

УДК 556.3 (571.1)

РОЛЬ ЭЛИЗИОННОГО ВОДООБМЕНА В ФОРМИРОВАНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ЯМАЛО-КАРСКОЙ ДЕПРЕССИИ

© 2019 г. Д. А. Новиков^{1,2}

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН
630090 Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3

² Новосибирский национальный исследовательский государственный университет
630090 Новосибирск, ул. Пирогова, 2
E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Поступила в редакцию 18.07.2017 г.

Впервые за последние 30 лет обобщен уникальный материал по гидродинамике нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии. Основной особенностью региона является широкое развитие аномально высоких пластовых давлений (Ка до 2.21) как в юрских, так и в нижнемеловых горизонтах. Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамических характеристик коллекторов в юрско-меловом разрезе указывают на доминирующую роль при формировании современной структуры гидродинамического поля элизионного водообмена. Элизионная литостатическая система с глубины около 2–2.5 км начинает приобретать черты элизионной термодегидратационной. Обширные зоны пьезомаксимумов (Большехетская и Карская мегасинеклизы) на настоящем этапе развития водонапорной системы бассейна стали внутренними областями создания напоров вод (питания) с максимальной степенью гидрогеологической закрытости недр. Области пьезоминимумов, протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа, соотносятся с крупнейшими зонами нефтегазоаккумуляции (Ванкор-Сузунская, Бованенковская, Уренгойская и другие). В настоящее время в исследуемом регионе установлено проявление двух типов природных водонапорных систем: элизионной во внутренних районах, доминирующей в пределах Ямало-Карской депрессии, и инфильтрационной — во внешних прибортовых частях Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Ключевые слова: элизионный водообмен, пористость, гидродинамическое поле, формирование и снижение давления, соотношение аномалий, поперечные течения, Западно-Сибирский осадочный бассейн, Арктика.

DOI: 10.31857/S0024-497X20193248-261

В сложных гидрогеологических условиях арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСОБ) для их успешного освоения крайне важно получить достоверные сведения о гидродинамике нефтегазоносных отложений. Гидродинамическим исследованиям 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, В. В. Нелюбина, 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, 2004; Дюнин, Корзун, 2005; Новиков, Лепокуров, 2005; Новиков, 2014; Novikov, Sukhorukova, 2015; Новиков, 2017; Novikov, 2017; Новиков, 2018; Novikov и др., 2018].

Однако информация, полученная по большинству изучаемых объектов в геологоразведочных скважинах, особенно в тех, которые опробовались с помощью пластоиспытателя, весьма низкого качества. Анализ имеющегося фактического материала показал, что менее 50% разведочных скважин, вскрывших в ЗСОБ мезозойские водонапорные горизонты, содержат достоверные гидродинамические сведения. Несмотря на то, что в изучаемом регионе пробурены тысячи глубоких геологоразведочных скважин, к настоящему времени даже основные гидродинамические закономерности здесь изучены лишь в общих чертах. Неодинакова и изученность различных водоносных комплексов (наибольшая — у неокомского, что связано с открытием здесь залежей углеводородов).

Многолетний опыт теоретических исследований процессов фильтрации и эксперименталь-

ного изучения гидродинамики нефтегазоносных бассейнов мира показал, что непосредственными наблюдениями можно определить направление и скорость движения только для грунтовых или неглубоких артезианских вод, и невозможно решить задачи, связанные с разработкой залежей нефти и газа. Поэтому основными способами определения направлений, скоростей и расходов потоков вод глубоких горизонтов являются расчетные.

ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

В большинстве природных водонапорных систем плотность подземных вод контролируется минерализацией и изменяется в разрезах и по площади. Водоносные горизонты залегают наклонно, поэтому, в общем случае, перепады уровней воды в коллекторе зависят не только от ее движения из области питания в область разгрузки, но и от пространственных изменений ее плотности. Для того чтобы исключить влияние последних, при анализе региональной гидродинамики, вместо реально наблюдаемых уровней подземных вод, используют приведенные напоры (приведенные давления) подземных вод. Только их перепад может служить показателем движения подземных напорных вод в разбуренном интервале глубин. Обычно плоскость сравнения (приведения) проводят по забою самой глубокой скважины.

Структура гидродинамического поля нефтегазоносных бассейнов формируется длительное время и тесно связана с геологической историей и процессами уплотнения осадочных пород, сопровождающимися возникновением элизионных водонапорных систем [Словарь..., 2015] и, как следствие, — появлением аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Под элизионной геостатической (литостатической) водонапорной системой понимается система гидрогеологических бассейнов, которая приурочена к прогибающемуся участку земной коры, выполненному мощным комплексом осадочных образований. 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 жид-

кости, накапливающейся в коллекторах в результате уплотнения отложений и выжимания из них вод. Выделяют два типа подобных систем: 1) системы, в которых напор вод возникает, главным образом, в результате выжимания вод из глин в коллекторы; такие системы характерны для относительно молодых отложений, преимущественно мезо-кайнозойского возраста, залегающих на глубинах 2.5–3.5 км; 2) системы, в которых причиной возникновения напора служит, в основном, уплотнение самих коллекторов; эти системы характерны для более 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 [Словарь..., 2015].

Под воздействием механических сил и физико-химических процессов пористость осадочных пород уменьшается, и они уплотняются. Процессы уплотнения осадочных пород рассматриваются в работах Н. Б. Вассоевича, Ю. В. Мухина, И. И. Нестерова, Э. А. Прозоровича, Б. К. Прошлякова, Э. Э. Фотиади, Д. М. Уэллера и других [Athy, 1930; Фотиади, 1957; Weller, 1959; Вассоевич, 1960; Прошляков, 1960; Прозорович, 1962; Комаров, Постников, 1964; Maxwell, 1964; Мухин, 1965; Нестеров, 1965; Леворсен, 1970; Алексеев и др., 1982; Magara, 1968; Bjørlykke и др., 1989; Ehrenberg, Nadeau, 2005; Ehrenberg и др., 2009]. Основной фактор уплотнения — гравитация, т.е. вес перекрывающих отложений, возрастающий по мере увеличения мощности осадочного чехла [Вассоевич, 1960]. В связи с этим степень уплотнения глинистых пород определяется в основном величиной геостатического давления, а их физические свойства зависят от глубины погружения или величины нагрузки. На степень уплотнения песчаных пород, кроме геостатической нагрузки, оказывают влияние физико-химические процессы, приводящие к растворению соприкасающихся обломочных зерен в зонах контактов.

Различают два вида уплотнения — упругое и пластическое [Леворсен, 1970]. Породы, подвергшиеся упругой деформации, при снятии давления частично или полностью восстанавливают первоначальный объем и пористость. Однако если они подвергались пластической деформации, то их первоначальный объем и пористость не восстанавливаются [Алексеев и др., 1982].

В основу настоящей статьи положены результаты испытания более 4000 объектов на поисковых площадях (всего 251) в северных и арктических районах ЗСОБ — в междуречье Оби и Енисея (рис. 1), а также материалы интерпретации ГИС и лабораторных исследований керна (более 6200 образцов). Данные о пористости нефтегазоносных отложений, обобщенные

в настоящей работе, собирались автором в течение длительного периода времени (начиная с 1997 г.) в производственных подразделениях Концерна Главтюменьгеология (ПГО Уренгой-нефтегазгеология, Ямалнефтегазгеология, Пурнефтегазгеология и др.). В настоящее время эти материалы аккумулированы в отделе баз данных Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Наиболее изученными являются резервуары мелового возраста. При обобщении и анализе гидродинамических параметров юрско-меловых резервуаров были приняты следующие плоскости сравнения для основных водоносных комплексов: апт-альб-сеноманского — 2500 м, неокомского — 4000 м, верхнеюрского — 3800 м и ниже-среднеюрского — 5500 м.

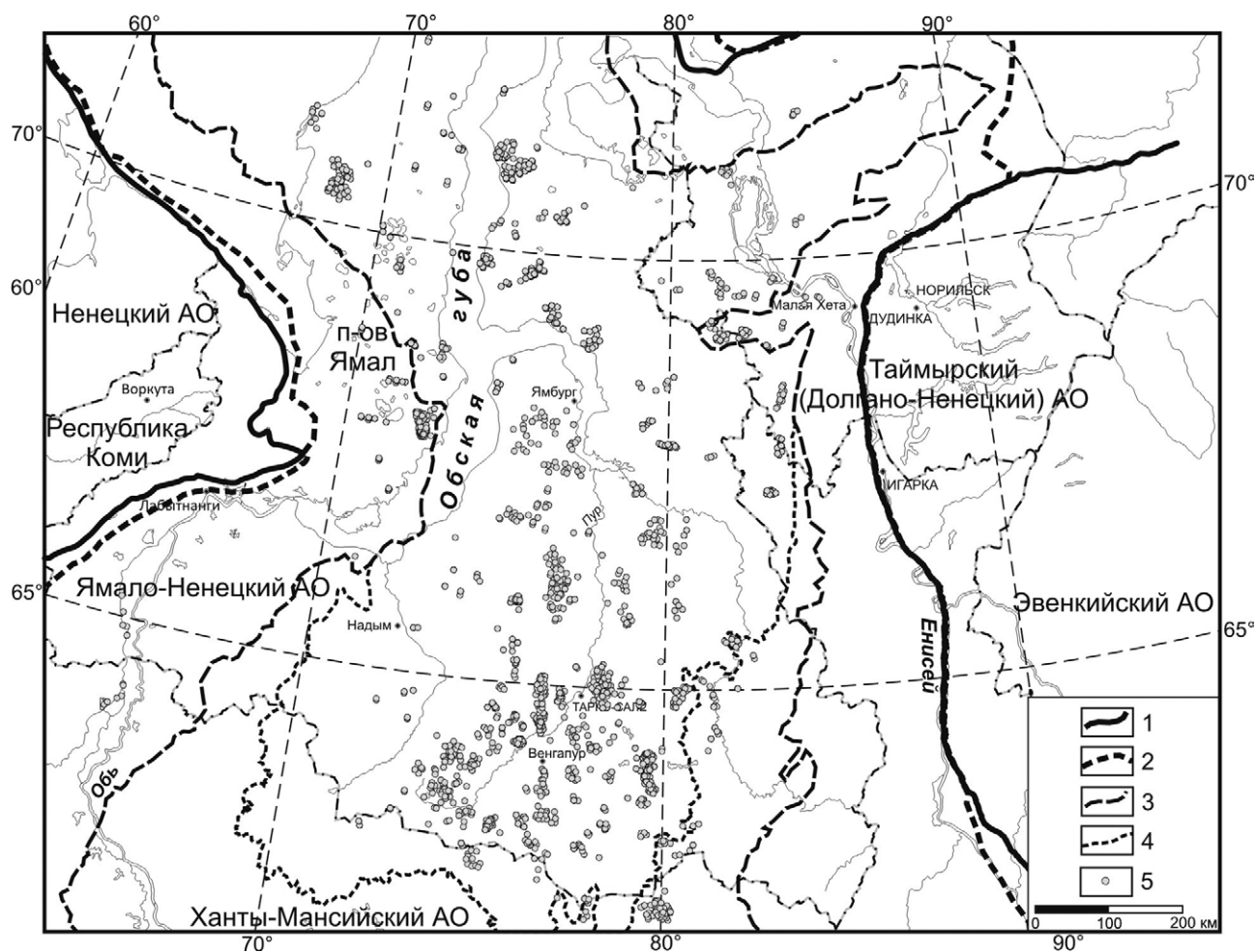


Рис. 1. Местоположение района исследований.

1–4 — границы: Западно-Сибирского осадочного бассейна (1), юрского осадочного бассейна (2), Внутренней области и Внешнего тектонического пояса [Конторович и др., 2001] (3), Ямало-Карской депрессии (4); 5 — изученные скважины.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Фильтрационно-емкостные свойства пород

Рассмотрим изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород в зависимости от глубины их залегания в пределах Ямало-Карской депрессии ЗСОБ. В целом, пористость песчаников и алевролитов в пределах нефтегазоносных отложений изменяется в широком диапазоне — от 0.70 до 42.55%, закономерно уменьшаясь от апт-альб-сеноманского комплекса к доюрским резервуарам (таблица). Установлено, что в разрезе доминируют 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. 2а).

На рисунках 2а, б представлены сводные графики, отражающие зависимость между пористостью песчаников/алевролитов, глин/аргиллитов и глубиной их залегания, выявленную по результатам петрофизических исследований кернa. На рисунке видно, что пористость как первых, так и вторых с глубиной уменьшается. Скорость уплотнения пород является довольно высокой при глубине их захоронения до 1000 м, но при дальнейшем возрастании глубины замедляется. На это явление указывали Л. Ф. Эти, Г. Д. Хелберг, Г. Дикинсон, Д. М. Уэллер, Б. К. Прошляков, Х. Х. Хэм, Д. Б. Фостер, Х. Е. Вэлен, Х. Н. Хосои, Р. Х. Меадэ, К. Мага-

ра, Г. И. Алексеев и многие другие; оно отмечено во многих нефтегазоносных бассейнах мира [Магара, 1982]. В изученном нами регионе повышенные и аномально высокие, т.е. сверхгидростатические пластовые давления [СГПД, см. «Спутник...», 1989, стр. 52], в водонапорной системе мезозоя наблюдаются, начиная с низов апт-альб-сеноманского комплекса, и доминируют в юрском.

Оценка ФЕС проводилась и по данным гидродинамических исследований, полученным при испытании и опробовании глубоких скважин. Детальный анализ гидропроводности нефтегазоносных горизонтов в основных водоносных комплексах показал большую неоднородность ее величин, в целом снижающихся с глубиной (см. таблицу). Водообильность мезозойских отложений также закономерно снижается по мере погружения изучаемых объектов. Так, если в меловых комплексах средние дебиты воды составляют 42–76 м³/сут, то в юрских — только 20–25 м³/сут. Самыми высокими коллекторскими свойствами обладают слабосцементированные пески и песчаники покурской свиты апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (пласты ПК). Их пористость варьирует в широком интервале — 10.54–42.55%, а гидропроводность составляет $3.81 \cdot 10^{-5}$ – $7.40 \cdot 10^3$ мкм²·м/мПа·с, при среднем значении 109.9 мкм²·м/мПа·с. Все это позволяет получать притоки до 1000 м³/сут и более. Поэтому в большинстве случаев подземные воды апт-

Таблица. Характеристика гидродинамических параметров и фильтрационно-емкостных свойств нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии Западно-Сибирского осадочного бассейна

Водоносный комплекс	Рпл, МПа	Ка, ед.	Е, мкм²·м/мПа·с	п, %	Q _{воды} , м³/сут
Апт-альб-сеноманский	<u>3.47–28.40</u> 15.84 (924)	<u>0.84–1.14</u> 1.02 (924)	<u>$3.81 \cdot 10^{-5}$–$7.40 \cdot 10^3$</u> 109.91 (130)	<u>10.54–42.55</u> 24.75 (814)	<u>0.62–1025.10</u> 76.87 (184)
Неокомский	<u>6.28–77.93</u> 27.25 (2189)	<u>0.81–2.12</u> 1.05 (2189)	<u>$2.23 \cdot 10^{-4}$–$4.15 \cdot 10^3$</u> 18.72 (273)	<u>7.40–33.52</u> 17.41 (2403)	<u>0.15–654.00</u> 42.10 (532)
Верхнеюрский	<u>9.90–67.65</u> 30.52 (428)	<u>0.92–1.87</u> 1.11 (428)	<u>$1.02 \cdot 10^{-4}$–5.04</u> 0.13 (98)	<u>0.70–24.73</u> 12.80 (576)	<u>0.10–267.30</u> 25.68 (109)
Нижне-среднеюрский	<u>6.63–101.89</u> 39.28 (397)	<u>0.86–2.21</u> 1.28 (397)	<u>$8.7 \cdot 10^{-6}$–38.92</u> 0.19 (94)	<u>1.50–21.06</u> 10.34 (1182)	<u>0.10–192.20</u> 20.02 (138)
Доюрский	<u>9.11–90.00</u> 33.08 (73)	<u>0.85–1.71</u> 1.12 (73)	<u>0.02–90.70</u> 27.45 (13)	<u>1.90–16.00</u> 8.19 (313)	<u>0.24–115.00</u> 14.75 (37)

Примечание. Рпл — величина пластового давления; Ка — коэффициент аномальности пластовых давлений ($K_a = R_{пл}/R_{н.г.}$, где $R_{н.г.}$ — нормальное гидростатическое давление в той же точке); Е — гидропроводность; п — пористость; в числителе приведены минимальные и максимальные значения, в знаменателе — среднее, в скобках указано количество измерений.

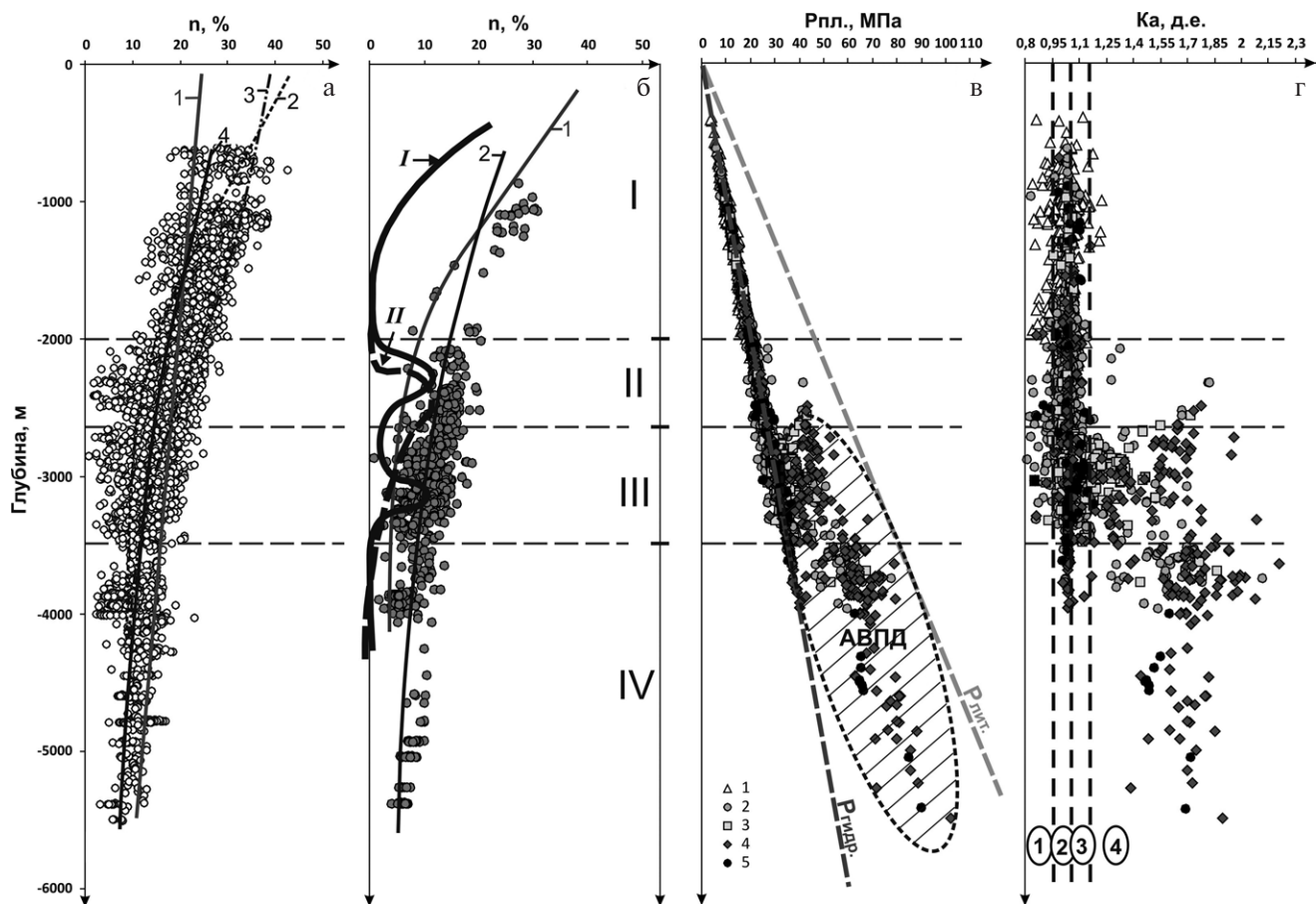


Рис. 2. Изменение с глубиной фильтрационно-емкостных свойств пород и гидродинамических параметров осадочного чехла арктических районов ЗСОБ.

а — пористость песчаников и алевролитов (тренды изменения: 1 — глобальный [Ehrenberg, Nadeau, 2005]; 2 — в алевролитах центральных районов ЗСОБ [Алексеев и др., 1982]; 3 — в песчаниках, там же [Алексеев и др., 1982]; 4 — в песчаниках арктических районов ЗСОБ); б — пористость глин и аргиллитов центральных районов ЗСОБ (1 — по [Алексеев и др., 1982]; 2 — в арктических районах ЗСОБ. Кривые отжатия воды из уплотняющихся глин: I — по Дж. Барсту [Burst, 1969]; II — по Е.А. Пери и Дж. Хауеру [Perry, Hower, 1972]. Стадии обезвоживания осадка: I — отжатие свободной воды, II — отжатие межслоевой воды (50%) на глубинах 2.0–2.7 км (начальная стадия), III — отжатие следующей порции (25%) межслоевой воды на глубинах 2.7–3.5 км (промежуточная стадия); IV — отжатие последней (25%) межслоевой воды на глубинах более 3.5 км (заключительная стадия)); в — пластовые давления (водоносные комплексы: 1 — апт-альб-сеноманский, 2 — неокомский, 3 — верхнеюрский, 4 — нижне-среднеюрский, 5 — доюрские. Косая штриховка — зона АВПД); г — зоны пластовых давлений (в скобках — коэффициент аномальности Ka), согласно [Букаты, Зуев, 1990]: 1 — пониженных (0.8–0.95), 2 — нормальных (0.95–1.05), 3 — повышенных (1.05–1.15), 4 — аномально-высоких (более 1.15).

альб-сеноманского комплекса Западной Сибири используются при разработке месторождений углеводородов в качестве источника для функционирования систем поддержания пластового давления. Водоносные горизонты неокомского водоносного комплекса, хотя и обладают высокими ФЕС, однако в большей мере затронуты процессами уплотнения, по сравнению с залегающими выше породами. К отложениям комплекса приурочены проницаемые пласты групп А и Б, пористость которых составляет 7.40–33.52%, гидропроводность варьирует в ин-

тервале $2.23 \cdot 10^{-4}$ – $4.15 \cdot 10^3$ мкм²·м/мПа·с, а средние дебиты воды достигают 42.1 м³/сут. К юрским водоносным комплексам, залегающим ниже, приурочены проницаемые пласты группы Ю (Ю₁ — к верхнеюрскому и Ю₂–Ю₂₃ — к нижне-среднеюрскому). Пористость резервуаров варьирует от 0.70 до 24.73% и отражает ухудшение коллекторских свойств с глубиной. Величина гидропроводности изменяется в широком спектре значений: $8.7 \cdot 10^{-6}$ – 38.92 мкм²·м/мПа·с, т.е. в миллионы раз. Притоки в скважинах снижаются с глубиной, по мере ухудшения ФЕС. Следует

подчеркнуть, что доюрские комплексы (отложения триаса и более древние) изучены в арктических районах ЗСОБ крайне слабо. Наиболее представительный материал имеется по Новопортовскому нефтегазоконденсатному месторождению, расположенному в южной части полуострова Ямал. В целом, несмотря на высокую степень консолидации отложений и трещинный, трещинно-жильный и каверновый типы коллекторов, доюрские породы местами обладают хорошими коллекторскими свойствами. Так, пористость в них составляет 1.90–16.00%, величина гидропроводности варьирует в интервале 0.02–90.70 мкм²·м/мПа·с, а дебиты воды при испытании доюрских объектов изменяются от 0.2 до 115.0 м³/сут, при среднем значении 14.7 м³/сут.

Как отмечалось во введении, до настоящего времени основные гидродинамические закономерности Западно-Сибирского осадочного бассейна, особенно его арктических районов, рассматриваемых в рамках настоящей работы, были изучены лишь в общих чертах. Эти закономерности следующие.

- 1) Движение вод происходит, в основном, от периферии к центральным районам осадочного бассейна, до областей снятия напоров, где возможен переток вод в вышележащие горизонты.
- 2) Разгрузка подземных вод бассейна характеризуется весьма сложным механизмом. Подземные воды домезозойских пород и нижних горизонтов осадочного чехла (триасовые, юрские и валанжинские) разгружаются в вышележащие отложения в результате последовательных вертикальных перетоков. В готерив-барремских и апт-альб-сеноманских горизонтах подземные воды, достигая областей снятия напоров, могут двигаться вдоль них до акватории Карского моря.
- 3) Для верхней части юрских и низов неомских отложений северных районов ЗСОБ характерно широкое распространение СГПД.
- 4) Существенные различия в гидродинамике водонапорных толщ основных водоносных комплексов объясняются их разными современными режимами: инфильтрационным на периферии осадочного бассейна и элизионным в его наиболее погруженных частях. Роль

элизионного водообмена в формировании современной структуры гидродинамического поля является определяющей.

Вертикальная гидродинамическая зональность

Особенности строения и состояние изученности ЗСОБ на глубину 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 Ямало-Карской депрессии является широкое развитие на глубинах 2.8–6.0 км аномально высоких пластовых давлений, как в юрских, так и в вышележащих неомских горизонтах (см. рис. 2в, г).

В пост-триасовой части разреза осадочного бассейна сверху вниз отчетливо выделяются две гидродинамические зоны: зона гидростатических давлений и зона повышенных давлений, переходящих в АВПД. К первой зоне приурочено большинство водоносных горизонтов аптальб-сеноманского гидрогеологического комплекса. Ко второй (зоне СГПД) — горизонты неокома и юры, причем в неомских наблюдается переход от повышенных давлений к АВПД. В юрских комплексах центральных районов Ямало-Карской депрессии доминируют повышенные давления и АВПД, которые снижаются до уровня гидростатических по мере приближения к периферии бассейна. Эта закономерность отчетливо прослеживается на полуострове Ямал, где в направлении с юга на север, от Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения к Малыгинскому, гидрогеологическая закрытость недр возрастает, что закономерно отражается в росте значений коэффициента аномальности (K_a) — от нормальных (0.95–1.00) до аномально высоких (1.60–1.92), соответственно [Новиков, 2013; Сесь, Новиков, 2017; Новиков, 2018]. Залегающие ниже доюрские комплексы существенно различаются по величинам пластовых давлений. Так, в триасовых отложениях — ярко выражены АВПД, тогда как для палеозойских более характерны

нормальные (гидростатические) и повышенные давления [Новиков, 2005a].

В работах [Burst, 1969; Perry, Hower, 1972] показано, что с глубин около 2 км начинается дегидратация (отжатие межслоевой воды) глинистых минералов, которая происходит в несколько стадий. Д. Б. Шоу и Ч. Е. Уивер рассчитали для месторождений нефти и газа США (более 2000) глубины и температуры дегидратации глин: глубины обезвоживания изменяются в пределах 1280–4850 м, а температуры варьируют в пределах 83–111°C [Shaw, Weaver, 1965]. Широкий интервал глубины обезвоживания ими связывается, в первую очередь, с разными величинами теплового потока на изученных месторождениях.

С учетом результатов геотермических исследований осадочного чехла Западной Сибири, полученных 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. Черемениным и др. [Маврицкий, 1959; 1960; Череменин, 1962; Ставицкий, 1964; Зимин и др., 1967; Фотиади и др., 1969; Ставицкий и др., 1970; Гинсбург, 1971; Дучков, Соколова, 1974; Кругликов и др., 1985; Курчиков, Ставицкий, 1987; Нестеров и др., 1988; Курчиков, 1992; Новиков, 2011; Дульцев, Новиков, 2017; Новиков и др., 2018] и существующих моделей геотемпературного поля, можно предполагать, что в пределах Ямало-Карской депрессии элизионная геостатическая (литостатическая) система приобретает черты термодегидратационной примерно с глубины 2–2.5 км, на которой проявляются признаки АВПД (см. рис. 2). Интенсивность возрастания температуры с глубиной зависит как от экзогенных, так и от эндогенных факторов. Так, в наиболее погруженных районах Ямало-Карской депрессии пластовые температуры в триасово-юрских отложениях изменяются от 120 до 180 °С (Тюменская сверхглубокая скважина) при движении от их кровли к подошве, в неокотских — от 70 до 110°C, а в апт-альб-сеноманских — от 40 до 70°C. В целом, средние геотермические градиенты изменяются в пределах от 1.5–2 до 3.5°C на каждые 100 м. Низкие значения средних геотермических градиентов (1.5–2.5°C/100 м) характерны для при-

бортовых частей ЗСОБ (особенно восточной, приенисейской). Для Ямало-Карской депрессии в качестве фонового можно принять геотермический градиент 3.0–3.5°C/100 м, при средних значениях теплового потока 52.25–56.43 МВт/м² [Новиков, 2011].

Латеральная гидродинамическая зональность

Рассмотрим особенности гидродинамики основных водоносных комплексов.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс характеризуется пластовыми давлениями 3,5–28,4 МПа, вариации контролируются глубиной залегания водоносных горизонтов [Новиков, 2005б; Шварцев, Новиков, 2004; Новиков, Лепкуров, 2005]. Как видно из рисунков 2в и 2г, этот водоносный комплекс характеризуется преимущественно нормальными (гидростатическими) давлениями. Анализ напряженности гидродинамического поля в региональном плане показывает (рис. 3а), что изучаемая территория в целом находится в зоне нормальных давлений. Однако довольно большие ее участки — в северо-западных (южные районы Карской мегасинеклизы) и центральных районах (центр и восток Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и восточный склон Большехетской мегасинеклизы), приурочены к зонам повышенных давлений. Местами встречаются гидродинамические аномалии пониженных давлений ($K_a = 0.83–0.91$), которые связаны с газовыми залежами в отложениях этого комплекса, установленными на Бованенковском, Мессояхском, Тагульском, Салмановском, Харампурском, Ямсовейском и других месторождениях.

Анализ распределения приведенных давлений, при общем их перепаде в 3.4 МПа, выявил обширные зоны пьезомаксимумов, выступающих в качестве внутренних областей питания подземных вод (элизионная геостатическая водонапорная система) и приуроченных к наиболее погруженным районам Среднепурского наклонного мегажлоба, Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской и Карской мегасинеклиз. Зоны основных пьезоминимумов совпадают с контурами крупных зон нефтегазо-накопления, в том числе с Харасавэйской — на севере, Ванкоро-Сузунской — на востоке и Уренгойской — в центральных районах.

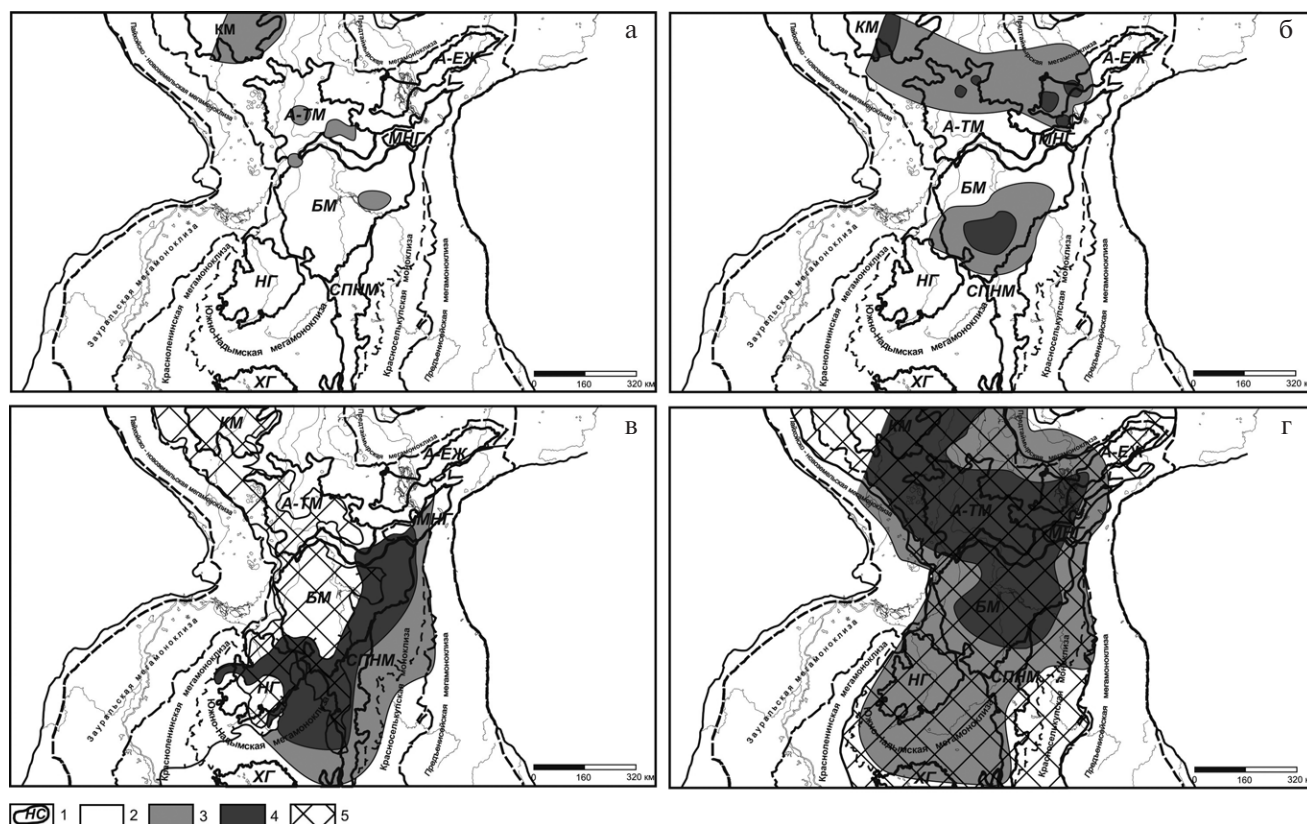


Рис. 3. Напряженность гидродинамического поля в водоносных комплексах арктических районов ЗСОБ: апт-альб-сеноманском (а), неокомском (б), верхнеюрском (в) и ниже-среднеюрском (г).

1 — границы тектонических элементов, по [Конторович и др., 2001]; 2–5 — зоны пластовых давлений, выявленных по величинам коэффициента аномальности (K_a), согласно [Букаты, Зуев, 1990]: 2 — нормальных (0.95–1.05), 3 — повышенных (1.05–1.15), 4 — аномально-высоких (более 1.15), 5 — зоны термодегидратации глинистых минералов. КМ — Карская мегасинеклиза, А-ТМ — Антипаютинско-Тадеевская мегасинеклиза, А-ЕЖ — Агапско-Енисейский желоб, МНГ — Мессояхская наклонная гряда, БМ — Большехетская мегасинеклиза, НГ — Надымская гемисинеклиза, СПНМ — Среднепурский наклонный мегажелоб, ХГ — Хантейская гемисинеклиза.

В разрезе неокомского водоносного комплекса пластовые давления меняются от 6.3 до 77.9 МПа. В низах комплекса отмечены зоны АВПД, повышенные давления широко проявлены по всему разрезу (см. рис. 2в, г). Анализ распределения K_a показал наличие двух зон: с нормальными и повышенными давлениями, переходящими в аномально высокие, причем, так же как и выше по разрезу, первая зона доминирует (см. рис. 3б). На фоне нормальных давлений этой зоны можно выделить две крупные области повышенных пластовых давлений. Одна из них приурочена к центральным районам Ямало-Карской депрессии и ограничена территорией Большехетской мегасинеклизы, а вторая — к северным, и частично охватывает структуры Карской и Антипаютинско-Тадеевской мегасинеклиз, включая восточную часть Агапско-

Енисейского желоба. Эти зоны повышенных давлений, в свою очередь, осложнены семью гидродинамическими аномалиями с АВПД. Гидродинамические аномалии с пониженным фоном пластовых давлений ($K_a = 0.86–0.91$) выявлены на Салмановском, Харасавэйском, Ванкорском и других месторождениях.

Общий перепад приведенных давлений в пределах неокомского комплекса достигает 28.0 МПа. Анализ их распределения выявил обширные высокоградиентные зоны пьезомаксимумов, приуроченных к наиболее погруженным районам Большехетской, Антипаютинско-Тадеевской, Карской мегасинеклиз и Агапско-Енисейского желоба. Максимальные градиенты давлений до 0.8–1.2 МПа/км установлены на северо-востоке изучаемой территории — в пере-

ходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому, который структурно приурочен к Енисей-Хатангскому региональному прогибу. Чем же обусловлены такие колоссальные градиенты? Ситуация проясняется при детальном рассмотрении особенностей гидрогеологического строения [Кох, Новиков, 2014; Новиков, 2014, 2017]. На восточном склоне Мессояхской наклонной гряды, в пределах Нижнехетской и Малохетской структур выявлены разломные зоны, в которых разгрузка подземных вод происходит до настоящего времени, что было установлено геологоразведочными работами при анализе гидрохимии поверхностных водоемов и геохимии естественных нефтегазопроявлений. Здесь известны многочисленные естественные выходы природных газов, а также вскрытые скважинами скопления газа в четвертичных, меловых и юрских отложениях [Ростовцев, 1958; Равдоникас, 1962]. Первые исследования нефтегазопроявлений выходящих на поверхность в низовьях р. Енисея были выполнены Н. А. Гедройцем в 1934 году, который привел описание четырех крупных выходов горючих газов (озера Шайтан, Талое, Остяцкое, Фунтусовская протока), обследованных Д. С. Несвитом. Д. К. Александров в 1936 году описал еще пять выходов газа (озера Сапог и Гагары; в устье и в среднем течении р. Большой Хетты, р. Данилкина), а затем эти исследования были продолжены Г. Е. Рябухиным (1937–1938 гг.), К. В. Антоновым и В. Н. Саксом (1939 г.), И. И. Авдеевым (1949 г.), А. В. Щербаковым (1953 г.). Наиболее полные исследования были проведены в 1959–1960 гг. при возобновлении нефтепоисковых работ в Усть-Енисейском районе [Равдоникас, 1962]. В западном направлении происходит погружение кровли неокотских отложений с глубины 300 м на глубины 2000 м и более, при этом приведенные давления возрастают с 36 до 52 МПа. В пределах Пайяхской, Средне-Яровской, Турковской и Танамской площадей выявлена обширная зона с АВПД. Самые высокие значения K_a отмечаются в скважинах: Турковская 1 — 2.45; Турковская 2 — 1.46; Пайяхская 1 — 1.45 и Пайяхская 2 — 1.49. Пониженные приведенные давления (менее 35–36 МПа) установлены на Озерной, Нижне-Хетской, Мало-Хетской, Сухо-Дудинской, Точинской и Долганской площадях, что связано с влиянием выявленных здесь газовых

залежей. Пониженные приведенные давления характерны для основных зон нефтегазоаккумуляции в арктических районах ЗСОБ. При этом некоторые зоны, например Уренгойская, характеризуется повышенными давлениями, что может свидетельствовать о процессах вертикальной миграции флюидов из более глубоководных юрских комплексов в пределах этих зон.

Верхнеюрский водоносный комплекс, с точки зрения гидродинамики, является наиболее интересным. Пластовые давления в его пределах меняются от 9.9 до 67.7 МПа. Особенностью комплекса является АВПД с коэффициентом аномальности до 1,87 (см. рис. 2г). Анализ напряженности гидродинамического поля выявил (см. рис. 3в) нормальные пластовые давления до повышенных — на востоке исследуемой территории, и аномально высокие — в западных и центральных районах Ямало-Карской депрессии. На фоне нормальных пластовых давлений в восточной области изучаемого региона, в пределах Ютырмальского, Текто-Харампурского и Равнинного месторождений установлены гидродинамические аномалии с повышенными давлениями, что позволяет предполагать вертикальные перетоки из более глубоких горизонтов [Шварцев, Новиков, 1999]. Обширная зона АВПД в центральной и западной части Надым-Тазовского междуречья (близ границы повсеместного распространения оксфордского регионального резервуара, по [Эпов, Шемин, 2017]) связана с элизионным типом режима в этой области [Шварцев, Новиков, 2004]. Согласно нашим исследованиям, здесь элизионная геостатическая (литостатическая) водонапорная система приобретает черты термодегидратационной, поскольку пластовые температуры превышают 100°C [Новиков, 2011].

Анализ распределения приведенных давлений в верхнеюрском комплексе выявил в западных районах Надым-Тазовского междуречья, а также в наиболее погруженных структурах Среднепурского наклонного мегапрогиба и Большехетской мегасинеклизы обширные зоны пьезомаксимумов, приуроченных к границе распространения оксфордского регионального резервуара. Общий перепад приведенных давлений в пределах верхнеюрского комплекса достигает 34.0 МПа. Рост приведенных давлений к границе распространения проницаемых

отложений указывает на существование надежного литологического экрана. Латеральная миграция флюидов в условиях элизионной геостатической (литостатической) водонапорной системы наблюдается с запада на восток из зоны с максимальными давлениями в область снятия напоров. Зоны основных пьезоминимумов совпадают с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции, например, с Харампурской зоной в пределах Среднепурского наклонного мегажелоба и другими.

Самый нижний из детально изученных — нижне-среднеюрский водоносный комплекс характеризуется пластовыми давлениями 6.6–101.9 МПа (см. рис. 2в). В центральных и северных районах Ямало-Карской депрессии распространены СГПД, вызванные термодегидратацией глинистых минералов (см. рис. 3г).

Нижне-среднеюрские резервуары на периферии осадочного бассейна соответствуют области нормальных давлений. Зона АВПД включает основные отрицательные надпорядковые тектонические элементы: Карскую, Антипаютинско-Тадеебахинскую и Большехетскую мегасинеклизы, а также Агапско-Енисейский желоб. Значения K_a в пределах этой зоны достигают величин 1.5 и более: на Бованенковском месторождении — 1.54–1.77, Западно-Тамбейском — 1.79–1.82, Заполярном — 1.97–2.21, Уренгойском — 1.65–1.98 [Новиков, 2013; Сесь, Новиков, 2017; Новиков, 2018]. Анализ распределения приведенных давлений показал, что общий перепад давлений составляет более 50 МПа, максимальные давления выявлены в пределах Карской (более 70 МПа) и Большехетской (свыше 80 МПа) мегасинеклиз (рис. 4). Так как большинство зон повышенных давлений приурочено

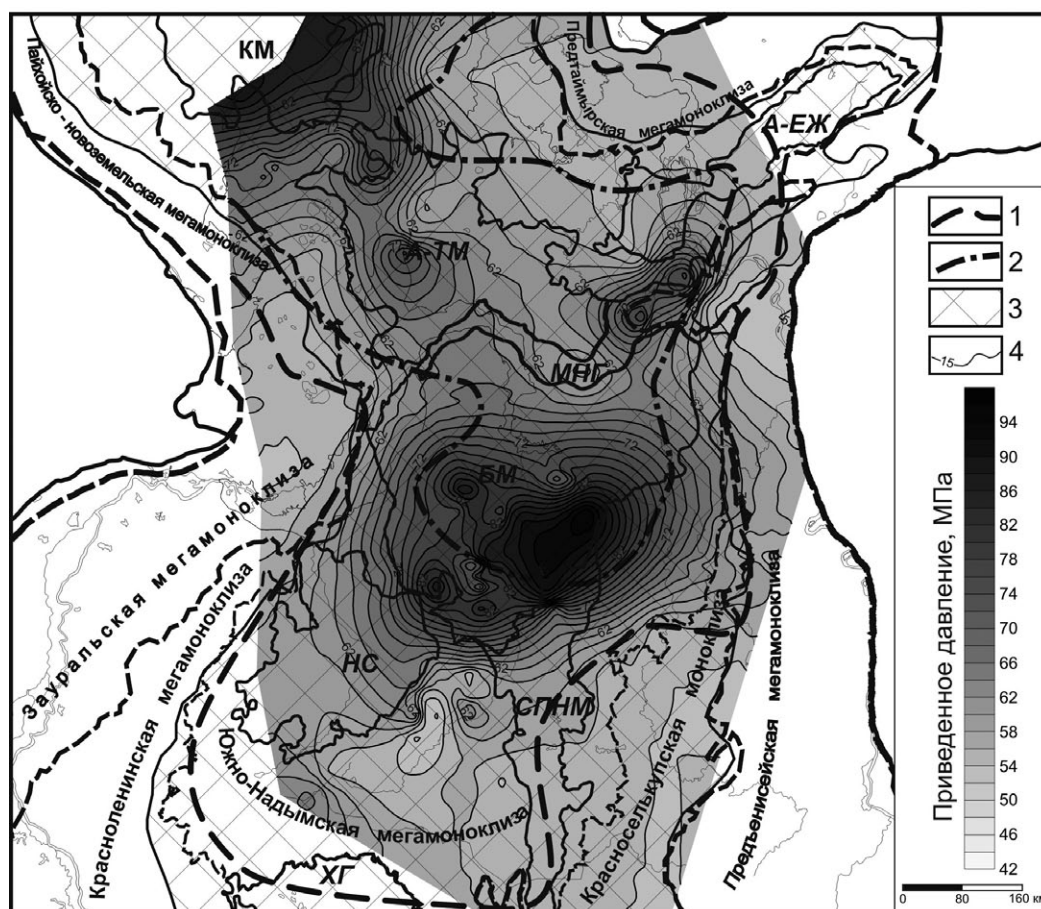


Рис. 4. Распределение давлений в нижне-среднеюрском водоносном комплексе арктических районов ЗСОБ, приведенных к глубине 5500 м.

1, 2 — границы зон пластовых давлений, выявленных по величинам коэффициента аномальности (K_a): 1 — повышенных (1.05–1.15), 2 — аномально-высоких (более 1.15); 3 — зоны термодегидратации глинистых минералов; 4 — изобары приведенных давлений, МПа.

но к крупным отрицательным тектоническим элементам, можно предполагать сохранность в водонапорной системе ниже-среднеюрского комплекса реликтов элизионного гидродинамического режима. Области основных пьезоминимумов совпадают с контурами крупнейших зон нефтегазонакопления, например, с Новопортовской — на севере, Харампурской — в центральных районах Ямало-Карской депрессии.

Достоверные гидродинамические данные по доюрским комплексам имеются, главным образом, для Новопортовского месторождения на полуострове Ямал [Новиков, 2005a] и месторождений в пределах Зауральской мегаомоклизы (Северо-Алясовское, Северо-, Южно-Игримские и другие) [Новиков, Сухорукова, 2009; Novikov, Sukhorukova, 2015]. В этих объектах доминируют близкие к нормальным пластовые давления — от 9.1 до 90.0 МПа, Ка варьирует в интервале 0.95–1.14.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Водонапорные системы меловых и юрских комплексов Ямало-Карской депрессии, включающие прослеживаемые на значительной территории продуктивные пласты, разделены мощными флюидоупорами. Их изолированность нарушается на локальных участках: в системах разломов и тектонических нарушений, а также в литологических окнах. Гидродинамические условия значительно меняются в пределах каждого комплекса, в них выделяются гидродинамически изолированные блоки.

Гидродинамические аномалии пониженных пластовых давлений в меловых комплексах связаны с присутствием в них крупных газовых и газоконденсатных залежей, особенно в сеноманском резервуаре. Сверхгидростатические пластовые давления в пределах меловых комплексов трактуются, как признак гидрогеологической закрытости недр, характеризующий элизионный тип водонапорной системы. Учитывая имеющиеся фактические данные и геотермическую модель осадочного чехла Западной Сибири можно предполагать, что в пределах Ямало-Карской депрессии, начиная с глубины около 2–2.5 км элизионная геостатическая (литостатическая) система приобретает черты элизионной термодегидратационной системы.

В настоящее время в исследуемом регионе проявлены водонапорные системы двух типов: элизионная — во внутренних районах, доминирующая в пределах Ямало-Карской депрессии, и инфильтрационная — во внешних прибортовых Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Особенно широко зоны АВПД развиты в юрских водоносных комплексах. Такие зоны доминируют в верхнеюрских отложениях западных и центральных районов, а также в ниже-среднеюрских отложениях северных и центральных районов Ямало-Карской депрессии. В неокоском, верхнеюрском и ниже-среднеюрском водоносных комплексах присутствуют обширные зоны пьезоминимумов (крупнейшие зоны нефтегазонакопления: Бованенковская, Ванкор-Сузунская, Уренгойская и другие), протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа (Большехетская и Карская мегаомоклизы).

ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта IX.131.3.2. Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук Российской Федерации на 2013–2020 гг. и Российского фонда фундаментальных исследований (проекты № 14-05-00868 и 18-05-70074).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Александров Б. Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1987. 216 с.
- Алексеев Г. И., Андреев В. Н., Горелов А. А., Казьмин Л. Л. Методика изучения уплотнения терригенных пород при палеогеологических реконструкциях. М.: Наука, 1982. 144 с.
- Букаты М. Б., Зуев В. А. Обработка и интерпретация данных в нефтегазопроисковой гидрогеологии / Учебное пособие. Томск: Изд-во ТПИ, 1990. 96 с.
- Вассоевич Н. Б. Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков // Новости нефтяной техники. Геология. 1960. № 4. С. 11–15.
- Гинсбург Г. Д. Геотермическая характеристика района // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба // Сборник научных статей. Л., 1971. С. 72–82.
- Дульцев Ф. Ф., Новиков Д. А. Геотермическая зональность Предьенсейского осадочного бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 11. С. 6–15.

- Дучков А. Д., Соколова Л. С. Геотермические исследования в Сибири // Тр. ИГиГ. Вып. 279. Новосибирск: Наука, 1974. 278 с.
- Дюнин В. И., Корзун В. И. Гидрогеодинамика нефтегазовых бассейнов. М.: Научный мир, 2005. 524 с.
- Зимин Ю. Г., Конторович А. Э., Швыдкова Л. И. Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология и геофизика. 1967 № 5. С. 3–13.
- Конторович В. А., Беляев С. Ю., Конторович А. Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.
- Комаров В. Л., Постников Д. В. Влияние геологического возраста и глубины залегания на коллекторские свойства песчаных пород // Докл. АН СССР. 1964. Т. 159. № 1. С. 106–108.
- Корцеништейн В. Н. Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. М.: Недра, 1977. 247 с.
- Кох А. А., Новиков Д. А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. 2014. Т. 41. № 4. С. 375–386.
- Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра, 1985. 279 с.
- Кругликов Н. М., Яковлев О. Н. Вопросы динамики подземных вод севера Западной Сибири // Гидрогеологические условия нефтегазоносности некоторых регионов СССР. Л.: Недра, 1981. С. 78–100.
- Курчиков А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992. 231 с.
- Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. 134 с.
- Леворсен А. Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 639 с.
- Маврицкий Б. Ф. О геотермических условиях Западно-Сибирского артезианского бассейна // Докл. АН СССР. 1959. Т. 129. № 5. С. 1134–1137.
- Маврицкий Б. Ф. Геотермическая зональность Западно-Сибирского артезианского бассейна // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1960. № 3. С. 72–83.
- Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти / Пер. с англ. М.: Недра, 1982. 296 с.
- Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Сов. геология. 1986. № 2. С. 117–122.
- Мухин Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков. М.: Недра, 1965. 200 с.
- Нестеров И. И. Уплотнение глинистых пород // Сов. геология. 1965. № 12. С. 69–80.
- Нестеров И. И., Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П. Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири // Тр. ЗапСибНИГНИ / Под ред. И. И. Нестерова. Тюмень, 1988. С. 5–23.
- Новиков Д. А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения // Изв. вузов. Нефть и газ. 2005а. № 5. С. 14–20.
- Новиков Д. А. Геохимия подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса Надым-Тазовского междуречья // Отечественная геология. 2005б. № 3. С. 73–82.
- Новиков Д. А. Вертикальная геотермическая зональность северных районов Западной Сибири и акватории Карского моря // ГЕО-Сибирь-2011 // Сборник материалов VII Междунар. научного конгресса ГОУ ВПО Сибирская государственная геодезическая академия (Новосибирск, 19–29 апреля 2011 г.). Т. 2. Ч. 2. Новосибирск: СГГА, 2011. С. 57–61.
- Новиков Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. 2013. № 6. С. 65–74.
- Новиков Д. А. Гидродинамика нефтегазоносных отложений неокома переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 2. С. 24–33.
- Новиков Д. А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. 2017. Т. 8. № 4. С. 881–901.
- Новиков Д. А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. 2018. № 4. С. 16–21.
- Новиков Д. А., Лепокуров А. В. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии // Геология нефти и газа. 2005. № 5. С. 21–30.
- Новиков Д. А., Рыжкова С. В., Дульцев Ф. Ф., Черных А. В. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области // Изв. вузов. Нефть и газ. 2018. № 5. С. 69–76.
- Новиков Д. А., Сухорукова А. Ф. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений Березовского неф-

- тегазоносного района (Западная Сибирь) // Изв. вузов. Геология и разведка. 2009. № 5. С. 45–56.
- Прозорович Э.А.* О закономерностях уплотнения глин с глубиной (на примере сарматского яруса Предкавказья и Азербайджана) // Новости нефтяной техники. Геология. 1962. № 4. С. 62–64.
- Прошляков Б.К.* Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород // Геология нефти и газа. 1960. № 12. С. 24–29.
- Равдоникас О.В.* Основные итоги гидрогеологических исследований нефтеносных районов севера Западной Сибири // Тр. НИИГА. 1962. Вып. 129. 194 с.
- Ростовцев Н.Н.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. М.: Гостоптехиздат, 1958. 391 с.
- Сесь К.В., Новиков Д.А.* Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений центральной части полуострова Ямал // Бурение и нефть. 2017. № 5. С. 30–35.
- Словарь по нефтегазовой гидрогеологии / Составители: А.А. Карцев, Л.А. Абукова, О.П. Абрамова. М.: ГЕОС, 2015. 304 с.
- Спутник нефтепромыслового геолога. Справочник / Под ред. И.П. Чоловского. М.: Недра, 1989. 374 с.
- Ставицкий Б.П.* Геотермические условия Западно-Сибирской низменности. // Геология СССР. Т. XLIV. Ч. II. Нефтегазоносность и гидрогеологические условия / Под ред. Н.Н. Ростовцева. М.: Недра, 1964. С. 205–209.
- Ставицкий Б.П., Сергиенко С.И., Гинсбург Г.Д.* Интерпретация результатов исследования геотемпературного поля в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты // Нефть и газ Тюмени. 1970. № 8. С. 16–19.
- Фотиади Э.Э.* О зависимости пористости и плотности пород осадочного покрова от глубины их залегания // Геология нефти и газа. 1957. № 4. С. 39–50.
- Фотиади Э.Э., Моисеенко У.И., Соколова Л.С.* О тепловом поле Западно-Сибирской плиты // Докл. АН СССР. 1969. Т. 189. № 2. С. 385–388.
- Череманский Г.А.* Термические особенности мезозойских отложений Березовского района // Геология и геофизика. 1962. № 12. С. 112–116.
- Шварцев С.Л., Новиков Д.А.* Гидрогеологические условия Харампурского мегавала // Изв. вузов. Нефть и газ. 1999. № 3. С. 21–29.
- Шварцев С.Л., Новиков Д.А.* Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 8. С. 1008–1020.
- Энов М.И., Шемин Г.Г.* Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений севера Западной Сибири и акватории Карского моря // Геология нефти и газа. 2017. № 4. С. 7–32.
- Athy L.F.* Density, porosity and compaction of sedimentary rocks // AAPG Bull. 1930. V. 14. № 1. P. 1–24.
- Bjørlykke K., Ramm M., Saigal G.C.* Sandstone diagenesis and porosity modification during basin evolution // Geol. Rundsch. 1989. V. 78. P. 243–268.
- Burst J.F.* Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration // AAPG Bull. 1969. V. 53. № 1. P. 73–93.
- Ehrenberg S.N., Nadeau P.H.* Sandstone versus carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships // AAPG Bull. 2005. V. 89. P. 435–445.
- Ehrenberg S.N., Nadeau P.N., Steen Q.* Petroleum reservoir porosity versus depth: Influence of geological age // AAPG Bull. 2009. V. 93. № 10. P. 1281–1296.
- Magara K.* Compaction and migration of fluids in Miocene mudstone. Nagoaka Plain, Japan // AAPG Bull. 1968. V. 52. № 12. P. 2466–2501.
- Maxwell J.C.* Influence of depth, temperature, and geologic age on porosity of quartzose sandstone // AAPG Bull. 1964. V. 48. P. 697–709.
- Novikov D.A.* Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. 2017. V. 44. № 5. P. 780–788.
- Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V.* Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. V. 193. № 1. P. 012050.
- Novikov D.A., Sukhorukova A.F.* Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arab. J. Geosci. 2015. V. 8. № 10. P. 8703–8719.
- Perry E.A., Jr., Hower J.* Late-stage dehydration in deeply buried polytic sediments // AAPG Bull. 1972. V. 56. № 10. P. 2013–2021.
- Shaw D.B., Weaver C.E.* The mineralogical composition of shales // Journal of Sediment. Res. 1965. V. 35. № 1. P. 213–222.
- Weller J.M.* Compaction of sediments // AAPG Bull. 1959. V. 43. № 2. P. 273–310.

ROLE OF ELISION WATER EXCHANGE IN FORMATION OF THE YAMALO-KARA DEPRESSION HYDRODYNAMIC FIELD

D. A. Novikov^{1,2}

¹ *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Academician Koptug Avenue 3, Novosibirsk, 630090 Russia*

² *Novosibirsk State University, Department of Geology and Geophysics, Pirogov str. 2, Novosibirsk, 630090 Russia
E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru*

Received July 18, 2017

The unique material has been compiled on the hydrodynamics of oil and gas deposits of the Yamalo-Kara Depression for the first time in the last 30 years. The main feature of the region is the wide development of abnormally high formation pressures (Ka to 2.21) in both Jurassic and Lower Cretaceous horizons. Studying the filtration-capacitive properties and hydrodynamic characteristics of the Jurassic-Cretaceous reservoirs allows to establish the predominate role of the elision water exchange in the formation of the modern hydrodynamic structure. At the depth of about 2–2.5 km elisional lithostatic system begins to acquire the features of elisional thermo-dehydration system. The extensive zones of piezomaxima (Bolshekhetskaya and Karskaya megasyncline) at the present stage of development of the water-pressure basin system became internal areas of water pressure (supply) with a maximum degree of hydrogeological closeness. The vast zones of piezomaxima (the Bolshekhetskaya and Karskaya megasynclines) became the inner regions of water pressuring (feeding) with the maximal degree of hydrogeological closeness of the interior at the current stage of the development of the water-pressure system in the basin. The areas of piezominima extending along the main sites of oil and gas generation are related to the largest zones of oil and gas accumulation (Vankoro-Suzunskaya, Bovanenkovskaya, Urengoyskaya and others). Currently, two types of natural water-pressure systems have been established in the region under investigation: elision in the inner regions (dominating within the Yamalo-Kara depression) and infiltration — in the basin margins of the West Siberian sedimentary basin.

Keywords: *elision water exchange, porosity, hydrodynamic field, formation and reduced pressure, anomaly ratio, cross-flows, West Siberian sedimentary basin, Arctic.*

DOI: 10.31857/S0024-497X20193248-261