

**ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ЗАПАДНО- И ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
HYDROGEOCHEMICAL CONDITIONS
OF WESTERN AND EASTERN MESSOYAKHISK DEPOSITS

Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, В. А. Бешенцев

Yu. I. Salnikova, R. N. Abdrashitova, V. A. Beshentsev

*Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа при ТИУ, г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: гидрогеологический комплекс; Западно-Сибирский мегабассейн;
водонапорная система; минерализация подземных вод; Мессояхская группа
месторождений; бор-бромный коэффициент*

*Key words: hydrogeological complex; West Siberian megabasin; water drive system;
mineralization of groundwater; Messoyakhsk group of deposits; boron-bromine coefficient*

Комплексное изучение гидрогеологических условий месторождений углеводородов — важное условие успешного развития нефтегазового комплекса Западной Сибири. Гидрогеологические исследования на всех стадиях поисков и разработки месторождений помогают решить множество задач. Предварительная оценка и прогноз нефтегазоносности; выявление участков, благоприятных для аккумуляции углеводородов; создание корректной модели разработки; обоснование системы поддержания пластового давления (ППД); контроль разработки; мониторинг со-

стояния подземных и поверхностных вод и т. д. — это лишь некоторая часть вопросов, «вершина айсберга», которые ставятся перед гидрогеологическими исследованиями. При этом особую актуальность данные исследования приобретают в процессе освоения месторождений со сложным геологическим строением. Изучение и разработка таких месторождений, как правило, приводит к появлению нескольких гипотез формирования залежей углеводородов, различным неопределенностям и противоречиям, поэтому учет гидрогеологической информации может стать важным инструментом для понимания механизма формирования углеводородов и ведения грамотной и безопасной для окружающей среды разработки месторождений.

Западно- и Восточно-Мессояхское месторождения характеризуются очень сложным геологическим строением. Мессояхская группа месторождений находится на Гыданском полуострове и является на настоящий момент недостаточно изученной. Исследования этой территории осложняются труднодоступностью и суровыми климатическими условиями. В соответствии с нефтегеологическим районированием Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, рассматриваемые месторождения находятся в пределах Мессовского нефтегазоносного района Гыданской нефтегазоносной области.

Анализ геолого-геофизической информации показал [1], что для данных месторождений характерны многопластовость, блоковое строение залежей в связи с разрывными нарушениями по всему разрезу, многофазность углеводородов большинства обнаруженных залежей. Также продуктивные горизонты крайне неоднородны и не выдержаны по площади и разрезу.

В тектоническом плане Западно- и Восточно-Мессояхское месторождения относятся к Среднемессояхскому валу в пределах центральной части Мессояхской гряды. Она пересекает северную часть Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна с запада на восток, разделяя его на северную Енисей-Хатангскую и южную Большехетскую области осадконакопления. Мегаструктура, заложенная на гетерогенном (герциниды, каледониды, байкалиды) основании Западно-Сибирской геосинеклизы и Гыдано-Енисейского блока, прослежена по данным сейсморазведки на глубину до 12 км и более [2].

Размеры Среднемессояхского вала составляют 30 x 110 км, с этой крупной структурой связаны все открытые и прогнозируемые залежи нефти и газа. В районе вала создана сложная тектоно-седиментационная система, оказавшаяся благоприятной средой для образования гигантского многоярусного нефтегазового месторождения в триас-меловом интервале разреза (до 8 км) [2].

Особенностью геологического строения вала является широкое развитие в его пределах дизъюнктивных дислокаций. Преобладающие структурные элементы — горсты и грабены. Разрывные смещения, образующие данные элементы, в основном представлены сбросами. Сбросы чаще всего представляют собой не единичную поверхность, а целую зону, характеризующуюся либо серией ступенчатых разрывов, либо сложнопостроенной полосой крупных трещин. В разрезе изучаемых месторождений присутствуют мощные палеоразмывы, повлиявшие на распределение здесь поровых и пластовых давлений [1].

Вышеизложенное предопределяет сложные гидрогеологические условия района исследований. Западно- и Восточно-Мессояхское месторождения согласно схеме природных водонапорных систем (ВНС) принадлежат к сложной геодинамической ВНС — Омско-Гыданской структурной зоне (ОГСЗ) [3]. Она является своего рода межблоковой зоной, представленной чередованием компрессионных и депрессионных участков, коренным образом отличающейся от элизионной литостатической ВНС с западной стороны и инфильтрационной ВНС — с восточной. Помимо активного элизионного водообмена, получившего здесь широкое развитие, на гидрогеологические условия значительно повлияли процессы растяжения и сжатия

земной коры, которые, в свою очередь, могли привести как к поступлению глубинных вод, так и, наоборот, к всасыванию пластовых вод в глубокие горизонты и фундамент. В пределах ОГСЗ отмечается множество крупных гидрогеодинамических аномалий. В северной ее части наблюдаются пластовые давления, превышающие гидростатическое в 1,7–1,8 раза. Данная структурная зона и в настоящий период развивается в условиях действия латеральных и вертикальных напряжений.

Рассматриваемые месторождения приурочены к северо-восточной части Западно-Сибирского мегабассейна. В разрезе мегабассейна [3] выделены три бассейна: кайнозойский, мезозойский и палеозойский. В связи с тем что целью исследований является изучение природы глубоких нефтегазоносных горизонтов, условия кайнозойского гидрогеологического бассейна в статье не рассматриваются.

В состав мезозойского гидрогеологического бассейна входят апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы, которые содержат термальные минерализованные воды [4], находящиеся в обстановке затрудненного водообмена.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, регионально распространенный на территории мегабассейна, в пределах Среднемессояхского вала приурочен к осадкам покурской свиты. Обстановка осадконакопления характеризуется морскими, прибрежно-морскими и континентально-морскими условиями. Отложения представлены сложным и неравномерным чередованием уплотненных песков, сцементированных песчаников и алевролитов с прослоями. Наиболее опесчанена верхняя часть комплекса (сеноман), в средней части отмечаются крупные пачки глин. Суммарная мощность отложений покурской свиты на рассматриваемой территории достигает 1 000 м.

Надежные водоупоры, развитые внутри комплекса, препятствуют перетоку углеводородов и способствуют образованию залежей (пласты ПК₁₋₃, ПК₈, ПК₁₁, ПК₁₂, ПК₁₅, ПК₁₉, ПК₂₀, ПК₂₁¹, ПК₂₂¹). Залежи характеризуются многофазным состоянием (нефть, газ), обширными водонефтяными зонами вплоть до массивных залежей. Основные запасы нефти (более 70 %) сосредоточены в кровельной части сеноманских отложений (пласты ПК₁-ПК₃). Дизъюнктивные дислокации, повсеместно развитые в разрезе покурской свиты, определяют блоковое строение большинства залежей углеводородов.

Рассматриваемый комплекс является самым водообильным в мезозойском бассейне. Водонасыщенные породы опробованы в интервале глубин 866–1 684 м. Дебиты скважин изменяются от 4,4 до 52,8 м³/сутки при среднединамическом уровне порядка 200–500 и более метров. Максимальный приток пластовых вод получен на Восточно-Мессояхской площади в скв. 35 (интервал 866–870 м), дебит составил 146 м³/сутки при среднединамическом уровне 278 м.

Современный гидрогеохимический облик пластовых вод во многом определен историей осадконакопления в данном районе. По данным сводного литолого-стратиграфического разреза покурской свиты, ее верхняя часть (сеноман) является наиболее опесчаненной и характеризуется большей величиной минерализации, здесь преобладают воды хлоркальциевого типа по В. А. Сулину с минерализацией от 8,9–13,6 г/л (Пеляткинская, Антипаютинская, Восточно-Оликуминская площади) до 18,4–21,0 г/л (Восточно-Мессояхская, Южно-Мессояхская и др.). Гидрокарбонатно-натриевые воды ограниченно встречаются на Мессояхской (скв. 1р, 144) и Восточно-Мессояхской площадях (скв. 35). В нижней части комплекса (апт-альб) замещение песчаных разностей алевролитами и глинистыми прослоями сопровождается развитием на Восточно- и Западно-Мессояхском месторождениях гидрокарбонатно-натриевых вод и снижением минерализации до 6,0–11,0 г/л. В рассматриваемом комплексе отмечается общая направленность перехода вод хлоркальциевого типа в гидрокарбонатно-натриевый по мере увеличения в разрезе глинистых прослоев. Появление гидрокарбонатно-натриевого типа вод во многом

объясняется развитием элизионных процессов. По мнению авторов, занимавшихся проблемой отжатия вод из глинистых осадков (Ю. В. Мухин, 1965, М. С. Бурштар, И. В. Машков, 1963 и др.), процесс элизии сопровождается опреснением воды и увеличением ее химической активности. Также многие исследователи говорят об увеличении содержания гидрокарбонат-ионов в водах, отжатых из глинистых осадков. Ф. Н. Зосимов связывает его со значительным превышением константы диссоциации воды у поверхности твердой фазы и неоднородностью распределения ионов H^+ и OH^- в диффузном и адсорбционном слоях [5]. Источником HCO_3^- является углекислый газ, который высвобождается при дегидратации монтмориллонита, глубинной миграции, и декарбонизации жирных и нафтеновых кислот, в результате других процессов превращения растворенного органического вещества пород на разных стадиях катагенеза.

Состав вод указанных типов — хлоридный натриевый. Среднее содержание ионов кальция в хлоркальциевых водах составляет 16,1 мг-экв/л, в гидрокарбонатно-натриевых — 3,6 мг-экв/л, гидрокарбонат-иона — 4,1 мг-экв/л и 26,2 мг-экв/л, соответственно. Количество магний-иона варьирует от 0,5 до 8,9 мг-экв/л. Воды почти бессульфатные; сульфат-ионы обнаружены в отдельных пробах — не более 2,2 мг-экв/л, карбонат-ионы — до 1,2 мг-экв/л. Сводная гидрогеохимическая характеристика апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (макро- и микрокомпоненты) представлена в таблице.

Гидрогеохимическая характеристика гидрогеологических комплексов

Ед. изм.	Показатель	Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский
	pH	5,6–8,0	6,4–8,7	8,4
г/л	Минерализация	6,3–18,7	3,3–13,5	6,9–7,6
мг-экв./л	$Na^+ + K^+$	92,7–284,8	42,2–181,6	90,1–102,7
	Ca^{2+}	1,5–27,8	1,0–31,3	0,5–1,3
	Mg^{2+}	0,5–8,9	0,0–11,1	0,4–0,5
	NH_4^+	0,4–3,2	0,4–3,2	–
	SO_4^{2-}	0,0–2,2	0,2–0,9	0,1–1,7
	Cl^-	89,0–316,7	38,7–230,0	32,0–45,6
	HCO_3^-	1,0–58,4	1,8–46,7	52,8–59,8
мг/л	CO_3^{2-}	0,0–1,2	0,0–1,6	0,0–2,4
	I	1,7–25,6	1,6–14,2	3,4–5,7
	Br	12,4–86,9	5,8–31,1	4,2–6,9
	B	1,3–13,8	2,5–9,3	1,2–5,2
	F	0,5–2,9	1,8–7,0	–
	Fe	0,5–4,0	–	–
гNa/гCl		0,89–1,12	0,84–1,98	2,10–2,74
Тип воды по В. А. Сулину		Хлоридный	Гидрокарбонатный	Гидрокарбонатный

Водорастворенный газ имеет метановый состав. Содержание метана составляет 95,74–99,23 %, углекислого газа — 0,51–3,09 %. Величина газонасыщенности по данным испытания разведочных скважин 0,50–4,0 м³/м³, температура пластовых вод — от 14–17 до 40–42 °С.

Коэффициент метаморфизации гNa/гCl в зависимости от типа вод изменяется от 0,86 до 1,20–1,52. Данный коэффициент по В. А. Сулину показывает степень метаморфизации вод. Интересны выводы Н. Ф. Чистяковой и М. Я. Рудкевича [6], согласно которым гидрокарбонатно-натриевый тип вод (по В. А. Сулину) с генетическим гNa/гCl коэффициентом, превышающим 1, говорит об элизионном генезисе вод, что в районе исследований явно имеет место.

Неокомский гидрогеологический комплекс относится к отложениям малохетской, суходудинской и нижнехетской свит, общей мощностью около 750–1 300 м. Комплекс является сложнопостроенной толщей неравномерно чередующихся песчаников, алевролитов с прослоями и крупными пачками глин. Последние служат

надежными ловушками скоплений углеводородов, приуроченных к пластам МХ₁, МХ₃, МХ₄, МХ₇, МХ₈₋₉ (малохетская свита), БУ₆ – БУ₁₁, БУ₁₂², БУ₁₃ – БУ₁₉, БУ₂₁⁰, БУ₂₁² и БУ₂₂ (суходудинская свита).

Подстилающим водоупором комплекса являются глинистая толща верхней юры (гольчихинская свита) мощностью до 110 м.

Песчаные разности пластов нижнехетской и суходудинской свит (пласты БУ) имеют ограниченное распространение, характеризуются линзовидным строением и обладают сравнительно невысокими коллекторскими свойствами ($K_{\text{п}} = 16\text{--}20\%$, $K_{\text{пр}} = 30\text{--}90 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Верхняя часть комплекса (отложения малохетской свиты), более проницаемы, высокими коллекторскими свойствами, чем пласты нижележащих отложений: $K_{\text{п}} = 16\text{--}20\%$, $K_{\text{пр}} = 90\text{--}150 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

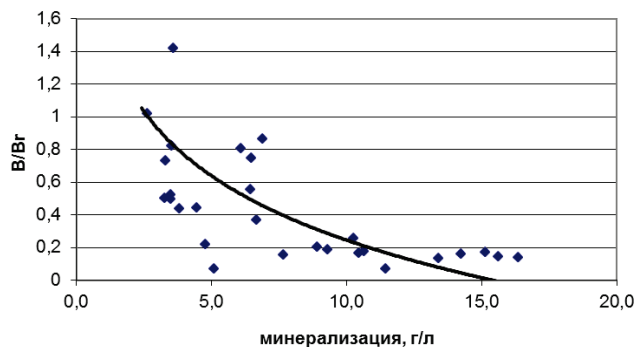
Испытания проведены в основном в интервале отложений суходудинской свиты в достаточно большом количестве скважин. Дебиты пластовых вод в описываемом районе изменяются от 0,5 до 81,0 м³/сутки при среднединамических уровнях порядка 400–1 500 м. В скв. 7 Средне-Мессояхской (интервал 2 908–2 918 м) получен приток 418,9 м³/сутки при среднединамическом уровне 2 306 м.

Воды комплекса принадлежат преимущественно к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину ($r\text{Na}/r\text{Cl} = 1,01\text{--}1,99$). В верхней части комплекса величина минерализации вод доминирующего типа колеблется от 2,4 до 3,5 г/л, на Весенней площади (пласт ТП₁₇₋₁₉) — достигает 10,7 г/л. В нижней части комплекса ее значения составляют 2,4–6,9 г/л, то есть четко выраженной тенденции снижения минерализации с глубиной не наблюдается, что свидетельствует о сложной гидро-геохимической обстановке. Минерализация пластовых вод отложений суходудинской свиты (пласты БУ) в пределах Восточно- и Западно-Мессояхского месторождений находится в диапазоне 3,5–6,5 г/л. Вероятнее всего, в рассматриваемом комплексе также широко были развиты процессы элизии, которые привели к опреснению пластовых вод, особенно учитывая факт наличия большого количества глинистых прослоев сравнительно небольшой мощности, что способствует полноценному протеканию процесса отжатия, с участием всей мощности пласта.

Хлоркальциевый тип ($r\text{Na}/r\text{Cl} = 0,74\text{--}0,95$) с минерализацией от 3,8 до 16,4 г/л имеет ограниченное распространение, он встречается в единичных скважинах на Южно-Мессояхской, Пяяхинской, Находкинской и Соленинской площадях.

Микрокомпонентный состав вод неокомского комплекса представлен в таблице. Водорастворенный газ метанового состава. Содержание метана составляет 87,74–97,19 %, тяжелых углеводородов — 0,58–6,70 %, углекислого газа — 0,02–1,37 %, азота — 0,43–5,05 %. Величина газонасыщенности при замерах в разведочных скважинах — 0,89–3,67 м³/м³. Температура пластовых вод в пластах МХ составляет 42–48 °С, в пластах БУ — 57–78 °С.

Заслуживает внимания содержание таких компонентов как бор (0,8–15,5 мг/л) и бром (3,2–39,6 мг/л), а точнее В/Вг-коэффициент в подземных водах неокомского комплекса. Исследования Т. А. Киреевой и В. А. Всеволожского [7] показали, что высокие значения величины В/Вг-коэффициента (обычно приближающиеся к 1 или превышающие 1), должны свидетельствовать о достаточно быстром увеличении температуры питающего раствора, то есть о вероятном поступлении высоко-температурных глубинных флюидов. Например, для пластовых вод седиментогенного (талассогенного) генезиса воды В/Вг-коэффициент не превышает 0,2–0,3, а для океанической воды — 0,07–0,18. В подземных водах неокомского комплекса рассматриваемых месторождений его среднее значение составляет 0,42 (максимальное — 1,41), причем интересно, что бор-бромный коэффициент возрастает с уменьшением минерализации (рис. 1). Подобная зависимость была получена авторами для Талинского месторождения Красноленинского нефтегазоносного района [8], где геологическое строение также осложнено большим количеством дизъюнктивных нарушений.



*Рис. 1. Зависимость
B/Bt-коэффициента от
минерализации
в подземных водах
неокомского
гидрогеологического
комплекса*

Как было описано выше, для района исследований характерно большое количество разрывных нарушений, часто прослеживающихся достаточно высоко в осадочный чехол, которые и могут являться проводящими каналами для поступления высокотемпературных глубинных флюидов. Как отмечают Н. М. Кулишкин, В. В. Харитонов и др. [6], вскрытие путей миграции флюидов (формирование разрывных нарушений) и поступление флюидов в верхние горизонты относятся к максимальной тектонической активизации Среднемессояхского вала на рубежах нижнего — среднего триаса, поздней юры — раннего мела и верхнего мела — палеогена. Осадочные комплексы, образованные в эти периоды, отличаются широким набором типов ловушек и их количеством. Представлен типичный временной разрез района исследований с большим количеством таких нарушений (рис. 2). На данный момент достаточно сложно говорить о составе, природе, температуре глубинных флюидов, но мы предполагаем, что их пульсационное поступление могло сказаться на активизации процесса нефтегазообразования. Этот процесс достаточно подробно описан В. И. Дюниным [9].

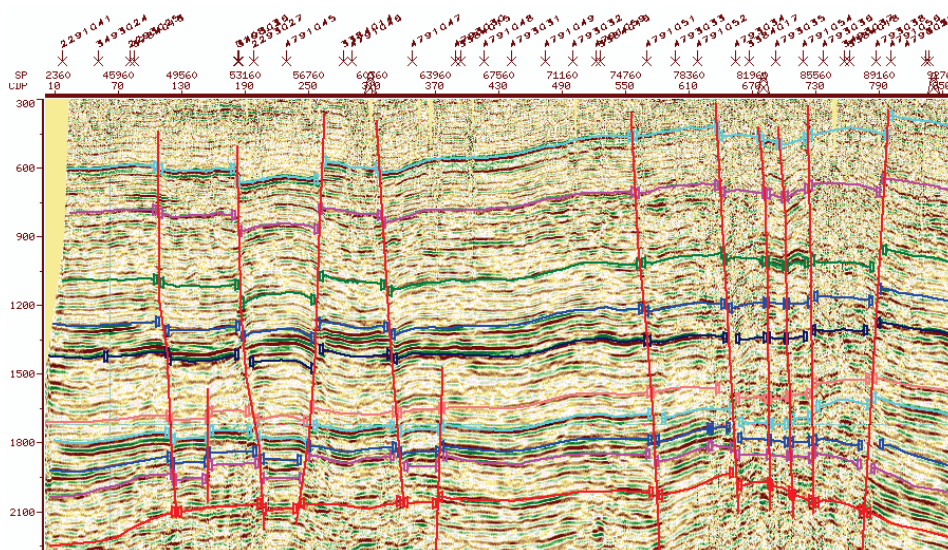


Рис. 2. Фрагмент временного разреза по профилю 4791009

Юрский гидрогеологический комплекс объединяет водоносные горизонты, развитые в отложениях малышевской, вымской, надояхской свит, терригенных осадках триасового возраста и верхней части образований палеозоя. Юрская часть разреза комплекса представлена сложным и неравномерным чередованием песча-

ников, алевролитов и глин. Вскрытая мощность комплекса в районе работ составляет порядка 700 и более метров.

Глинистые породы леонтьевской и лайдинской свит (мощностью до 60–80 м) разделяют комплекс на ряд локальных проницаемых толщ. В региональном плане комплекс представляет собой единый, сложнопостроенный резервуар, сравнительно слабопроницаемый.

Уплотненные песчаники и алевролиты в интервале малышевской свиты, обладающие низкими коллекторскими свойствами ($K_p = 10,7\text{--}13,8\%$, $K_{пр} = 0,12\text{--}1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), характеризуются обычно слабой водообильностью. Дебиты скважин изменяются от $9,3 \text{ м}^3/\text{сутки}$ при среднестатистическом уровне 1 848 м до $39,0 \text{ м}^3/\text{сутки}$ при среднестатистическом уровне 1 729 м.

Гидрохимические условия комплекса в районе работ изучены слабо из-за низкой информативности большинства проб (недоосвоенность скважин). Величина минерализации подземных вод юрского комплекса изменяется от 6,9 до 7,6 г/л.

По классификации В. А. Сулина воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Коэффициент метаморфизации gNa/gCl составляет 2,10–2,74, что значительно выше, чем в апт-альб-сеноманском и неокском комплексах. Макро- и микрокомпонентный состав пластовых вод представлен в таблице.

Водорастворенные газы имеют метановый состав ($CH_4 = 87,34\text{--}92,36\%$), содержание тяжелых углеводородов — 6,13–12,35 %, азота — 0,35–0,95 %, углекислого газа — 0,16–0,68 %. Пластовые температуры составили от 70–71 °С в отложениях малышевской свиты до 86 °С — в надояхской.

Таким образом, гидрогеохимическая обстановка в районе Восточно- и Западно-Мессояхского месторождений определяется их принадлежностью к сложной Омско-Гыданской структурной зоне и, следовательно, к геодинамической ВНС, представляющей собой чередование декомпрессионных и компрессионных участков. Отличительными чертами этой обстановки можно назвать отсутствие закономерностей в изменении величины минерализации с глубиной, переход хлоридно-натриевого типа в преимущественно гидрокарбонатно-натриевый от апт-альб-сеномана к юре, высокие значения генетических натрий-хлорного и бор-бромного коэффициентов, метановый состав водорастворенных газов. Формирование современной гидрогеохимической обстановки во многом определили процессы элизии, поступления глубинных флюидов по многочисленным дизъюнктивным нарушениям, процессы смешения вод. Указанные выводы по имеющейся гидрогеологической информации можно назвать лишь предварительными. Гидрогеохимическая обстановка Восточно- и Западно-Мессояхского месторождений крайне сложная, ее дальнейшее изучение необходимо вести с учетом палеогидрогеологических, гидрогеотермических и гидрогеодинамических данных, а также тщательного изучения условий юрского и палеозойского комплексов.

Список литературы

1. Керимов В. Ю., Шилов Г. Я., Скрипка А. А. Влияние АВПод на нефтегазоносность разрезов Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений // Геология, геофизика и мониторинг месторождений нефти и газа. – М.: Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина, – 2010. – № 3. – С. 7–13.
2. Кулишкин Н. М., Харитонов В. В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Мессояхской гряды на севере Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – № 1 (19). – С. 39–48.
3. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
4. Сальникова Ю. И., Бешенцев В. А. Природные условия и результаты подсчета запасов подземных вод для обеспечения системы ППД на Западно-Мессояхском и Восточно-Мессояхском НГМ // Горные ведомости. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2016. – № 7. – С. 32–41.
5. Зосимов Ф. Н. Диффузионный слой и минерализация пластовых вод. – Тюмень: СофтДизайн, 1995. – 192 с.
6. Рудкевич М. Я., Озеранская Л. С., Чистякова Н. Ф. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – М.: Недра, 1988. – 303 с.
7. Всеволожский В. А., Киреева Т. А. Влияние глубинных газопаровых флюидов на формирование состава пластовых вод нефтегазовых месторождений // Вестник Москов. ун-та. Серия 4. Геология. – 2010. – № 3. – С. 57–62.
8. Абдрашитова Р. Н. Влияние разломно-блокового строения фундамента на гидрогеохимическое поле Краснотенского свода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Тюмень: ТГНГУ, 2011. – № 4. – С. 15–19.
9. Дюнин В. И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2000. – 472 с.

Сведения об авторах

Сальникова Юлия Ивановна, младший научный сотрудник Западно-Сибирского института проблем геологии нефти и газа, г. Тюмень, тел. 89222605561, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Абдрашитова Римма Наильевна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

Бешенцев Владимир Анатальевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89123958903, e-mail: makarova-olga-1958@mail.ru

Information about the authors

Salnikova Yu. I., Junior Researcher of West Siberian Institute of Oil and Gas Geology, Industrial University of Tyumen, phone: 89222605561, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Abdrashitova R. N., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

Beshentsev V. A., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89123958903, e-mail: makarova-olga-1958@mail.ru

УДК 551.3.051, 551.35, 553.98

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗА ГЕОМЕТРИИ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЦЕНТРАЛЬНОГО УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДРАКОН (ВЬЕТНАМ) APPLICATION OF ADVANCED APPROACH TO RESERVOIR PROPERTIES DISTRIBUTION AND GEOMETRY PREDICTION FOR COMPLEX TERRIGENOUS RESERVOIRS OF THE CENTRAL DRAGON OILFIELD (VIETNAM)

Е. В. Фролова

E. V. Frolova

НИПИМорнефтегаз СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Вьетнам

Ключевые слова: обстановки осадконакопления; литолого-фациальное моделирование; петрофизическое моделирование; прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств; прогнозирование геометрии коллекторов

Key words: depositional environments; lithofacies simulation; petrophysical simulation; reservoir properties prediction; reservoir geometry and boundaries prediction

В связи с постепенной выработкой запасов углеводородов в фундаменте в зоне деятельности СП «Вьетсовпетро» в настоящее время все большее внимание уделяется изучению терригенных отложений осадочного чехла. Нижнемиоценовые горизонты, перекрытые мощными непроницаемыми «роталиевыми» глинами и аргиллитами, рассматриваются как одни из наиболее перспективных коллекторов в нижнемиоценовом терригенном комплексе Кылулонгского бассейна в целом, и содержащем значительную часть запасов нефти Центральном участке месторождения Дракон в частности. Несмотря на многолетнюю историю изучения отложений, существует ряд проблем, обусловивших необходимость дополнительного изучения этого участка.

Характерной чертой нижнемиоценовых отложений является их сложное геологическое строение, обусловленное большим вкладом тектонической составляющей и значительными литолого-фациальной и фильтрационно-емкостной неоднородностями, что находит отражение в существенных расхождениях проектных и фактических показателей разработки участка и отрицательных результатах бурения боковых стволов по имеющейся геологической модели. В связи с этим комплекс исследований, включающий реконструкцию обстановок формирования нижнемиоценовых горизонтов, оценку неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и прогноз распространения потенциальных коллекторов, является важной частью поисково-разведочных работ, направленной на выявление сложнопостроенных литологических ловушек [1].

Таким образом, были решены следующие основные задачи: