

# Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

УДК 556.3

## ФОРМИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В УСЛОВИЯХ ЭЛИЗИОННОЙ ЛИТОСТАТИЧЕСКОЙ ВОДОНАПОРНОЙ СИСТЕМЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА

FORMATION OF GROUND WATERS IN THE CONDITIONS OF THE ELISION  
LITHOSTATIC WATER-DRIVE SYSTEM IN THE WEST SIBERIA MEGABASIN

**Р. Н. Абдрашитова, Р. С. Акжанов, Ю. А. Куликов**

R. N. Abdrashitova, R. S. Akzhanov, Yu. A. Kulikov

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень  
Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофиму-  
ка СО РАН, г. Тюмень*

*Ключевые слова: водонапорная система; элизионные воды; Западно-Сибирский мегабасейн;  
глубинные флюиды; геофлюидальная модель*

*Key words: water pressure system; elision waters; West Siberia megabasin; subsurface fluids; geofluid model*

Теоретические положения нефтегазовой гидрогеологии, получившие развитие в работах А. А. Карцева, С. Б. Вагина, В. М. Матусевича [1] и других исследователей, имеют важное практическое значение: формирование подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов неразрывно связано с формированием залежей углеводородов. Процесс формирования подземных вод во многом определяется принадлежностью территории к определенной водонапорной системе (ВНС).

Природные элизионные ВНС связаны с движением подземных вод «изнутри наружу» (эксфильтрация). Для элизионной литостатической ВНС характерно создание напора при отжатии элизионных вод из глинистых отложений в пласты-коллекторы. При дальнейшем накоплении осадков и возрастании толщи осадочного чехла напор создается уже при уплотнении песчаных коллекторов.

Наиболее активно элизионная литостатическая система развивается на элизионных этапах гидрогеологических циклов [1, 2]. Основной формой энергии при этом является потенциальная энергия упругой деформации жидкости. Изучение процессов формирования, развития и функционирования элизионных литостатических ВНС в пределах нефтегазоносных терригенных бассейнов имеет важное значение при локальных и региональных прогнозах зон нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Согласно классическим представлениям об элизионном водообмене [1], при выжимании водных растворов из глин происходит главное обогащение седиментационных вод нефтеобразующими органическими веществами (протонефтью) и компонентами нефти. Зоны активного протекания этого процесса в прошлых геологических эпохах исследователи связывают с современными пьезомаксимумами гидрогеодинамического поля.

М. С. Бурштар (1973 г.) отмечает, что пластовые давления, значительно превышающие гидростатические, формируются в результате выделения из глин свободной и связанной воды. Связанная вода имеет повышенную плотность  $1,4 \text{ г/см}^3$ , что обусловлено ориентированным и уплотненным расположением дипольных молекул воды на поверхности глинистых частиц. Поэтому при десорбции из глин эта вода должна увеличиваться в объеме на 40 %, что кроме повышения пластового давления может привести к естественному гидроразрыву.

Считается [1], что элизионные воды при выжимании могут растворить все способные растворяться органические соединения: органические кислоты, образующие мыла, углеводороды и т. п. Далее отжатые воды направляются к участкам с наименьшими гидростатическими давлениями (пьезоминимумы), где и происходит формирование нефтяных залежей, выделение из водного раствора углеводородов и других органиче-

ских соединений. Исследования последних лет детализировали роль поровых вод в совместной эмиграции органических и минеральных компонентов из глинистых отложений в грубозернистые породы [3]. Результаты экспериментов, имитирующие погружение осадков в зону более высоких давлений и температур, показали, что в глинистых породах после отжатия из них поровых вод содержание большинства микроэлементов заметно снижается (по сравнению с исходными концентрациями).

Особый интерес с описанных позиций представляет Приуральский (Западный) мегаблок Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), который и был выделен как элизонная литостатическая система в 1986 г. В. М. Матусевичем и О. В. Бакуевым [2].

К западному мегаблоку ЗСМБ приурочены крупнейшие месторождения углеводородов Приуральской, Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областей.

В пределах мегаблока, как и всего ЗСМБ, выделено три самостоятельных сложных наложенных друг на друга гидрогеологических бассейна: палеозойский, мезозойский и кайнозойский [2]. Указанные бассейны включают семь этажно залегающих гидрогеологических комплексов: олигоцен-четвертичных, дат-туронских, апт-альб-сенноманских, неокомских, верхнеюрских, нижнесреднеюрских и триас-палеозойских отложений.

Формирование элизонной ВНС в пределах Западного мегаблока происходило в условиях накопления существенно глинистых осадков (фроловская и абалакская свиты) фроловского барьера (глин мощностью 650–700 м). Фроловский барьер послужил основным источником элизонных вод. Формирование барьера связано со слиянием субглинистых частей циклитов [2], происходившим в процессе некомпенсированного осадконакопления.

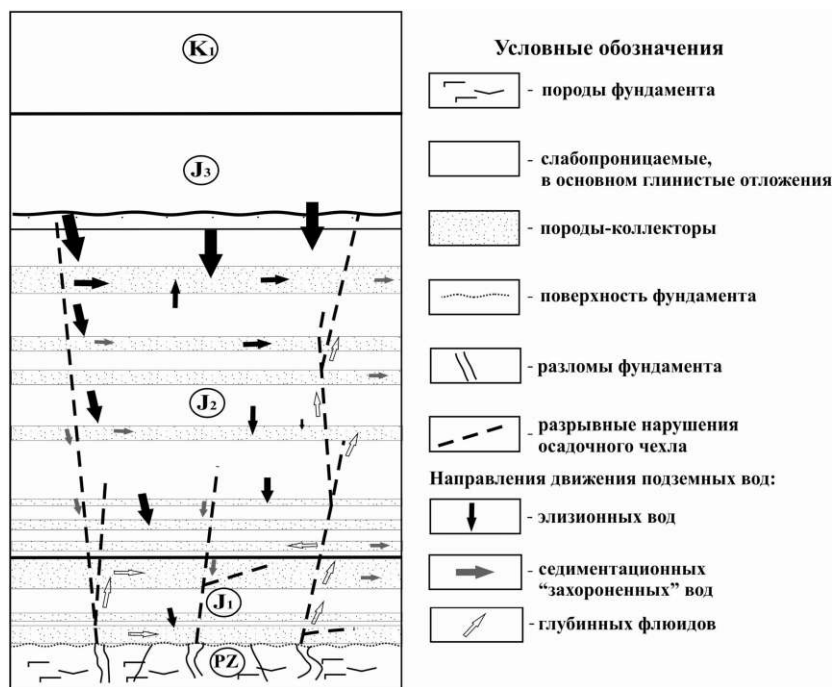
Особенностью геологического строения Западного мегаблока является также наличие многочисленных разломов в фундаменте, концентрация которых увеличивается по мере приближения к ограничивающим мегаблок Восточно-Уральскому краевому шву и Омско-Гыданской структурной зоне [3, 4, 5]. Разломы фундамента проецируются в осадочный чехол в виде разрывных нарушений, которые тесно связаны с динамически напряженными зонами литосферы, своего рода разрывными нарушениями — продолжениями разломов фундамента в осадочный чехол [5]. Таким образом, гидрогеологическая структура за счет неотектонических подвижек представлена уже не выдержанными по латерали водоносными горизонтами и гидрогеологическими комплексами, а разобранными блоками. И преобладающим направлением движения является вертикальное.

Для понимания процесса формирования подземных вод в условиях элизонной литостатической системы мы построили схематическую геофлюидальную модель формирования подземных вод нижнесреднеюрского гидрогеологического комплекса на примере Красноленинского нефтегазоносного района (гидрогеологические комплексы мезозойского бассейна) западного мегаблока. Основанием нашего построения послужили представления о матрично-флюидальной (блоковой) структуре порового пространства и гидрогеологического поля исследуемого мегаблока. При этом матричную структуру имеют все составляющие гидрогеологического поля: гидрогеохимическая, гидрогеотемпературная, гидрогеодинамическая. Границами между блоками являются разрывные нарушения и связующие их краевые динамически напряженные зоны [2, 5].

Применительно к району исследований и с учетом особенностей геологического строения принципиальная геофлюидальная модель формирования подземных вод нижнесреднеюрского комплекса представляется нам в следующем виде (рис. 1). В юрские коллекторы из глин неокомского возраста под действием возрастающей геостатической нагрузки было отжато огромное количество воды. Элизонные воды оказали влияние на фоновое гидрогеохимическое поле, разбавив первоначально захороненные седиментационные воды.

Элизонные воды (по данным Ф. Н. Зосимова [6]) отличаются от пластовых вод пониженной минерализацией, высокими концентрациями ионов водорода и гидроксид-ионов, низкими значениями рН, Eh, высокими значениями констант диссоциации и разложения, то есть в целом уменьшением термодинамической устойчивости воды. При соприкосновении этой пресной воды с твердой поверхностью минералов нарушается ионное равновесие, минералы начинают отдавать ионы в пресную воду.

На фоне снижения общей минерализации и концентраций ионов натрия и хлора растет содержание гидрокарбонатов, сульфатов, кальция и магния. Результаты этого процесса мы наблюдаем в юрском гидрогеологическом комплексе изучаемого района.



*Рис. 1. Схематическая геофлюидальная модель формирования подземных вод нижнесреднеюрского гидрогеологического комплекса Красноленинского нефтегазоносного района Западного мегаблока Западно-Сибирского мегабассейна*

Далее приведены некоторые примеры. Широкое развитие в пределах района исследований получил гидрокарбонатно-натриевый тип вод по В. А. Сулину со средней минерализацией до 10 г/л, при этом величина минерализации колеблется в пределах от 2–3 до 14–16 г/л. Отмечается высокая концентрация гидрокарбонат-ионов до 3 800–4 300 мг/л (60–70 мг-экв/л). Пределы изменений процентных содержаний макрокомпонентов следующие: Cl 70–75, HCO<sub>3</sub> 25–30, Na+K 92–97, Ca 1–6, Mg 1–3 %-экв.

Значения генетического натрий-хлорного коэффициента колеблются в пределах от 0,1 до 3,6 (составляя в среднем 1,4). rNa/rCl коэффициент показывает (по В. А. Сулину) степень метаморфизации вод. Н. Ф. Чистяковой и М. Я. Рудкевичем [7] на основе результатов большого количества анализов (879) подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна сделан вывод о том, что гидрокарбонатно-натриевый тип вод (по В. А. Сулину) с натрий-хлорным коэффициентом более 1 свидетельствует об элизионном генезисе вод. В нижнесреднеюрском гидрогеологическом комплексе изучаемого района с глубиной наблюдается его уменьшение, и в более 86 % проб нижнесреднеюрского гидрогеологического комплекса натрий-хлорный коэффициент превышает 1.

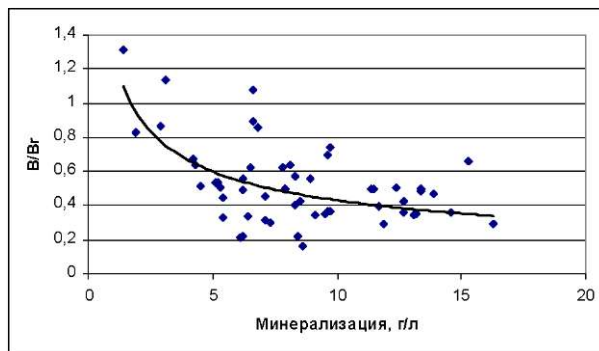
Но столь низкие минерализации подземных вод не могут быть объяснены только лишь разбавлением пластовых вод элизионными. Вероятно, на состав подземных вод большое влияние оказало поступление глубинных флюидов. Их состав практически не изучен, но мы предполагаем, что в районе исследований это могут быть высокоагрессивные ультрапресные углекислые растворы.

В результате совместного рассмотрения карт минерализации, температур кровли и разломов фундамента [8] мы пришли к выводу, что наименьшие значения минерализации и повышенное содержание углекислого газа в водах часто встречаются в пробах с участков, приуроченных к крупным разломам с повышенными температурами и сопряженными с этими разломами динамически напряженными зонами.

Интересно в этом плане также соотношение концентраций бора и брома. Согласно последним исследованиям Т. А. Киреевой и В. А. Всеволожского (2009, 2010, 2014),

значения бор-бромного коэффициента, близкие к 1 или превышающие 1, могут быть связаны с внедрением глубинных флюидов, имеющих высокую температуру. В подземных водах нижнесреднеюрского гидрогеологического комплекса исследуемого района среднее значение В/Вг-коэффициента составляет 0,57 (максимальное — 4,75). При этом источником бора не являются глины юрского комплекса, где его концентрация колеблется от 0,006 до 0,016 % (А. Г. Мухер, 1981). Повышенное значение В/Вг-коэффициента в подземных водах можно объяснить внедрением глубинных флюидов с повышенной температурой [9]. В/Вг-коэффициент растет с уменьшением минерализации раствора (рис. 2).

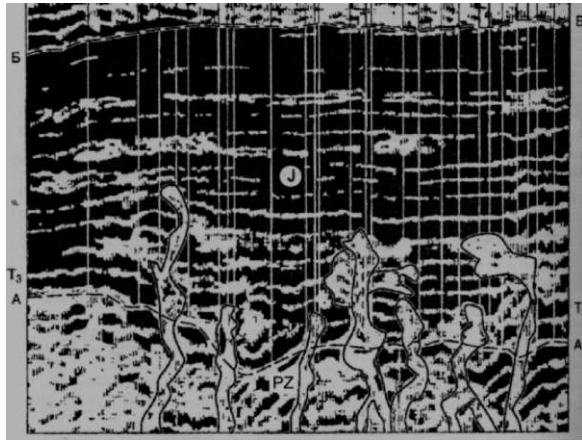
*Рис. 2. Зависимость В/Вг-коэффициента от минерализации в подземных водах нижнесреднеюрского гидрогеологического комплекса*



О развитии процессов вертикальной миграции флюидов в глубоких нефтегазоносных горизонтах западного мегаблока свидетельствуют палинологические данные. Нефти юрского комплекса содержат палеонтологические остатки вмещающих пород или подстилающих палеозойских, иногда триасовых. На Ем-Еговском месторождении, расположенном в пределах западного мегаблока, встречена микрофлора древне- и раннепалеозойского возраста (в составе микрофлоры выделены 39 % меловых и около 50 % более древних миграционных форм) [10].

На рис. 3 показаны разрывные нарушения с возможными путями вертикальной миграции флюидов для Талинского месторождения Красноленинского района, которые, на наш взгляд, и следует называть динамически напряженными зонами [4, 5, 8]. Они могут являться как каналами фильтрации, так и гидродинамическими экранами в случае аутигенного минералообразования при взаимодействии глубинных флюидов и пород осадочного чехла. В работе А. Д. Коробова, Л. А. Коробовой, А. Т. Колотухина, В. М. Мухина, Л. В. Елисейевой выделяется понятие «гидротермальный метасоматизм». Согласно их исследованиям, гидротермальные процессы в пределах Западной Сибири и Красноленинского свода развиты повсеместно и проявляются в эпигенетическом преобразовании пород. На Красноленинском своде в юрских отложениях такие изменения привели к полной замене терригенной ассоциации минералов на гидротермальную. Она осуществлялась последовательно и носила зональный характер (в порядке нарастания кислотности): альбит + хлорит + карбонаты →→ альбит + каолинит + диккит + кварц → каолинит + диккит + кварц → диккит + кварц + опал →→ кварц ± опал. Причем переход от свежих полимиктовых песчаников и гравелитов до зон их максимальной гидротермальной переработки, по данным В. И. Белкина и А. К. Бачурина (1990 г.), колеблется в интервале от десятков сантиметров до первых метров.

При поступлении глубинных флюидов, неравновесных к пластовым водам, по динамически напряженным зонам происходит смена термодинамических условий, что может привести к сокращению порового пространства и коагуляции за счет новообразования. В. И. Дюнин подчеркивает [11], что процессы новообразования наиболее активно протекают на геохимических барьерах, совпадающих в плане и разрезе с литолого-фациальными границами, а также с зонами, в которых наиболее интенсивно происходит снижение пластовых давлений и температуры. Это связано с тем, что снижение давлений и температур уменьшает растворимость многих компонентов подземных вод.



*Рис. 3. Разрывные нарушения с возможными путями вертикальной миграции флюидов по сейсмическим данным [11]*

В итоге система становится неравновесной, и создаются условия для выпадения из раствора твердой фазы. В случае если внедрение гидротермальных растворов происходит при весьма больших давлениях, значительно превышающих давление в пласте, то этот процесс также сопровождается гидроразрывами [10]. Исследования керна подтверждают присутствие трещин гидроразрыва в поровых и гранулярных коллекторах юрских отложений. Трещины, сформированные в результате естественного гидроразрыва, во многом определяют общую направленность потоков.

Значима роль и глубинных флюидов в процессах нефтегазообразования: имея высокую температуру, они могут активизировать процессы образования микро нефти. Кроме этого, газоводяная смесь, поднимаясь вверх по разрезу (вкостростирирования осадочных отложений), захватывает с собой образовавшуюся на этот момент микро нефть и органическое вещество [10]. При этом масштабы данного процесса зависят от энергии поступающего глубинного флюида и в некоторых случаях могут охватывать мощные толщи осадочных отложений [11]. Внедрение глубинных флюидов сказывается и на гидрогеодинамическом поле, трансформируя участки пьезоминимумов и пьезомаксимумов, медленно формирующихся при накоплении осадков. В результате этого, в районе исследований образовались линейно-вытянутые гетерогенные гидрогеодинамические поля — чередование сверхгидростатических давлений (+4,0–5,0 МПа) с участками давлений ниже гидростатических (дефицит давлений 6,0–9,0 МПа).

Ярким подтверждением вышеописанного являются тепловое и геотемпературные поля. В пределах Красноленинского района баженовская свита характеризуется аномально высокими значениями температур, которые могут достигать и превышать 130 °С. Вариации температуры достигают десятков градусов в плане на сравнительно небольшой территории. Анализ распределения глубинного теплового потока показал, что тепловое поле также контрастно, как и гидрогеодинамическое.

На основании вышеизложенного мы считаем, что водонапорную систему в пределах Западного мегаблока правильнее назвать элизионной литостатической с элементами геодинамической в низах осадочного чехла. Процесс формирования подземных вод следует рассматривать как двуединую модель, связанную с пликативной тектоникой, сопровождающейся прогрессивным осадочным литогенезом и тектоническими факторами на более поздних этапах развития бассейна.

Многие исследователи отмечают, что методология изучения гидрогеологических условий глубоких нефтегазоносных горизонтов разработана слабо, хотя имеет значительные перспективы в вопросах прогноза зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Представленная геофлюидальная модель формирования подземных вод в условиях элизионной литостатической системы может быть полезна для понимания процесса формирования подземных вод нефтегазоносных горизонтов и разработки нефтепоисковых гидрогеологических критериев.



Вышеописанная модель может быть учтена при непосредственной разработке месторождений, а также при решении различных прикладных задач нефтегазопромышленной геологии.

#### *Список литературы*

1. Карцев А. А., Вагин С. Б., Матусевич В. М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1986.
2. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатицкий И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
3. Абрамова О. П., Абукова Л. А., Юсупова И. Ф. Геохимия поровых растворов в осадочных нефтегазоносных процессах // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. – М: ГЕОС, 2010. – С. 7-8.
4. Матусевич В. М., Абдрашитова Р. Н., Яковлева Т. Ю. Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 8 (часть 6). – С. 1400-1407.
5. Радченко А. В., Мартынов О. С., Матусевич В. М. Динамически напряженные зоны литосферы – активные каналы энерго-массопереноса. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2009. – 240 с.
6. Зосимов Ф. Н. Диффузионный слой и минерализация пластовых вод. – Тюмень: СофтДизайн, 1995. – 192 с.
7. Рудкевич М. Я, Озеранская Л. С., Чистякова Н. Ф. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – М.: Недра, 1988. – 303 с.
8. Абдрашитова Р. Н. Влияние разломно-блокового строения фундамента на гидрогеохимическое поле Краснотенского свода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 15-19.
9. Всеволожский В. А., Киреева Т. А. К проблеме формирования инверсий гидрогеохимической зональности // Вестник Московского университета. – 2009. – № 5. – С. 19-25.
10. Дюнин В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2000.
11. Запывалов Н. П. Нефтегазовая геофлюидодинамика // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе. – М: ГЕОС, 2007. – С. 46-62.
12. Коробов А. Д., Коробова Л. А., Колотухин А. Т., Мухин В. М., Елисеева Л. В. Гидротермальный литогенез и его роль в формировании рифтогенно-осадочного нефтегазоносного комплекса платформ // Известия Саратовского университета. – 2012. – Т. 12. – Сер. Науки о Земле. – Вып. 1. – С. 47-56.

#### *Сведения об авторах*

**Абдрашитова Римма Наильевна**, к. г.-м. н, доцент кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

**Акжанов Ренат Саутбаевич**, аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, инженер-гидрогеолог Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, тел. 89829875453, e-mail: bars-ak91@rambler.ru

**Куликов Юрий Анатольевич**, младший научный сотрудник Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, тел. 89224892496, e-mail: kulikov.y.a@gmail.com

#### *Information about the authors*

**Abdrashitova R. N.**, Candidate of Science in Geology and Mineralogy, associate professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

**Akzhanov R. S.**, postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, engineer-hydrogeologist, West Siberia Branch of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after Trofimuk, RAS SB, phone: 89829875453, e-mail: bars-ak91@rambler.ru

**Kulikov Yu. A.**, junior researcher of West Siberia Branch of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after Trofimuk, RAS SB, phone: 89224892496, e-mail: kulikov.y.a@gmail.com