

Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья

Д.А. Новиков^{1,2*}, Ф.Ф. Дульцев¹, А.В. Черных¹, С.В. Рыжкова^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия

Приводятся результаты изучения гидродинамических условий нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья (южные районы Западно-Сибирского осадочного бассейна). Гидродинамическое поле исследуемого региона характеризуется прямой гидродинамической зональностью и развитием нормальных и повышенных пластовых давлений (коэффициент аномальности K_a – до 1.13) в доюрских, юрских, неокомских и апт-альб-сеноманских комплексах. Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамических характеристик коллекторов в гидрогеологическом разрезе указывают на доминирующую роль при формировании современной структуры гидродинамического поля элизионного водообмена. Установлены два типа природных водонапорных систем: элизионная (литостатическая и термодегидратационная) во внутренних областях (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина, Верхневасюганская антеклиза и другие структуры) и инфильтрационная в пределах структур Барабинско-Пихтовской моноклинали. Элизионная литостатическая система с глубины около 2.0-2.2 км начинает приобретать черты элизионной термодегидратационной. Обширные зоны пьезомаксимумов (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина) на настоящем этапе развития водонапорной системы изучаемого региона стали внутренними областями создания напоров вод (внутренние области питания) с максимальной степенью гидрогеологической закрытости недр. Область пьезомиимумов, трассирующая структуры Барабинско-Пихтовской мегамоноклинали, соотносится с внешней областью питания. Впервые составлена гидродинамическая модель нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья, позволяющая прогнозировать тенденции изменения пластовых давлений на структурах, слабо обеспеченных фактическими данными.

Ключевые слова: элизионный водообмен, гидродинамическое поле, пластовое давление, межпластовые перетоки, Западно-Сибирский осадочный бассейн, Обь-Иртышское междуречье

Для цитирования: Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. (2019). Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья. *Георесурсы*, 21(4), с. 85-94. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.85-94>

Введение

Структура гидродинамического поля нефтегазоносных бассейнов формируется длительное время и тесно связана с геологической историей, процессами уплотнения осадочных пород, сопровождающимися возникновением элизионных водонапорных систем (Карцев, Абукова, Абрамова, 2015) и, как следствие, появлением в гидрогеологическом разрезе повышенных и аномально высоких пластовых давлений. С начала поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири накоплен огромный фактический материал, отражающий информацию о структуре гидродинамического поля. Гидродинамическим исследованиям Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСОБ) посвящены труды Б.Л. Александрова, Г.Д. Гинсбурга, А.Е. Гуревича, В.И. Дюнина, А.П. Каменева, В.Н. Корценштейна, Н.М. Кругликова, Б.Ф. Маврицкого, В.М. Матусевича, А.Д. Назарова, В.В. Нелюбина, Д.А. Новикова, О.В. Равдоникас, А.Д. Резника, О.Н. Яковлева и многих других исследователей (Корценштейн, 1977; Кругликов, Яковлев 1981; Кругликов и др., 1985; Матусевич, Бакуев,

1986; Александров, 1987; Шварцев, Новиков, 1999; Шварцев, Новиков, 2004; Назаров, 2004; Матусевич и др., 2005; Дюнин, Корзун, 2005; Новиков, Лепокуров, 2005; Новиков, 2014; Novikov, Sukhorukova, 2015; Новиков, 2017; Novikov, 2017; Новиков, 2018; Novikov et al., 2018; Новиков, 2019). В связи с резким сокращением геолого-разведочных работ в начале 90-х годов прошлого века практически прекратилось поступление качественной геолого-геофизической информации. Изучение гидродинамики ЗСОБ представляет большой фундаментальный и прикладной интерес, во-первых, с точки зрения решения теоретических вопросов, рассматривающих механизмы формирования месторождений нефти и газа, обоснование оптимального комплекса гидрогеологических критериев оценки перспектив нефтегазоносности на региональном, зональном и локальном уровне; во-вторых, для целей проектирования разработки залежей углеводородов, прогнозирования осложнений при проводке скважин, составления гидродинамических моделей и рекомендаций по функционированию систем поддержания пластового давления, решения задач оптимизации заводнения залежей, гидрогеологического обоснования объектов технического водоснабжения промыслов, утилизации промышленных стоков и подтоварных вод.

* Ответственный автор: Дмитрий Анатольевич Новиков
E-mail: novikovda@ipgg.sbras.ru

© 2019 Коллектив авторов

Материалы и методы

Административно регион исследований расположен в северных районах Новосибирской и граничных территориях Томской и Омской областей (рис. 1). Согласно нефтегазогеологическому районированию Западно-Сибирской провинции, большая часть изучаемой территории расположена в пределах Каймысовской и Васюганской нефтегазоносных областей.

Наиболее изученными являются верхнеюрские резервуары (горизонт Ю₁), поскольку они являются основным объектом разработки на изучаемой территории. В соответствии с принятой гидрогеологической стратификацией ЗСОБ (Гидрогеология..., 1970; Кругликов и др., 1985), в пределах нижнего гидрогеологического этажа изучаемого региона выделяется пять водоносных комплексов (Назаров, 2004; Новиков и др., 2018; Садыкова и др., 2019), надежно изолированных от зоны активного водообмена региональным турон-олигоценым водоупором (сверху вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, нижне-среднеюрский и доюрские. Особенностью геологического строения является крайне высокая степень неоднородности и фрагментарности распространения нижнеюрских отложений.

Эволюция любого осадочного бассейна, постседиментационные преобразования водовмещающих пород, начиная с иловой стадии в раннем диагенезе и заканчивая стадией метаморфизма, как правило, сопровождается возникновением элизионных водонапорных систем (Карцев, Абукова, Абрамова, 2015). Под элизионной геостатической (литостатической) водонапорной системой понимается

система гидрогеологических бассейнов, приуроченная к прогибающемуся участку земной коры, выполненному мощным комплексом осадочных образований, в которой областью питания является наиболее погруженная часть пласта-коллектора, откуда поступившая вода перемещается в направлении восстания пласта к областям разгрузки. Основная форма энергии – потенциальная энергия упругой деформации жидкости, накапливающейся в коллекторах в результате уплотнения отложений и выжимания из них вод. Выделяют: 1) системы, в которых напор вод возникает главным образом в результате выжимания вод из глин в коллекторы; они характерны для относительно молодых отложений, преимущественно мезо-кайнозойского возраста, на глубинах 2.5-3.5 км; 2) системы, в которых источником возникновения напора служит в основном уплотнение самих коллекторов; они характерны для относительно древних отложений. Под элизионной термодегидратационной системой понимается система гидрогеологических бассейнов, в которой напоры вод создаются вследствие появления избыточного количества жидкости при термической дегидратации минералов, т.е. контролируются геотемпературным полем; термодегидратация минералов сопровождается выделением химически связанных вод в свободную фазу, что приводит к опреснению подземных вод в глубокопогруженных частях гидрогеологического бассейна (Карцев, Абукова, Абрамова, 2015).

Под воздействием механических сил и физико-химических процессов пористость осадочных пород уменьшается, и они уплотняются. Основным фактор

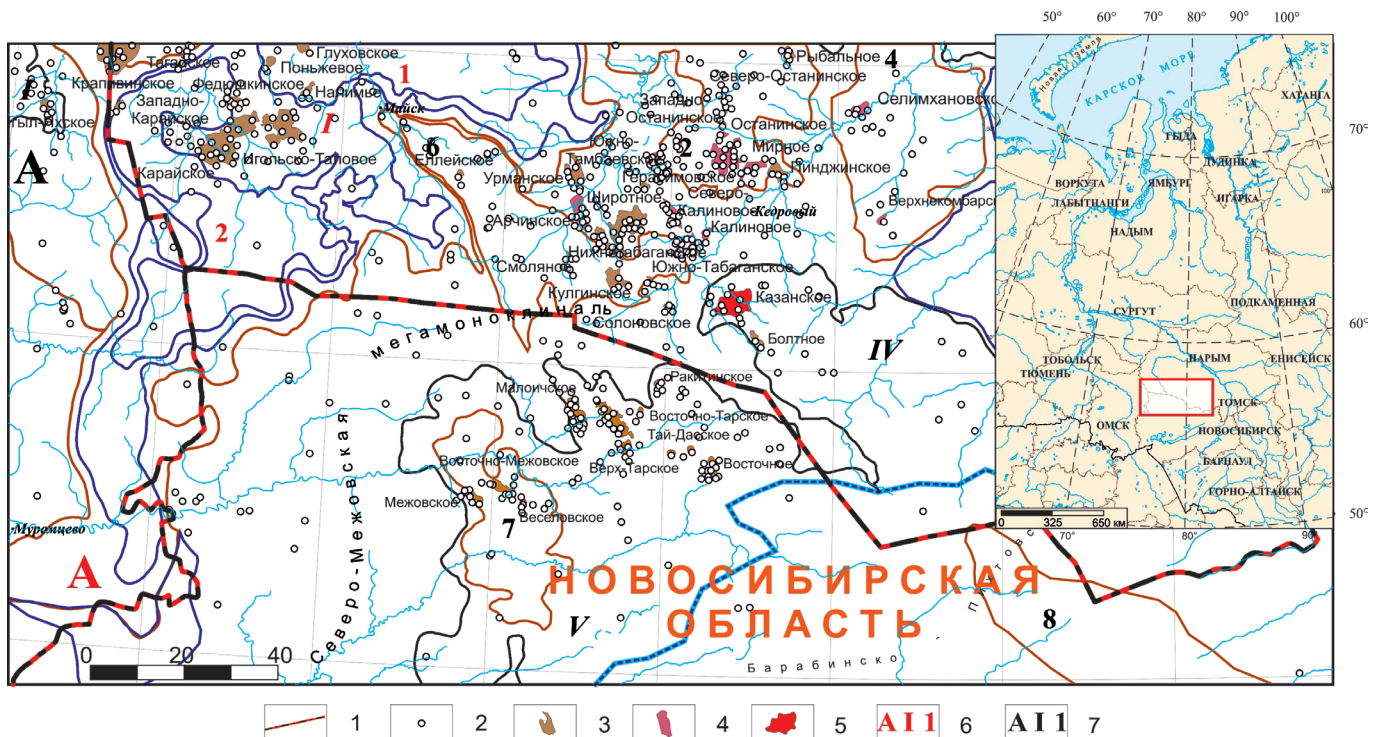


Рис. 1. Обзорная карта района исследований: 1 – административные границы, 2 – скважины; месторождения: 3 – нефтяные, 4 – нефтегазоконденсатные, 5 – газоконденсатные и газовые; тектонические элементы: 6 – отрицательные, 7 – положительные. Названия тектонических элементов приведены на карте (Конторович и др., 2001): отрицательные: А – Колтогорско-Нюрольский желоб, I – Нюрольская мегавпадина, II – Центрально-нюрольская мезовадина, III – Южно-Нюрольская мезовадина, IV – Бакчарская мезовадина, V – Киштовский наклонный мезопрогиб; положительные: А – Верхневасюганская антеклиз, I – Верхнедемьянский мегавал, II – Парабельский наклонный мегавал, IV – Калачский наклонный мегавал, V – Межовский структурный мегамыс, 1 – Колпашевский мезовал, 2 – Пудинское куполовидное мезоподняние, 4 – Горелоярское куполовидное мезоподняние, 6 – Лавровский наклонный мезовал, 7 – Западно-Межовское куполовидное мезоподняние, 8 – Верхнеггарский мезовыступ.

уплотнения – гравитация, т.е. вес перекрывающих отложений, возрастающий по мере увеличения мощности осадочного чехла (Вассоевич, 1960). Поэтому степень уплотнения глинистых пород определяется в основном величиной геостатического давления, а их физические свойства зависят от глубины погружения или величины нагрузки. На величину уплотнения песчаных пород, кроме нагрузки, оказывают влияние физико-химические процессы, приводящие к растворению соприкасающихся обломочных зерен на их контактах. Различают два вида уплотнения – упругое и пластическое (Леворсен, 1970). Породы, подвергшиеся упругой деформации, при снятии давления восстанавливают частично или полностью свой первоначальный объем и пористость. Но если они подвергались пластической деформации, то их первоначальный объем и пористость не восстанавливаются даже частично (Алексеев и др., 1982). Хрупкие деформации (катаклиз) обломочных зерен, также имеют место быть в рассматриваемых отложениях и значительно увеличивают проницаемость пород (Antonellini et al., 1994). Наблюдаются также процессы гравитационной коррозии зерен (Симанович, 1978).

Настоящее исследование основано на обобщении и анализе всего имеющегося фактического материала (опубликованные и фондовые данные) с начала геологоразведочных работ в регионе (с 1950-х годов), представленного результатами испытания более 445 объектов 217 скважин 84 поисковых площадей, включая 368 замеров пластовых давлений и характеристики более 2400 притоков, а также материалы лабораторных исследований керна (более 3400 образцов). На базе структурных построений, выполненных в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, полученных зависимостей пластовых давлений с глубиной в среде программных пакетов GridBuilder, GridMaster и Surfer, были созданы сеточные модели (Grid) распределения пластовых давлений в кровле 7 стратиграфических уровней: талицкая свита (P_1); кузнецовская свита (K_2); сеноманский горизонт (K_2); алымский горизонт (K_1); баженовский горизонт (J_3); пласт У-10 (J_2); доюрские комплексы (Т-Рз).

Следующим этапом была корректировка построенных карт с учетом реальных замеров пластовых давлений в скважинах. Заключительным этапом стало создание концептуальной 3D модели, характеризующей распределение пластовых давлений в пределах нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья.

Результаты исследований и обсуждение

Рассмотрим изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород с глубиной их залегания. В целом, пористость песчаников и алевролитов в пределах нефтегазоносных отложений изменяется в широком диапазоне от 0.70 до 43.5 %, закономерно уменьшаясь от апт-альб-сеноманского комплекса к нижнеюрским резервуарам (табл. 1). Установлено, что доминируют в разрезе песчано-алевролитовые породы с величиной пористости 10-20 %. При этом в нижней части осадочного чехла на фоне невысоких значений пористости установлены интервалы с повышенными ФЕС до 15-18 % (рис. 2).

На рис. 2а, б и в представлены сводные графики, отражающие зависимости между пористостью песчаников,

алевролитов, глинистых/аргиллитов и глубиной их залегания по результатам петрофизических исследований керна. Из него видно, что пористость как первых, так и вторых уменьшается с глубиной. Эта зависимость характерна и для проницаемости (табл. 1). Скорость уплотнения пород относительно высока при глубине их захоронения до 1000-1500 м и замедляется с ее ростом (Burst, 1969; Petty, Hower, 1972; Алексеев и др., 1982; Магара, 1982; Дюнин, Корзун, 2005). Водообильность мезозойских отложений также закономерно снижается по мере погружения изучаемых объектов. Так, если в меловых комплексах средние дебиты воды составляют 27-78 м³/сут, то в юрских – 9-48 м³/сут. Самыми высокими коллекторскими свойствами обладают слабосцементированные пески и песчаники апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (пласты ПК). Их пористость достигает 43.5 %, проницаемость составляет до 7.9 мкм², при среднем значении 1.5 мкм².

Все это позволяет получать притоки до 600-800 м³/сут и более. Поэтому в большинстве случаев подземные воды апт-альб-сеноманского комплекса Западной Сибири используют при разработке месторождений углеводородов в качестве источника для функционирования систем поддержания пластового давления (Новиков, 2005). Водоносные горизонты неоккомского водоносного комплекса, хоть и обладают высокими ФЕС, но в большей мере затронуты процессами уплотнения пород, чем залегающие выше отложения. К отложениям комплекса приурочены проницаемые пласты группы А и Б, пористость которых составляет 1.5-35.4 %, проницаемость варьирует в интервале 8.2·10⁻⁶-5.6 мкм², средние дебиты воды достигают 27.3 м³/сут. К ниже залегающим юрским водоносным комплексам приурочены проницаемые пласты группы Ю ($Ю_1$ к верхнеюрскому и $Ю_2$ - $Ю_{17}$ к ниже-среднеюрскому). Пористость резервуаров варьирует в интервале от 0.3 до 29.5 % при ухудшении коллекторских свойств с глубиной. Величина проницаемости изменяется в еще более широком интервале 1.9·10⁻⁷-1.8 мкм², т.е. в миллионы раз. Притоки в скважинах снижаются с глубиной по мере ухудшения ФЕС. Следует подчеркнуть, что доюрские комплексы (отложения триаса и древнее) гидрогеологически изучены в южных районах Обь-Иртышского междуречья крайне слабо. Дебиты воды при испытании доюрских объектов изменяются от 3 до 1148 м³/сут (в малодобитных объектах от 0.01), при среднем значении 32.4 м³/сут, что связано со сменой порового типа коллектора на каверновый, трещинный и т.д. (Новиков и др., 2018).

Особенности строения и степень изученности ЗСОБ с глубиной позволяют в настоящее время выделить в разрезе мезозойско-кайнозойскую водонапорную систему с характерными водовмещающими и водоупорными комплексами. Триасовые и палеозойские образования вскрыты незначительным числом скважин на относительно небольшую глубину, и их гидрогеологическое расчленение невозможно. Основной гидродинамической особенностью южных районов Обь-Иртышского междуречья является проявление повышенных пластовых давлений в юрских резервуарах начиная с глубин 2300-2350 м (рис. 2 г, д). В целом регион исследования характеризуется прямой гидродинамической зональностью и развитием нормальных и повышенных пластовых давлений, коэффициент аномальности K_a изменяется от 1.0 в меловых

БК	n, %	K, мкм ²	Рпл, МПа	Ка, ед.	Q _{воды} , м ³ /сут
I	<u>2.1-43.5</u> 25.6(65)	<u>2.0×10⁻³-7.9</u> 1.51(29)	<u>14.6-15.6</u> 15.1 (2)	<u>1.00-1.00</u> 1.00 (2)	<u>7.0-864</u> 78.2 (25)
II	<u>1.5-35.4</u> 17.1(668)	<u>8.2×10⁻⁶-5.6</u> 0.17(440)	<u>16.4-23.3</u> 20.6 (10)	<u>0.99-1.05</u> 1.01 (10)	<u>5.0-550.0</u> 27.3 (159)
III	<u>0.6-29.5</u> 13.2(1166)	<u>1.9×10⁻⁷-1.8</u> 0.04(799)	<u>21.2-28.5</u> 25.1 (104)	<u>0.90-1.13</u> 1.02 (104)	<u>3.0-760</u> 48.5 (166)
IV	<u>0.3-22.7</u> 8.6(973)	<u>0.9×10⁻⁵-0.14</u> 2.0×10 ⁻³ (490)	<u>22.5-31.1</u> 26.6 (150)	<u>0.89-1.07</u> 1.00 (150)	<u>3.0-256</u> 9.1 (376)
V	-	-	<u>23.4-44.2</u> 29.5 (102)	<u>0.90-1.09</u> 1.01 (102)	<u>3.0-1148</u> 32.4 (335)

Табл. 1. Характеристика гидродинамических параметров и фильтрационно-емкостных свойств нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья. ВК – водоносные комплексы: I – апт-альб-сеноманский; II – неокомский; III – верхнеюрский; IV – нижне-среднеюрский; V – доюрские. n – пористость; K – проницаемость; Ка – коэффициент аномальности пластовых давлений = $P_{пл} / P_{н.г.}$, где $P_{пл}$ – величина пластового давления, $P_{н.г.}$ – нормальное гидростатическое давление в той же точке; в числителе приведены минимальные и максимальные значения, в знаменателе – среднее (число замеров); «-» – отсутствие данных.

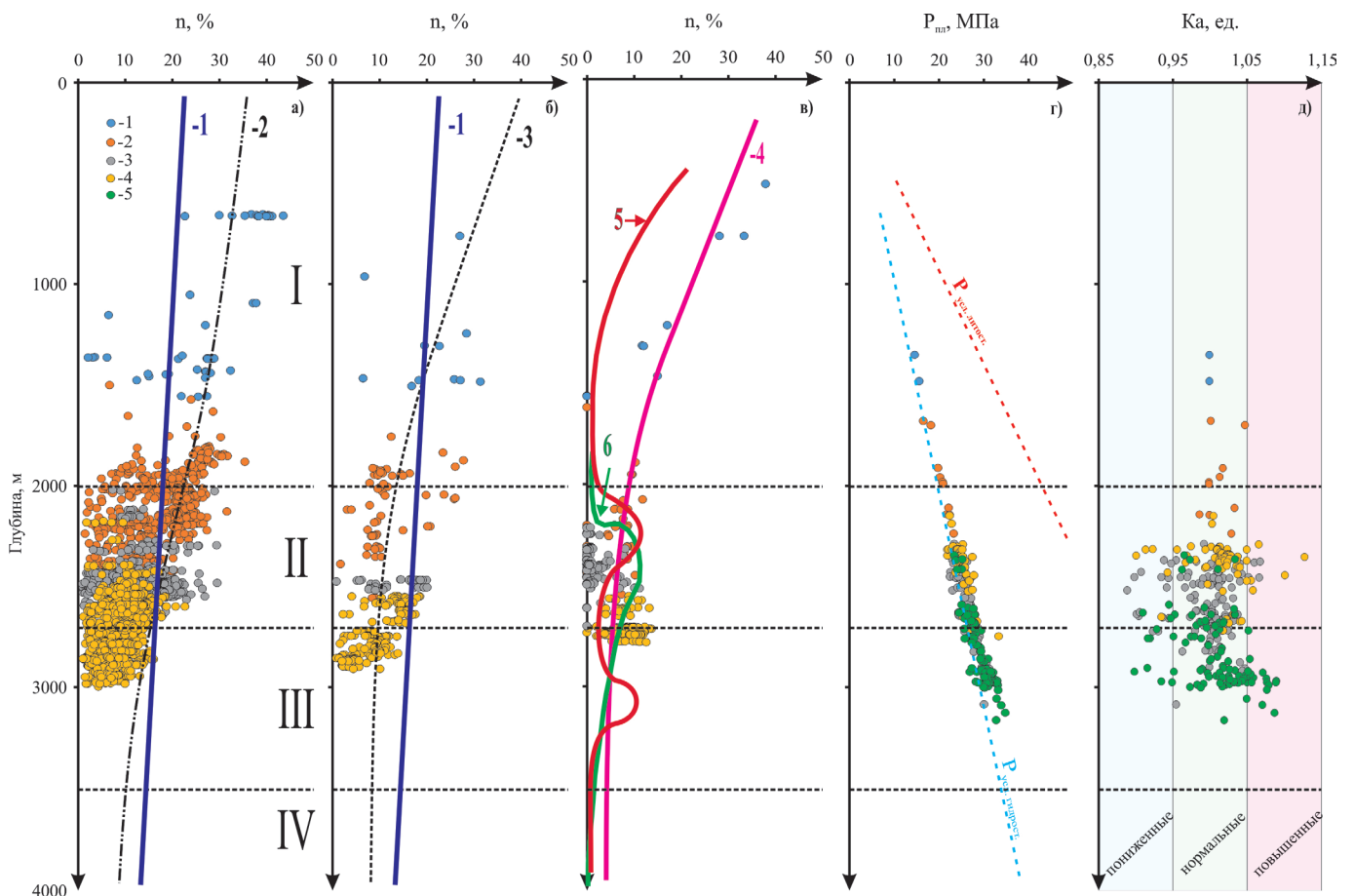


Рис. 2. Зависимости пористости: песчаников (а), алевролитов (б), аргиллитов/глин (в); пластового давления (г) и Ка (д) от глубины. Пористость песчаников/алевролитов. Тренды изменения: 1 – глобальный (Ehrenberg, Nadeau, 2005); 2 – центральные районы ЗС (песчаники) (Алексеев и др., 1982); 3 – центральные районы ЗС (алевролиты) (Алексеев и др., 1984); Пористость глин/аргиллитов: 4 – по (Алексеев и др., 1982); Кривые отжатия воды из уплотняющихся глин: 5 – по Дж. Барсту (1969); 6 – по Е.А. Пери и Дж. Хауеру (1972). Стадии обезвоживания осадка: I – отжатие свободной воды, II – начальная – отжатие 50 % межслоевой воды, III – промежуточная – отжатие еще 25 % межслоевой воды на глубинах 2.7-3.5 км; IV – заключительная – отжатие последних 25 % на глубинах более 3.5 км. Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский; 2 – неокомский; 3 – верхнеюрский; 4 – нижне-среднеюрский; 5 – доюрские.

до 1.13 в юрских водоносных горизонтах (рис. 2 г, д). Наименее охарактеризованы гидродинамическим материалом апт-альб-сеноманский и неокомский водоносный комплексы. На основе построений и имеющихся данных в апт-альб-сеноманском комплексе установлено, что пластовые давления изменяются от первых единиц до

15.6 МПа (инт. 1557-1626 м в скв. Мирная 410), Ка составляет 1.00. В целом прослеживается рост значений пластовых давлений в западном направлении (рис. 3а). В неокомском водоносном комплексе установлены пластовые давления, изменяющиеся от 16.4 до 23.3 МПа (инт. 2332-2374 м в скв. Бергульская 2), а Ка изменяется от

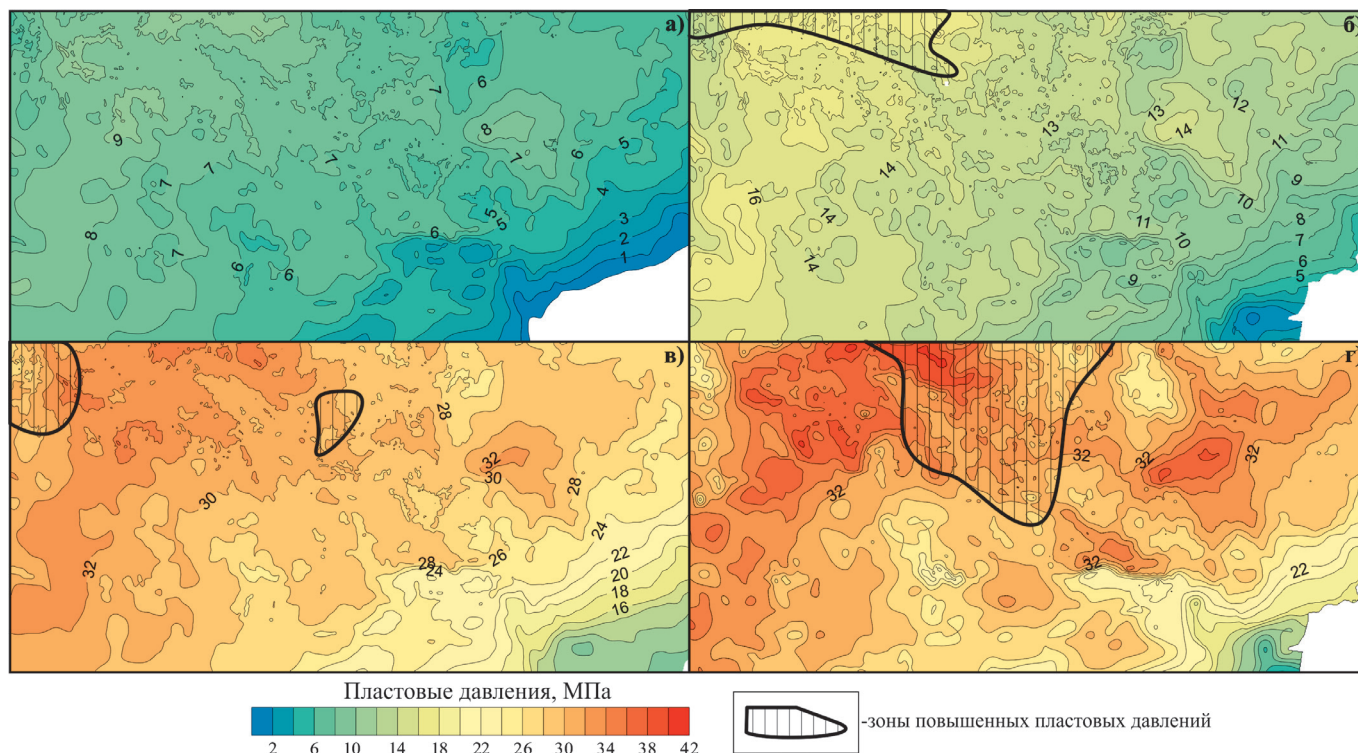


Рис. 3. Напряженность гидродинамического поля в кровле апт-альб-сеноманского (а), неокомского (б), ниже-среднеюрского (в) и доюрских (г) водоносных комплексов

0.99 до 1.05, составляя в среднем 1.01. Наибольшие значения пластовых давлений установлены в юго-западной и северо-западной частях региона исследований в южной части Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольской мегавпадины, наименьшие – на Верхнешегарском мезовыступе на юго-востоке (рис. 3б). В верхнеюрском водоносном комплексе значения пластовых давлений варьируют от 21.2 до 28.5 МПа (инт. 2774-2778 м в скв. Восточно-Моисеевская 1), Ка изменяется в интервале 0.90-1.13 (скв. Ракитинская 7, инт. 2467-2485 м), составляя в среднем 1.02. Установлено, что пластовые давления в верхнеюрском комплексе увеличиваются с юго-востока (Барабинско-Пихтовская моноклинали) на северо-запад, к структурам Нюрольской мегавпадины (рис. 4).

Наиболее полно гидродинамическими материалами охарактеризован ниже-среднеюрский водоносный комплекс. Замеренные пластовые давления в нем достигают 31.1 МПа в интервале 3006-3053 м в скважине Южно-Табганская 135. Значения Ка в нем немного ниже, чем в верхнеюрском водоносном комплексе и варьируют от 0.89 до 1.07. Установлен рост пластовых давлений по мере погружения отложений в северо-западном и западном направлении. Повышенные давления также установлены в Бакчарской мезовпадине (рис. 3в). Пластовые давления в доюрских отложениях изменяются в интервалах от 23.4 до 44.2 МПа (инт. 4520-4530 м скв. Урманская 6), Ка варьирует от 0.90 до 1.09, составляя в среднем 1.01. В целом характер распределения пластовых давлений в доюрских отложениях схож с вышележающим ниже-среднеюрским комплексом. Наибольшие значения установлены в северо-западной части региона, а также в Бакчарской мезовпадине, а наименьшие – на юго-востоке в пределах структур Барабинско-Пихтовской моноклинали (рис. 3г).

Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамических характеристик коллекторов в гидрогеологическом разрезе указывают на доминирующую роль при формировании современной структуры гидродинамического поля элизионного водообмена. Установлены два типа природных водонапорных систем: элизионная (литостатическая и термодегидратационная) во внутренних областях (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина, Верхневасюганская антеклизы и другие структуры) и инфильтрационная в пределах структур Барабинско-Пихтовской моноклинали (рис. 4). Элизионная литостатическая система с глубины около 2.0-2.2 км начинает приобретать черты элизионной термодегидратационной. Обширные зоны пьезомаксимумов (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина) на настоящем этапе развития водонапорной системы изучаемого региона стали внутренними областями создания напоров вод (внутренние области питания) с максимальной степенью гидрогеологической закрытости недр. Область пьезоминимумов, трассирующая структуры Барабинско-Пихтовской мегамоноклинали, соотносится с внешней областью питания.

Как показано в работах (Burst, 1969; Perry, Hower, 1972), с глубин около 2 км начинается дегидратация глинистых минералов, которая проходит в несколько стадий (рис. 2в). Д.Б. Шоу для более чем 2000 месторождений США рассчитал глубины и температуры дегидратации глини и установил, что глубины обезвоживания меняются в пределах 1280-4850 м, а температуры при этом варьируют в пределах 83-111°C (Shaw, Weaver, 1965).

Такой широкий интервал глубин в первую очередь связывается с разной величиной теплового потока на изучаемых месторождениях. Учитывая результаты

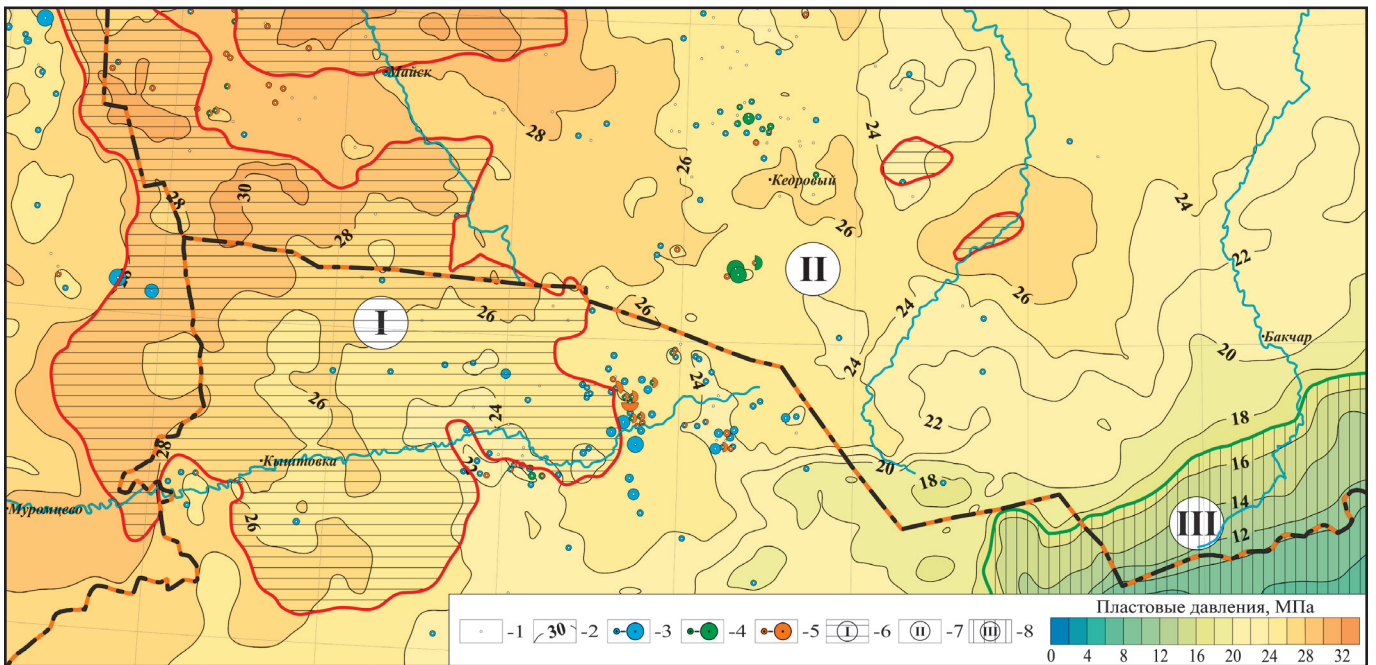


Рис. 4. Карта пластовых давлений верхнеюрского водоносного комплекса с элементами районирования водонапорных систем. 1 – скважины; 2 – изобары, МПа; дебиты: 3 – воды (от 3 до 1100 м³/сут), 4 – газ (1-450 тыс. м³/сут), 5 – нефть (от 0,1 до 450 м³/сут); зоны развития водонапорных систем: 6 – элизионной термодегидратационной; 7 – элизионной литостатической; 8 – инфильтрационной.

геотермических исследований осадочного чехла Западной Сибири, полученные Г.Д. Гинсбургом, А.Д. Дучковым, Ю.Г. Зиминым, А.Э. Конторовичем, В.А. Кошляком, Н.М. Кругликовым, А.Р. Курчиковым, Б.Ф. Маврицким, И.И. Нестеровым, Б.П. Ставицким, Э.Э. Фотиади, Г.А. Череменинским (Маврицкий, 1960; Ставицкий, 1964; Зимин и др., 1967; Фотиади и др., 1969; Сурков и др., 1972; Нестеров и др., 1980; Курчиков, 1981; Ставицкий и др., 1981; Курчиков, Ставицкий, 1985; Курчиков, Ставицкий, 1986; Курчиков, Ставицкий, 1987; Нестеров и др., 1988; Дучков и др., 1990; Курчиков, 1992) и наших исследований по южным районам Обь-Иртышского междуречья, Предьенейскому осадочному бассейну и другим (Новиков, 2011; Дульцев, Новиков, 2017; Новиков и др., 2018), можно предполагать, что в пределах изучаемого региона элизионная геостатическая (литостатическая) система с глубины около 2.0-2.2 км, приобретает черты термодегидратационной, поскольку пластовые температуры превышают 100°C.

В итоге, детальный анализ имеющихся данных позволил нам впервые составить концептуальную 3D модель, характеризующую распределение пластовых давлений в пределах нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья, позволяющую прогнозировать напряженность гидродинамического поля на структурах, слабо обеспеченных фактическими данными, что особенно актуально при проектировании глубокого бурения в регионе (рис. 5).

Заключение

Водонапорные системы меловых и юрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья, включающие прослеживаемые на значительной территории продуктивные пласты, изолированы друг от друга надежными флюидоупорами. Их изолированность нарушается лишь на локальных участках: в системах разломов

и тектонических нарушений и в литологических окнах. Гидродинамические условия меняются значительно даже в одном комплексе, в котором выделяются гидродинамически изолированные блоки.

Гидродинамическое поле исследуемого региона характеризуется прямой гидродинамической зональностью и развитием нормальных и повышенных пластовых давлений (K_a – до 1.13) в доюрских, юрских и меловых водоносных комплексах. Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамических характеристик коллекторов в гидрогеологическом разрезе указывают на доминирующую роль при формировании современной структуры гидродинамического поля элизионного водообмена. Установлены два типа природных водонапорных систем: элизионная (литостатическая и термодегидратационная) во внутренних областях (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина, Верхневасюганская антеклиза и другие структуры) и инфильтрационная в пределах структур Барабинско-Пихтовской моноклинали.

Элизионная литостатическая система с глубины около 2.0-2.2 км начинает приобретать черты элизионной термодегидратационной. Обширные зоны пьезомаксимумов (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина) на настоящем этапе развития водонапорной системы изучаемого региона стали внутренними областями создания напоров вод (внутренние области питания) с максимальной степенью гидрогеологической закрытости недр. Область пьезоминимумов, трассирующая структуры Барабинско-Пихтовской мегамонклинали, соотносится с внешней областью питания. Впервые составлена гидродинамическая модель нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья, позволяющая прогнозировать тенденции изменения пластовых давлений на структурах, слабо обеспеченных фактическими данными.

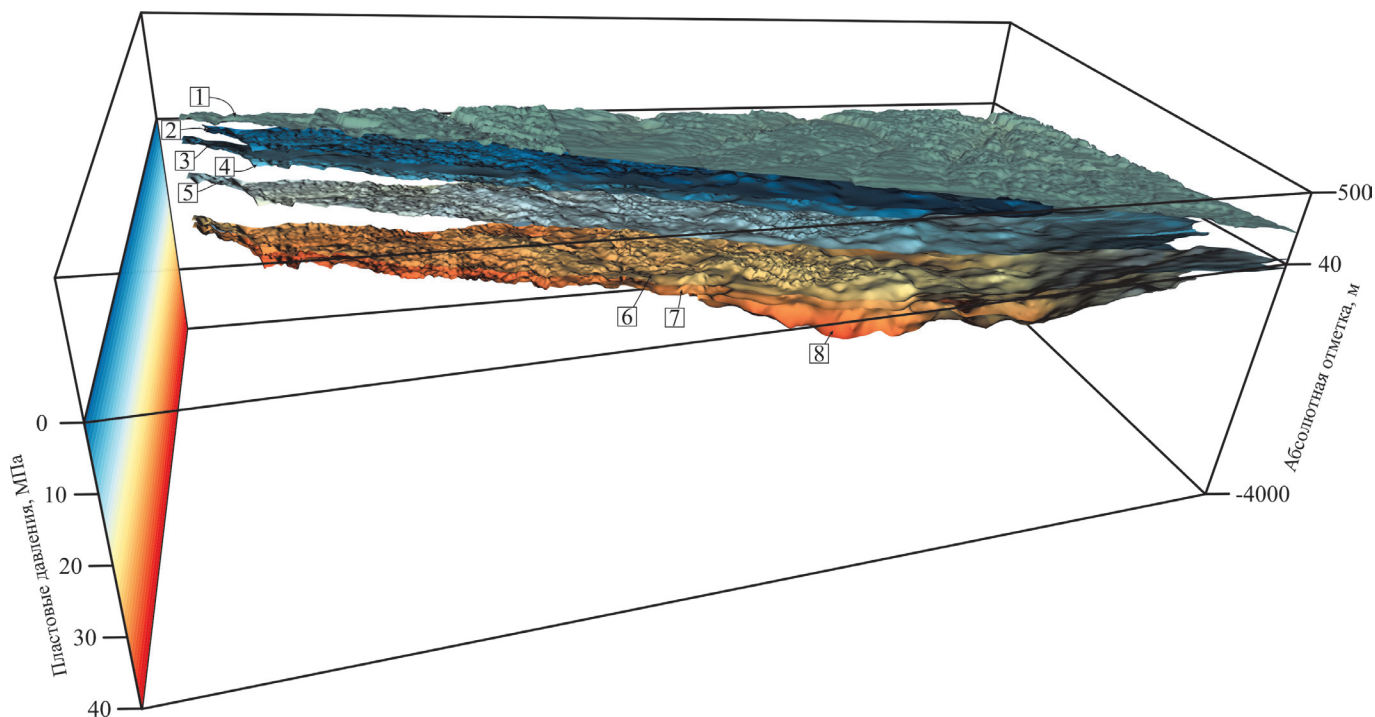


Рис. 5. Концептуальная модель распределения пластовых давлений в нефтегазоносных отложениях южных районов Обь-Иртышского междуречья. 1 – дневная поверхность; кровли: 2 – талицкой свиты (P_1); 3 – кузнецовской свиты (K_2); 4 – сеноманского горизонта (K_2); 5 – алымского горизонта (K_1); 6 – баженовской свиты (J_3); 7 – пласта У-10 (J_2); 8 – доюрских отложений (Т-Рз).

Финансирование/Благодарности

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 18-45-540004.

Литература

Александров Б.Л. (1987). Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. М: Недра, 216 с.
 Алексеев Г.И., Андреев В.Н., Горелов А.А., Казьмин Л.Л. (1982). Методика изучения уплотнения терригенных пород при палеогеологических реконструкциях. М: Наука, 144 с.
 Вассоевич Н.Б. (1960). Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков. *Новости нефтяной техники. Геология*, 4, с. 11-15.
 Дульцев Ф.Ф., Новиков Д.А. (2017). Геотермическая зональность Предъенисейского осадочного бассейна. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 328(11), с. 6-15.
 Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. (1990). Эволюция температурного поля осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*, 10, с. 51-60.
 Дюнин В.И., Корзун В.И. (2005). Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М: Научный мир, 524 с.
 Зимин Ю.Г., Конторович А.Э., Швыдкова Л.И. (1967). Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Геология и геофизика*, 5, с. 3-13.
 Карцев А.А., Абукова Л.А., Абрамова О.П. (2015). Словарь по нефтегазовой гидрогеологии. М: ГЕОС, 304 с.
 Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. (2001). Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика*, 42(11-12), с. 1832-1845.
 Корценштейн В.Н. (1977). Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. М: Недра, 247 с.
 Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. (1985). Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л: Недра, 279 с.

Кругликов Н.М., Яковлев О.Н. (1981). Вопросы динамики подземных вод севера Западной Сибири. *Гидрогеологические условия нефтегазоносности некоторых регионов СССР*, с. 78-100.

Курчиков А.Р. (1992). Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М: Недра, 231 с.

Курчиков А.Р. (1981). Гидродинамическая природа геотемпературной аномалии в Салымском и Красноленском районах Западной Сибири. *Труды ЗапСибНИГНИ*, 164, с. 38-47.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1985). Геотермия Западной Сибири. *Труды ЗапСибНИГНИ*, 200, с. 75-90.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1987). Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М: Недра, 134 с.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1986). Определение глубинного теплового потока в сложных геотермических условиях. *Изв. АН СССР. Сер. Геол.*, 11, с. 121-127.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1980). Особенности изменения с глубиной теплопроводности осадочных пород Западной Сибири. *Труды ЗапСибНИГНИ*, 48, с. 11-15.

Леворсен А.И. (1970). Геология нефти и газа. М: Мир, 639 с.

Маврицкий Б.Ф. (1960). Геотермическая зональность Западно-Сибирского артезианского бассейна. *Известия АН СССР. Сер. Геол.*, 3, с. 72-83.

Магара К. (1982). Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. М: Недра, 296 с.

Матусевич В.М., Бакуев О.В. (1986). Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. *Советская геология*, 2, с. 117-122.

Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатицкий И.Н. (2005). Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень: ТюмГНГУ, 225 с.

Назаров А.Д. (2004). Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М: Идея-Пресс, 288 с.

Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1988). Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири. Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. *Труды ЗапСибНИГНИ*, с. 5-23.

Нестеров И.И., Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р. (1980). О степени нарушения теплового режима недр за позднечетвертичное время (по данным о Западной Сибири). *Доклады АН СССР*, 250(2), с. 418-421.

Новиков Д.А. (2011). Вертикальная геотермическая зональность северных районов Западной Сибири и акватории Карского моря. Сб. мат. VII межд. научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2011», 2(2), с. 57-61.

Новиков Д.А. (2005). Геохимия подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса Надым-Тазовского междуречья. *Отечественная геология*, 3, с. 73-82.

Новиков Д.А. (2017). Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геодинамика и тектонофизика*, 8(4), с. 881-901. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0322>

Новиков Д.А. (2014). Гидродинамика нефтегазоносных отложений неокоема переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 24-33.

Новиков Д.А. (2018). О вертикальной гидродинамической зональности Ямало-Карской депрессии (северные районы Западной Сибири). *Известия Вузов. Нефть и газ*, 1, с. 35-42. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-1-35-42>

Новиков Д.А., Лепокуров А.В. (2005). Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии. *Геология нефти и газа*, 5, с. 21-30.

Новиков Д.А. (2019). Роль эллизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 248-261. <https://doi.org/10.31857/S0024-497X20193248-261>

Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. (2018). О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области. *Известия Вузов. Нефть и газ*, 5, с. 69-76. DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-5-69-76>

Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Сесь К.В., Ефимцев Н.А., Шохин А.Е. (2018). Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(12), с. 39-54. DOI <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/19>

Нуднер В.А. (1970). Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). М: Недра, 368 с.

Садыкова Я.В., Фомин М.А., Глазунова А.С., Дульцев Ф.Ф., Сесь К.В., Черных А.В. (2019). О природе гидрогеохимических аномалий в Межевском нефтегазоносном районе (Новосибирская и Томская области). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1, с. 45-54. DOI <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-1-45-54>

Симанович И.М. (1978). Кварц песчаных пород. М: Недра, 152 с.

Ставицкий Б.П. (1964). Геотермические условия Западно-Сибирской низменности. *Геология СССР*, XLIV (II), с. 205-209.

Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Белкина Б.В., Булгакова Н.Э., Кудрявый С.В. (1981). Тепловой режим недр Западной Сибири. Изученность и особенности. *Труды ЗапСибНИГНИ*, 164, с. 18-37.

Сурков В.С., Роменко В.И., Жеро О.Г. (1972). Геотермическая характеристика платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты и связь ее с геологическим строением фундамента. *Труды СНИИГТИМС*, 156, с. 101-109.

Фотиади Э.Э., Моисеенко У.И., Соколова Л.С. (1969). О тепловом поле Западно-Сибирской плиты. *Доклады АН СССР*, 189(2), с. 385-388.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. (1999). Гидрогеологические условия Харампурского мегавала. *Известия ВУЗов. Нефть и газ*, 3, с. 21-29.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. (2004). Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 45(8), с. 1008-1020.

Antonellini M.A., Aydin A., Pollard D.A. (1994). Microstructure of deformation bands in porous sandstones at Arches National Park, Utah. *J. Struct. Geol.*, 16, pp. 941-959. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(94\)90077-9](https://doi.org/10.1016/0191-8141(94)90077-9)

Burst J.F. (1969). Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration. *AAPG Bull.*, 53(1), pp. 73-93. <https://doi.org/10.1306/5D25C595-16C1-11D7-8645000102C1865D>

Novikov D.A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780-788. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30088-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30088-5)

Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2018). Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1), 012050. DOI <https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012050>

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703-8719. DOI <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Perry E.A., Hower J. (1972). Late-stage dehydration in deeply buried polytic sediments. *AAPG Bull.*, 56(10), pp. 2013-2021. <https://doi.org/10.1306/819A41A8-16C5-11D7-8645000102C1865D>

Shaw D.B., Weaver C.E. (1965). The mineralogical composition of shales. *Journal of Sediment. Res.*, 35(1), pp. 213-222. <https://doi.org/10.1306/74D71221-2B21-11D7-8648000102C1865D>

Сведения об авторах

Дмитрий Анатольевич Новиков – канд. геол.-мин. наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Федор Федорович Дульцев – аспирант, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Анатолий Витальевич Черных – аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет; младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Светлана Владимировна Рыжкова – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 13.03.2019;

Принята к публикации 09.09.2019;

Опубликована 01.12.2019

IN ENGLISH

Hydrodynamic features of oil and gas bearing deposits of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves

D.A. Novikov^{1,2*}, F.F. Dultsev¹, A.V. Chernykh¹, S.V. Ryzhkova^{1,2}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry A. Novikov, e-mail: novikovda@ipgg.sbras.ru

Abstract. The results of study of hydrogeological conditions of oil and gas bearing deposit of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves (southern regions of West Siberian basin) are presented. The hydrodynamic field is characterized by direct dependence and the presence of normal and increased pressure (formation anomalous pressure factor not exceed 1.13) is common in Apt-Alb-Cenomanian, Neokomian, Jurassic and pre-Jurassic complexes. The results of study of the reservoir properties and hydrodynamic conditions indicated that the elision water exchange play the dominant role in the modern hydrogeological structure formation. Two types of water drive system is established: elisional (lithostatical and termodehydrational) in the inner areas (southern part of Koltogor-Nyurol trench, Nyurol megadepression, Verkhnevasyuganskaya antecline and other structures) and infiltrational within the territory of Barabinsk-Pikhtovskaya monocline. Elisional system is replaced by the elisional-termodehydrational at the depth 2.0-2.2 km. Large piezo maximum zones (southern part of Koltogor-Nyurol trench and Nyurol megadepression) become the inner regions of water pressure generation (the inner feed areas) with the maximal degree of hydrogeological closure of the interior. The region of piezo minima, tracing the structures of the Barabinsk-Pikhtovskaya megamonocline, relates to the external feed area. The hydrodynamic model of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves is building for the first time and allow to predict the pressure change trends in the areas with poorly provided with the actual data.

Keywords: elision water exchange, hydrodynamic field, stratal pressure, inter-layer flows, West Siberian sedimentary basin, Ob-Irtysh interfluve

Recommended citation: Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Ryzhkova S.V. (2019). Hydrodynamic features of oil and gas bearing deposits of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 85-94. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.85-94>

References

- Aleksandrov B.L. (1987). Abnormally high reservoir pressure in oil and gas basins. Moscow: Nedra, 216 p. (In Russ.)
- Alekseev G.I., Andreev V.N., Gorelov A.A., Kazmin L.L. (1982). Methods for studying the compaction of terrigenous rocks during paleogeological reconstructions. Moscow: Nauka, 144 p. (In Russ.)
- Antonellini M.A., Aydin A., Pollard D.A. (1994). Microstructure of deformation bands in porous sandstones at Arches National Park, Utah. *J. Struct. Geol.*, 16, pp. 941-959. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(94\)90077-9](https://doi.org/10.1016/0191-8141(94)90077-9)
- Burst J.F. (1969). Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration. *AAPG Bull.*, 53(1), pp. 73-93. <https://doi.org/10.1306/5D25C595-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. (1990). Evolution of the temperature field of the sedimentary cover of the northern West Siberian Plate. *Russian Geology and Geophysics*, 10, pp. 51-60.
- Dultsev F.F., Novikov D.A. (2017). Geothermal zonality of Fore-Yenisei sedimentary basin. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 328(11), pp. 6-15.
- Dyunin V.I., Korzun V.I. (2005). Hydrogeodynamics of oil and gas basins. Moscow: Nauchnyy mir, 524 p. (In Russ.)
- Fotiadi E.E., Moiseyenko U.I., Sokolova L.S. (1969). About the thermal field of the West Siberian plate. *Doklady AN SSSR*, 189(2), pp. 385-388. (In Russ.)
- Kartsev A.A., Abukova L.A., Abramova O.P. (2015). Dictionary of oil and gas hydrogeology. Moscow: GEOS, 304 p. (In Russ.)
- Kontorovich V.A., Belyayev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. (2001). Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), pp. 1832-1845.
- Kortsenshteyn V.N. (1977). Water pressure systems of the largest gas and gas condensate fields of the USSR. Moscow: Nedra, 247 p. (In Russ.)
- Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N. (1985). Hydrogeology of the West Siberian oil and gas basin and features of the formation of hydrocarbon deposits. Leningrad: Nedra, 279 p. (In Russ.)
- Kruglikov N.M., Yakovlev O.N. (1981). Questions of groundwater dynamics in the north of Western Siberia. *Hydrogeological conditions of petroleum potential of some regions of the USSR*, pp. 78-100. (In Russ.)
- Kurchikov A.R. (1981). The hydrodynamic nature of the geothermal anomaly in the Salym and Krasnolensky regions of Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*, 164, pp. 38-47. (In Russ.)
- Kurchikov A.R. (1992). Hydrogeothermal criteria of petroleum potential. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1980). Features of change with the depth of thermal conductivity of sedimentary rocks of Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*, 48, pp. 11-15. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1985). Geothermy of Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*, 200, pp. 75-90. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1986). Determination of the deep heat flow in complex geothermal conditions. *Izv. AN SSSR. Ser. Geol.*, 11, pp. 121-127. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1987). Geothermy of oil and gas regions of Western Siberia. Moscow: Nedra, 134 pp. (In Russ.)
- Levorsen A.I. (1970). Geology of oil and gas. Moscow: Mir, 639 p. (In Russ.)
- Magara K. (1982). Rock compaction and fluid migration. Applied Petroleum Geology. Moscow: Nedra, 296 p. (In Russ.)
- Matusevich V.M., Bakuyev O.V. (1986). Geodynamics of water-pressure systems of the West Siberian oil and gas megabasin. *Sovetskaya geologiya*, 2, pp. 117-122. (In Russ.)
- Matusevich V.M., Rylkov A.V., Ushatinskiy I.N. (2005). Geofluid systems and oil and gas problems of the West Siberian megabasin. Tyumen: TyumGNGU, 225 p. (In Russ.)
- Mavritskiy B.F. (1960). Geothermal zonality of the West Siberian artesian basin. *Izv. AN SSSR. Ser. Geol.*, 3, pp. 72-83. (In Russ.)
- Nazarov A.D. (2004). Oil and gas hydrogeochemistry of the south-eastern part of the West Siberian oil and gas province. Moscow: Ideya-Press, 288 p. (In Russ.)
- Nesterov I.I., Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1988). The main features of the geothermal field of Western Siberia. Neftgeological interpretations of the thermal regime of the bowels of Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*, pp. 5-23. (In Russ.)
- Nesterov I.I., Stavitskiy B.P., Kurchikov A.R. (1980). On the degree of disturbance of the thermal regime of the subsoil for the Late Quaternary time (according to data on Western Siberia). *Doklady AN SSSR*, 250(2), pp. 418-421. (In Russ.)
- Novikov D.A. (2005). Groundwater geochemistry of the Apt-Alb-Cenomanian hydrogeological complex of the Nadym-Tazovsky interfluve. *Otechestvennaya geologiya*, 3, pp. 73-82. (In Russ.)
- Novikov D.A. (2011). Vertical geothermal zonality at the north areas of Western Siberia and the Kara sea area. *Proc. VII Int. Sci. Congress "GEO-Siberia-2011"*, 2(2), pp. 57-61. (In Russ.)
- Novikov D.A. (2014). Hydrodynamics of oil and gas deposits of the neocom transition region from the West Siberian artesian basin to Khatanga. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2, pp. 24-33. (In Russ.)
- Novikov D.A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780-788. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30088-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30088-5)
- Novikov D.A. (2017). Hydrogeological conditions for the presence of oil and gas in the western segment of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geodynamics & Tectonophysics*, 8(4), pp. 881-901. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0322> (In Russ.)
- Novikov D.A. (2019). Role of elisional water exchange in the hydrodynamic field formation in the Yamal-Kara Depression. *Lithology and Mineral Resources*, 54(3), pp. 236-247. DOI <https://doi.org/10.1134/S0024490219030076>
- Novikov D.A. (2018). On the vertical hydrodynamic zonality of the Yamalo-Kara Depression (northern regions of Western Siberia). *Izvestiya Vuzov. Neft i gaz = Oil and Gas Studies*, 1, pp. 35-42. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-1-35-42> (In Russ.)
- Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2018). Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1), 012050. DOI <https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012050>

Novikov D.A., Lepokurov A.V. (2005). Hydrogeological conditions of petroleum potential deposits on the structures in the southern part of Yamalo-Karskoye depression. *Geologiya nefii i gaza = Oil And Gas Geology*, 5, pp. 21-30. (In Russ.)

Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2018). On the geothermal zonality of oil and gas deposits of the north-western regions of the Novosibirsk region. *Izvestiya Vuzov. Neft i gaz = Oil and Gas Studies*, 5, pp. 69-76. DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-5-69-76> (In Russ.)

Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Ses K.V., Efimtsev N.A., Shokhin A.E. (2018). Oil and gas hydrogeochemistry of the prejurassic deposits in the southern areas of Obirtysh interfluves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 329 (12), pp. 39-54. DOI <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/19> (In Russ.)

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703-8719. DOI <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Nudner V.A. (1970). Hydrogeology of the USSR. V. XVI: West Siberian Plain (Tyumen, Omsk, Novosibirsk and Tomsk Regions). Moscow: Nedra, 368 p. (In Russ.)

Perry E.A., Hower J. (1972). Late-stage dehydration in deeply buried politic sediments. *AAPG Bull.*, 56(10), pp. 2013-2021. <https://doi.org/10.1306/819A41A8-16C5-11D7-8645000102C1865D>

Sadykova Ya.V., Fomin M.A., Glazunova A.S., Dultsev F.F., Ses K.V., Chernykh A.V. (2019). To the nature of the hydrochemical anomalies in mezhovksky oiland gas-bearing region (Tomsk and Novosibirsk regions). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 1, pp. 45-54. DOI <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-1-45-54> (In Russ.)

Shaw D.B., Weaver C.E. (1965). The mineralogical composition of shales. *Journal of Sediment. Res.*, 35(1), pp. 213-222. <https://doi.org/10.1306/74D71221-2B21-11D7-8648000102C1865D>

Shvartsev S.L., Novikov D.A. (1999). Hydrogeological conditions of Kharampur megawall. *Izvestiya Vuzov. Neft i gaz = Oil and Gas Studies*, 3, pp. 21-29. (In Russ.)

Shvartsev S.L., Novikov D.A. (2004). The nature of vertical hydrogeochemical zoning of petroleum deposits (exemplified by the Nadym-Taz interflue, West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*, 45(8), pp. 1008-1020. (In Russ.)

Simanovich I.M. (1978). Quartz of sand rocks. Moscow: Nedra, 152 p. (In Russ.)

Stavitskiy B.P. (1964). Geothermal conditions of the West Siberian Lowland. *Geologiya SSSR*, XLIV (II), pp. 205-209. (In Russ.)

Stavitskiy B.P., Kurchikov A.R., Belkina B.V., Bulgakova N.E., Kudryavyy S.V. (1981). Thermal regime of the Western Siberia interior. Knowledge and features. *Trudy ZapSibNIGNI*, 164, pp. 18-37. (In Russ.)

Surkov V.S., Romanenko V.I., Zhero O.G. (1972). Geothermal characteristics of the platform cover of the central part of the West Siberian plate and its connection with the geological structure of the basement. *Trudy SNIIGGIMSa*, 156, pp. 101-109. (In Russ.)

Vassoyevich N.B. (1960). Experience in building a typical gravitational compaction curve of clay sediments. *Novosti neftyanoy tekhniki. Geologiya*, 4, pp. 11-15. (In Russ.)

Zimin Yu.G., Kontorovich A.E., Shvydkova L.I. (1967). Geothermal characteristics of the Mesozoic deposits of the West Siberian oil and gas basin. *Russian Geology and Geophysics*, 5, pp. 3-13. (In Russ.)

About the Authors

Dmitry A. Novikov – PhD, Head of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Associate Professor of the Department of Petroleum Fields Geology, Novosibirsk State University

3, Ak. Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev – Post-graduate student, Junior Researcher of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Anatoliy V. Chernykh – Post-graduate student of the Geological and Geophysical Department, Novosibirsk State University; Junior Researcher of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Svetlana V. Ryzhkova – PhD, Senior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geology of the Western Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Lecturer of the Department of Petroleum Fields Geology, Novosibirsk State University

3, Ak. Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 13 March 2019;

Accepted 9 September 2019;

Published 1 December 2019