микрокомпонентов в подземных водах глубоких горизонтов мегабассейна тесно связана с нефтегазопроисковыми работами. Приведенные данные основаны на большом фактическом материале аналитического характера определений различных микрокомпонентов на Усть-Балыкском и Мегионском месторождениях, в пределах которых проводились полевые и лабораторные гидрогеохимические исследования. Полученные результаты позволяют решать фундаментальные геологические проблемы ЗСМБ и осветить некоторые их особенности, ряд из которых отражает общую специфику методики исследований в нефтегазоносных бассейнах.

Ключевые слова: нефтегазовая гидрогеология, месторождение, подземные воды, нефтеотдача, капиллярное давление, заводнение (обводнение), гидрофильность, гидрофобность, коллектор, остаточные запасы

HYDROGEOLOGICAL FEATURES OF FINAL STAGES OF DEVELOPMENT OIL FIELDS OF WEST SIBERIA

¹Matusevich V.M., ²Sabanina I.G.¹Tyumen state oil and gas university, Tyumen;²Hydrogeology and geothermics research institute at the Tyumen state oil and gas university, Tyumen, e-mail: ir-gen@inbox.ru

At present the actual problem is to increase oil recovery from fields that are in the final stage of exploitation. Huge hard recoverable oil reserves are in low permeability and highly saturated parts of the reservoir. The object of research is the Ust-Balyksk oil field which is one of the oldest fields. In article it is offered to consider the capillary phenomena in the development field. This will help to significantly increase oil recovery. «Dead end» zone this is hydrophobic collectors. There is not developed yet difficult to remove oil. The presence in the depths of the West Siberian megabasin (ZSMB) hydrophobic oily rocks must be considered when designing a water injection. Especially it concerns areas where deposits are recently brought into development and it is still possible to avoid flooding of deposits in hydrophobic rocks. Retrospective data of research the hydrogeological indicators and the oil-and-gas forecast are shown in the article. The history of research of microcomponents in underground water of the deep horizons megabasin is closely connected with oil and gas search works. The data are based on extensive factual material by definition different microcomponents Ust-Balyksk and Megion fields. There were made field and laboratory hydrogeochemical analyzes. The results of this research will help solve the fundamental geological problems ZSMB and see some of their features. A number of these features reflect the total specificity research methodologies in oil-and-gas basins.

Keywords: oil and gas hydrogeology, field, underground water, oil recovery, capillary pressure, flooding, hydrophilicity, hydrophobicity, collector, residual reserves

Разработка нефтяных месторождений, находящихся на конечной стадии, по существу является проблемой гидрогеологической. К сожалению, вопросы нефтегазопромышленной гидрогеологии, касающиеся этой проблемы, в научных публикациях встречаются весьма редко, за исключением характеристики капиллярных явлений.

Результаты гидрогеологических исследований при разработке нефтегазовых месторождений в Западно-Сибирском мегабассейне широко используются с первых лет его

освоения. При этом в 60–80-е годы исследования были связаны с нефтегазопроисковыми и нефтегазоразведочными работами [7].

История изучения микрокомпонентов в подземных водах глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) тесно связана с нефтегазопроисковыми работами. Именно на этапе их бурного развития были выявлены повышенные концентрации микрокомпонентов в водах районов с высокой степенью нефтегазоносности (региональный и зональный прогнозы) и наличие

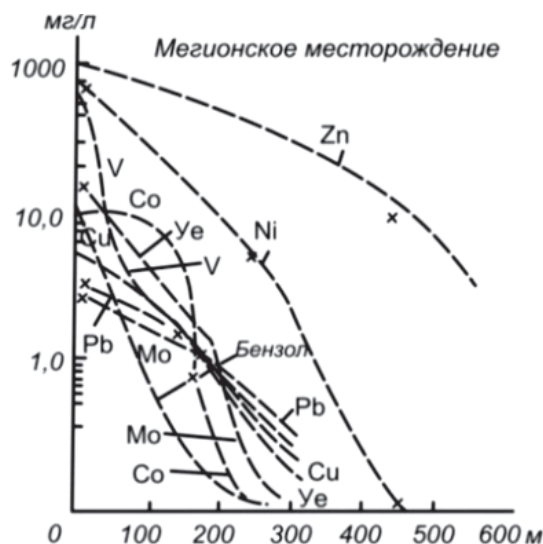
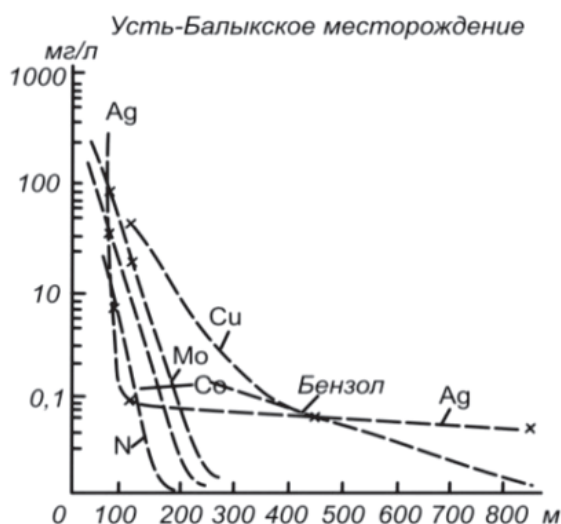
водных ореолов рассеяния микрокомпонентов в приконтурных зонах отдельных пластов (локальный прогноз нефтегазоносности) [7, 8].

Детальные гидрогеохимические исследования начинались на Усть-Балыкском и Мегионском месторождениях, т.к. в то время они были наиболее изученными, в их пределах проводились полевые и лабораторные гидрогеохимические исследования. В ЗапСибНИГНИ эти месторождения были своеобразными полигонами изучения с точки зрения гидродинамики, подсчета запасов, системы ППД и глубокого гидрогеохимического изучения подземных вод (замеры рН и Eh, водных ореолов рассеяния) [6].

Полученные результаты позволили вплотную приблизиться к решению ряда

фундаментальных геологических проблем ЗСМБ и осветить некоторые их особенности, в том числе те, которые отражают общую специфику методологии и методики исследований в нефтегазоносных бассейнах.

Важным фактом, установленным в процессе гидрогеохимических исследований, следует считать дифференциацию содержания различных микрокомпонентов в приконтурной зоне в зависимости от характера углеводородных флюидов (нефть, газ, конденсат) и физико-химических характеристик нефтей в залежах, установленных В.М. Матусевичем в 1967 году, которая и представляет собой по существу важнейшую характеристику водных ореолов рассеяния нефтегазовых месторождений (рисунок) [7].



Изменение содержания микрокомпонентов в водах при удалении от водонефтяного контакта (ВНК) в водоносную часть пласта

Рассмотрение характера водных ореолов рассеяния различных микрокомпонентов (см. рисунок) показывает, что на Усть-Балыкском месторождении падение концентраций до фоновых значений происходит на расстоянии всего 100–200 м от ВНК, в то время как на Мегионском эти расстояния увеличиваются до 200–500 м. При этом во втором случае содержание микроэлементов в водах приконтурной зоны в несколько раз выше [7].

В результате многолетних гидрогеохимических исследований выявлена тесная связь формирования геохимического облика подземных вод с общим процессом формирования осадочных отложений мезозоя ЗСМБ, генетическая природа закономерностей распределения многих микрокомпонентов в системе порода–вода–нефть (газ)

и выявлены гидрогеохимические критерии поисков нефти и газа [9].

Важность гидрогеологических показателей нефтегазоносности подтвердилась также исследованиями, проведенными в условиях ЗСМБ А.Э. Конторовичем, Б.П. Ставицким, В.М. Матусевичем, А.В. Рыльковым, Р.Г. Прокопьевой, И.Н. Ушатинским и другими.

Характеристика гидрогеологических и геотермических условий, геохимии подземных вод и нефтегазоносных комплексов ЗСМБ приведена в ряде монографий и статей [6–9].

Изучение водонапорных систем ЗСМБ показало, что с позиций плитной тектоники их распространение контролируется положением разновозрастных мегаблоков земной коры в фундаменте Западно-Сибирской

плиты с различными геодинамическими показателями: активными в западном мегаблоке и более пассивными – в восточном. Различная геодинамика этих блоков в мезозойское время повлияла на гидрогеологическую обстановку, литогеохимию отложений в западных, восточных и северных районах ЗСМБ [8].

Усть-Балыкское и Мегионское месторождения разделены Уренгойско-Колтогорским грабен-рифтом, при этом первое находится в активной геотектонической зоне (западный мегаблок), водонапорная система которой развивалась в процессе устойчивого прогибания и накопления в мезозое глинистых толщ большой мощности, обогащенных органическим веществом. Господствующий элизионный водообмен обусловил формирование гидродинамической системы с повышенным напором подземных вод, достигающим 1,3–1,5 условного гидростатического. Для данной водонапорной системы характерна инверсионная вертикальная гидрогеохимическая зональность. Уменьшение общей минерализации вод, от 16 г/л в апт-альб-сеноманских до 5 г/л в юрских отложениях сопровождается ростом содержания гидрокарбонат-иона и уменьшением иона кальция.

Мегионское месторождение расположено в пассивной геотектонической зоне (восточный мегаблок) с признаками инфильтрационной водонапорной системы. Современная гидрогеологическая обстановка здесь имеет черты классического бассейна. Начальные пластовые давления близки к условным гидростатическим, поверхности равных напоров подземных вод закономерно понижаются от области питания к области разгрузки. Общая минерализация подземных вод возрастает с глубиной, т.е. наблюдается нормальная вертикальная гидрогеохимическая зональность (В.М. Матусевич, О.В. Бакуев, 1986) [8].

Район Усть-Балыкского месторождения, залежи которого содержат тяжелые сернистые нефти, характеризуется наиболее восстановительной обстановкой (E_h подземных вод составляет -210 мВ). Более легкие и малосернистые нефти Мегионского месторождения контактируют с водами, окислительно-восстановительный потенциал (ОКВ) которых хотя и имеет низкое значение ($E_h = -100...-150$ мВ), но все же сдвинут в окислительную сторону [9].

С позиций современных данных, полученных в результате испытания Тюменских сверхглубоких скважин (ТСГ-6, ТСГ-7), инверсия гидрогеохимической зональности в погруженной части не только подтвердилась, но и прослеживается дальше с глубиной, когда снижение минерализации

в юрских отложениях ТСГ-6 составляет до 6–8 г/л, в ТСГ-7 минерализация – 1,5–2 г/л, против 30 г/л в апт-альб-сеноманских отложениях. В инверсионной зональности щелочность (рН) вод возрастает до 8–9, на Усть-Балыкском месторождении, по сравнению с водами Мегионского – (рН = 7–7,5).

Наиболее благоприятной для нефтегазообразования следует считать внутреннюю гидрогеологическую зону [8]. Здесь развиты подземные воды специфического геохимического облика, связанные генетически с нефтегазообразованием. Современные данные показывают, что щелочной характер подземных вод в совокупности с высокими пластовыми давлениями, составом рассеянного органического вещества пород (РОВ) и другими геолого-геохимическими условиями способствовали более интенсивной экстракции углеводородов, а интенсивный элизионный водообмен – их миграции в пласты-коллекторы. Можно считать, что состав нефтей Сургутского свода связан не только с составом первично-захороненного РОВ, но и более интенсивной экстракцией из пород РОВ щелочными водами.

В настоящее время основные нефтяные месторождения (около 90% всех разрабатываемых месторождений РФ) находятся на поздней стадии разработки, а структура остаточных запасов нефти за счет опережающей выработки активных запасов ухудшается. Эти факторы объективно способствуют падению объемов добычи нефти, растет обводненность добываемой продукции. В данных условиях основным резервом нефтедобычи являются трудноизвлекаемые запасы. Вполне очевидно, что в перспективе количество остаточных нефтей в заводненных пластах будет постоянно возрастать. Такие пласты при применении традиционных методов заводнения вырабатываются низкими темпами с невысокой (обычно не выше 20–30%) конечной нефтеотдачей.

В результате развития нефтяной науки и практики сформулировалась определяющая концепция увеличения нефтеотдачи – степени извлечения нефти из недр, связанная с совершенствованием методов воздействия на продуктивные пласты.

Характерным примером вышеизложенного является Усть-Балыкское нефтяное месторождение, которое открыто в 1961 г., введено в пробную эксплуатацию в 1964 г. По принятому нефтегеологическому районированию располагается в Сургутском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Оно входит в число крупнейших объектов по количеству начальных извлекаемых запасов, относится к уникальным по геологическому

строению – кочень сложным, многопластовым. Пласты характеризуются резкой изменчивостью литолого-физических особенностей пород-коллекторов, как по разрезу, так и по laterали и наличием наклонных ВНК [5].

Месторождение находится на завершающей (четвертой) стадии разработки, при этом объекты БС₁₆₋₂₀, ЮС₂ – в стадии разбуривания и вместе с объектом БС₉ нуждаются в доразведке. Накопленная добыча нефти составляет на 01.01.2010 г. 212,1 млн т, обводненность добываемой продукции – 91,4%, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,394, степень выработки от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 87%; всего в эксплуатации пребывало 2016 скважин, и в среднем на каждую приходится 105 тыс. т нефти. В настоящее время почти 55% добывающих скважин находятся в бездействии, консервации или в пьезометрическом фонде. Основной причиной бездействия является высокая обводненность скважин, нерентабельность эксплуатации из-за малоемкости, а также неисправность скважинного оборудования.

На Усть-Балыкском месторождении 50% всей добычи нефти приходится на объект БС₁₀. В то же время данный объект является одним из самых сложных среди разрабатываемых пластов, где выработка не соотносится с текущей обводненностью.

Горизонт БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения эксплуатируется с 1966 г. Залежь горизонта приурочена к южной и юго-восточной частям Усть-Балыкского поднятия, имеет сложное клиноформное строение, высокую расчлененность и неоднородную проницаемость по вертикали.

Основной проблемой разработки пласта БС₁₀ является выработка значительных трудноизвлекаемых запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых и сильно обводненных частях коллектора.

Внутрипластовая корреляция дает подробную информацию о детальном геологическом строении пласта, что в свою очередь позволяет локализовать зоны остаточных запасов и производить оптимальную выработку запасов «тупиковых» зон, тем самым она минимизирует риски при проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ) и, как следствие, приводит к уменьшению затрат на их проведение.

Закачка воды с целью ППД ведется с 1966 г., однако вода в продукции скважин появилась уже в 1971 г., что свидетельствует о существенном влиянии подошвенных и законтурных вод. В настоящее время пласт БС₁₀ разрабатывается с системой ППД.

Вся история заводнения представляет собой драматическую страницу в истории

освоения месторождений нефти Западной Сибири. Она связана с повсеместным обводнением месторождений, таких как Усть-Балыкское, Самотлорское, Федоровское и др. (т.е. именно там, где активно применяли системы ППД). Дело в том, что в Западную Сибирь методы заводнения были перенесены по опыту с Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и до сих пор применяются без какой-либо корректировки (в отдельных случаях крайне не необходимой), исходя из априорного предположения об общности поверхностно-молекулярных свойств продуктивных пород этих нефтегазоносных бассейнов. Однако в отличие от девонских пород-коллекторов Волго-Уральского НГБ продуктивные песчаники мезозойского возраста Западной Сибири являются полимиктовыми. Основной компонент в их составе – полевые шпаты. Степень их гидрофильности существенно ниже, чем у кварца. При этом значения удельных поверхностей полимиктовых пород-коллекторов Западной Сибири превосходят величины удельных поверхностей кварцевых мономинеральных песчаников Волго-Уральского НГБ, достигая на некоторых месторождениях 300 см⁻¹ и более при максимальном их значении там, не превышающем 130 обратных сантиметров. Относительно низкая степень гидрофильности коллектора в сочетании с повышенными значениями удельной поверхности способствует адсорбции полярных компонентов нефти на поверхности твердой фазы. С одной стороны, этот процесс приводит к гидрофобизации пород-коллекторов, а с другой – к снижению проницаемости вследствие сокращения размеров поровых каналов за счет образования адсорбционно-го слоя [8].

По данным Г.В. Рудакова [10] и в связи с вышеотмеченным породы-коллекторы большинства нефтяных залежей Западной Сибири характеризуются гидрофобными свойствами. Во многих случаях эта гидрофобность является вторичной, поэтому для условий Западной Сибири при составлении проектов разработки месторождений необходимы исследования смачивающих свойств продуктивных пород каждой залежи. При этом метод заводнения может быть рекомендован только для залежей, приуроченных к гидрофильным коллекторам, что и должно было происходить на ранних стадиях разработки. Однако этого не произошло, и в результате оказалось, что системы ППД не повысили нефтеотдачу, а наоборот, привели к обводнению многих залежей за счет неравномерного стягивания контура нефтеносности в процессе эксплуатации

месторождений. При этом в недрах остается от 70 до 90% нефти в виде нетронутых «целиков» [2, 3].

Отрицательный опыт заводнения диктует обязательное включение в комплекс нефтепромысловых гидрогеологических исследований изучение капиллярных явлений (определение капиллярных давлений, оценка гидрофильности-гидрофобности коллекторов и др.). В Западной Сибири эти вопросы освещены в работах Ю.Я. Большакова, Е.Ю. Большаковой, В.М. Матусевича, И.В. Павловой, Т.В. Семеновой, Р.Н. Абдрашитовой и других [1–4, 8].

Опыт исследований показывает, что в пределах одной залежи можно по величинам капиллярных давлений наметить участки с рекомендуемым заводнением и участки, где заводнение не рекомендуется. Например, Т.В. Семеновой в 2001 году рассчитаны капиллярные давления и построена карта капиллярных давлений начала вытеснения, возникающих на границах воды и нефти в поровом пространстве пласта Ач, Кальчинского месторождения, на которой прослеживаются участки, где возможно формирование языков обводнения вокруг крупнопоровых разностей пород-коллекторов – охарактеризованы минимальными значениями капиллярных давлений. По результатам даны рекомендации для заводнения [4].

В группу залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами следует также отнести залежи, приуроченные к гидрофобным коллекторам и к коллекторам со смешанной смачиваемостью.

Очевидно, что при разработке залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами особое значение приобретают различные мероприятия воздействия на пласт, приводящие как к увеличению конечной нефтеотдачи, так и к увеличению текущих отборов нефти.

«Тупиковые» зоны, где сосредоточены «целики» трудноизвлекаемой нефти – это и есть гидрофобные коллекторы, которые необходимо превращать в трещинный коллектор с помощью гидравлического разрыва пластов (ГРП), а затем заводнять эти зоны.

Капиллярно-гравитационные модели нефтяных залежей могут быть использованы с целью оптимального размещения добывающих и нагнетательных скважин, что поможет повысить конечную нефтеотдачу и снизить количество нагнетаемой в пласт непроизводительной воды. Таким образом, капиллярно-гравитационные модели могут быть использованы при уточнении системы разработки залежей на любой ста-

дии их разработки. Для гидрофильных пород-коллекторов, как было указано выше, при решении этой задачи могут быть использованы карты капиллярного давления смещения (давления начала фильтрации). Для пород со смешанной смачиваемостью и гидрофобных могут быть полезны карты капиллярно-гравитационного отклонения [2].

Поскольку природные нефтегазоносные резервуары представляют собой поровые многофазные системы с бесконечным количеством поверхностных сочетаний, существенное воздействие на распределение в их емкостном пространстве воды, нефти и газа должны оказывать различные капиллярные процессы. Действие капиллярных сил в условиях природных нефтегазоносных резервуаров повсеместно по отношению к пластовой воде, нефти и газу непосредственно. Капиллярные давления, возникающие в поровой среде на контактах воды нефти и газа, представляют основную силу сопротивления как при миграции углеводородов, так и при вытеснении нефти из продуктивного пласта [2].

Таким образом, решение проблемы повышения нефтеотдачи с позиций нефтепромысловой гидрогеологии сопряжено с обязательным изучением в каждом конкретном случае процессов взаимодействия закачиваемых вод с пластовыми, а также капиллярных явлений в продуктивных пластах-коллекторах с использованием их для оптимизации технологий систем ППД.

Несмотря на многочисленные публикации и защищенные диссертации по капиллярным явлениям, производственники не принимают их во внимание. Априорные суждения о гидрофильности пород-коллекторов при составлении проектов разработки нефтяных месторождений Западной Сибири недопустимы. При разработке «молодых» месторождений, где залежи недавно введены в разработку, стоит по-новому взглянуть на применение систем поддержания пластового давления. Это означает, что еще имеется возможность избежать обводнения залежей в гидрофобных коллекторах.

Учитывая исключительную роль ХМАО (основной объект добычи нефти в нашей стране), нельзя исключать из поля внимания и вопросы модернизации вторичных методов добычи нефти и на старых месторождениях. Это будет связано со значительными затратами, но объемы нефти, находящиеся в недрах, еще столь велики, что можно не сомневаться: затраты будут окупаться достаточно быстро и, самое главное, эффективно.

Список литературы

1. Абдрашито́ва Р.Н., Матусевич В.М., Куликов Ю.А. Гидрогеологические условия формирования залежей нефти Фроловской нефтегазоносной области // Нефть и газ. Известия ВУЗов № 5. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – С. 10–18.
2. Большаков Ю.Я. Влияние капиллярных сил на образование целиков нефти в межскважинном пространстве при разработке залежей методом заводнения // Нефтегазоносность и оптимальные методологические решения поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов в пределах Западно-Сибирской плиты: материалы научно-практической конференции. – Тюмень, 2003. – С. 177–182.
3. Большаков Ю.Я., Матусевич В.М., Павлова И.В. Капиллярные явления в нефтегазовой гидрогеологии и их использование при поисках нетрадиционных залежей углеводородов // Фундаментальные проблемы воды и водных ресурсов на рубеже третьего тысячелетия: материалы Международной научной конференции. – Томск, 2000. – С. 16–18.
4. Большаков Ю.Я., Матусевич В.М., Семенова Т.В. Использование данных о капиллярных давлениях для повышения нефтеотдачи при заводнении пластов на месторождениях Западной Сибири // Нефть и Газ. Известия ВУЗов № 1. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. – С. 10–14.
5. Гаттенбергер Ю.П. Влияние изменений плотности нефти на положение водонефтяного контакта и смещение залежей // Геология нефти и газа: материалы научной конференции. – Тюмень, 1972. – № 9. – С. 12–17.
6. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1986. – 244 с.
7. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна – М.: Недра, 1976. – 157 с.
8. Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
9. Матусевич В.М., Ставицкий Б.П. Особенности химического состава подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью // Материалы IV Совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока СОАН СССР. – Иркутск, 1969. – С. 156–162.
10. Рудаков Г.В. Вопросы физико-химии нефти и коллекторов // Труды Гипротюменьнефтегаз. – Тюмень, 1971. – Вып. 25. – 141 с.

References

1. Abdrashitova R.N., Matusевич V.M., Kulikov Ju.A. Hidrogeologicheskie uslovija formirovaniya zalezhej nefti Frolovskoj neftegazonosnoj oblasti. Neft' i gaz. Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij, 2010, no. 5, pp. 10–18.
2. Bol'shakov Ju.Ja. Vlijanie kapilljarnykh sil na obrazovanie celikov nefti v mezhskvazhinnom prostranstve pri razrabotke zalezhej metodom zavodnenija. Materialy nauchno-prakticheskoy konferencii «Neftegazonosnost' i optimal'nye metodolog-

icheskie reshenija poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov v predelah Zapadno-Sibirskoj plity» (Proceedings of the scientific and practical conference «Oil-and-gas Content and Optimum Methodological Solutions of Search, Investigation and Development of Fields of Hydrocarbons within the West Siberian Plate»). Tyumen, 2003, pp. 177–182.

3. Bol'shakov Ju.Ja., Matusевич V.M., Pavlova I.V. Kapilljarnye javlenija v neftegazovoj gidrogeologii i ih ispol'zovanie pri poiskah netradicionnykh zalezhej uglevodorodov. Materialy Mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii «Fundamental'nye problemy vody i vodnykh resursov na rubezhe tret'ego tysjacheletija» (Proceedings of the International scientific conference «Fundamental Problems of Water and Water Resources at a Turn of the Third Millennium»). Tomsk, 2000, pp. 16–18.

4. Bol'shakov Ju.Ja., Matusевич V.M., Semenova T.V. Ispol'zovanie dannykh o kapilljarnykh davlenijah dlja povyshenija nefteotdachi pri zavodnenii plastov na mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri. Neft' i Gaz. Izvestija VUZov, 2002, no. 1. pp. 10–14.

5. Gattenberger Ju.P. Vlijanie izmenenij plotnosti nefti na polozhenie vodoneftjanogo kontakta i smeshhenie zalezhej. Materialy nauchno-tehnicheskoy konferencii «Geologija nefti i gaza». (Proceedings of the scientific and technical conference «Oil and Gas Geology»). Tyumen, 1972, no. 9, pp. 12–17.

6. Karcev A.A., Vagin S.B., Matusевич V.M. Hidrogeologija neftegazonosnykh bassejnov. Moscow, Nedra Publ., 1986. 244 p.

7. Matusевич V.M. Geohimija podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna. Moscow, Nedra Publ., 1976. 157 p.

8. Matusевич V.M., Ryl'kov A.V., Ushatinskij I.N. Geofluidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabassejna [Geofluidalnye system and the problems of the West Siberian petroleum megabasin]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2005. 225 p.

9. Matusевич V.M., Stavickij B.P. Osobennosti himicheskogo sostava podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo artezianskogo bassejna v svjazi s neftegazonosnost'ju Materialy IV Soveshhanija po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka SOAN SSSR (Proceedings of the Conference on Groundwater in Siberia and the Far East of the Siberian Branch of the Academy of Sciences of the USSR). Irkutsk, 1969, pp. 156–162.

10. Rudakov G.V. Voprosy fiziko-himii nefti i kolektorov. Trudy Giprotjumen'neftegaz. Tyumen, 1971, no. 25, 141 p.

Рецензенты:

Корнев В.А., д.т.н., профессор кафедры прикладной геофизики Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Тюмень;

Бембель С.Р., д.г.-м.н., начальник комплексного отдела по управлению выработкой запасов углеводородов Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», г. Тюмень.

Работа поступила в редакцию 01.04.2014.