

УДК 556.3(571.1)

**О ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ
ЯМАЛО-КАРСКОЙ ДЕПРЕССИИ
(СЕВЕРНЫЕ РАЙОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**
VERTICAL HYDRODYNAMIC ZONING OF THE YAMAL-KARA DEPRESSION
(NORTHERN AREAS OF WESTERN SIBERIA)

Д. А. Новиков

D. A. Novikov

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

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Ключевые слова: пластовое давление; коэффициент аномальности; межпластовые перетоки; элизионный водообмен; Западно-Сибирский мегабассейн

Key words: reservoir pressure; anomaly ratio; crossflows; expelled water exchange; the West Siberian megabasin

Гидродинамическим исследованиям Западной Сибири 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 [1–8].

При этом многими учеными отмечается тот факт, что даже основные гидродинамические закономерности Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) до настоящего времени изучены лишь в общих чертах. В первую очередь это относится к рассматриваемым в рамках настоящей работы северным районам в границах Ямало-Карской депрессии (рис. 1).

В основу нашего исследования положены результаты испытания более 4 000 объектов 251 поисковой площади, а также материалы интерпретации ГИС и лабораторных исследований

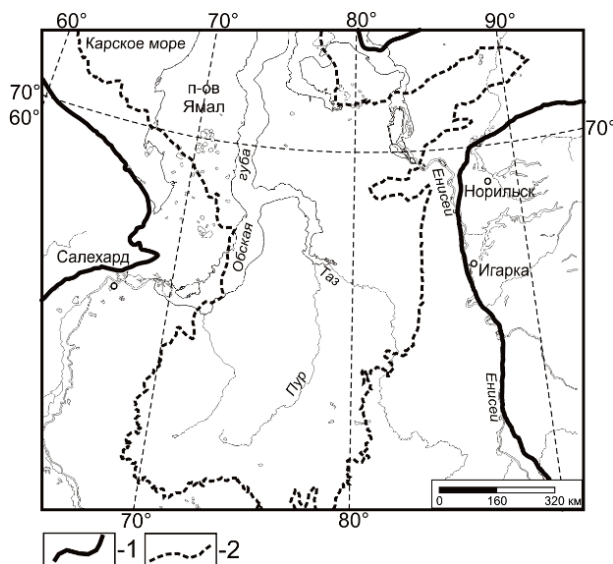


Рис. 1. Местоположение района исследований
(границы: 1 — Западно-Сибирского мегабассейна; 2 — Ямало-Карской депрессии)

керна (более 6 200 образцов). Наиболее изученными из всех являются меловые резервуары.

Особенности строения и степень глубинной изученности позволяют в настоящее время выделить в разрезе мезозойско-кайнозойскую водонапорную систему с характерными водонапорными толщами, водонапорными и водоупорными комплексами. Основной гидродинамической особенностью этой части ЗСМБ является широкое развитие на глубинах 2,8–6,0 км аномально высоких пластовых давлений (АВПД) как в юрских гидрогеологических комплексах, так и в вышележащих горизонтах, вплоть до неокомских (рис. 2). С глубиной отчетливо выделяются две гидродинамические зоны (сверху вниз): гидростатическая и повышенная, переходящая в аномально высокое пластовое давление (АВПД). К первой приурочено большинство водоносных горизонтов апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса. В нижезалегающем неокомском комплексе напряженность гидродинамического поля возрастает, и пластовые давления постепенно с повышенных переходят к АВПД в его нижних горизонтах. В юрских комплексах в центральных районах изучаемого района доминируют повышенные давления и АВПД, которые снижаются до гидростатических по мере приближения к периферии бассейна. Эта закономерность отчетливо просматривается на примере полуострова Ямал, где в направлении с юга на север от Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения к Малыгинскому гидрогеологическая закрытость недр растет, что закономерно проявляется в росте коэффициента аномальности пластового давления (K_a) от нормальных (0,95–1,00) до АВПД (1,60–1,92) соответственно [9, 10]. Нижезалегающие доюрские комплексы сильно различаются по величине пластовых давлений. Так, для триасовых ярко выражены АВПД, а для палеозойских характерны нормальные (гидростатические) и повышенные давления [11]. Рассмотрим характерные черты гидродинамики основных водоносных комплексов (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика гидродинамических параметров и фильтрационно-емкостных свойств нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии

Водоносный комплекс	Рпл, МПа	K_a , де.	$\mathcal{E}$, мкм ² ·м/МПа·с	n, %	$Q_{\text{воды}}$, м ³ /сут
Апт-альб-сеноманский	$\frac{3,47-28,40}{15,84}$ (924)	$\frac{0,84-1,14}{1,02}$ (924)	$\frac{3,81 \cdot 10^{-5}-7,40 \cdot 10^{-3}}{109,91}$ (130)	$\frac{10,54-42,55}{24,75}$ (814)	$\frac{0,62-1025,10}{76,87}$ (184)
Неокомский	$\frac{6,28-77,93}{27,25}$ (2189)	$\frac{0,81-2,12}{1,05}$ (2189)	$\frac{2,23 \cdot 10^{-4}-4,15 \cdot 10^{-3}}{18,72}$ (273)	$\frac{7,40-33,52}{17,41}$ (2 403)	$\frac{0,15-654,00}{42,10}$ (532)
Верхнеюрский	$\frac{9,90-67,65}{30,52}$ (428)	$\frac{0,92-1,87}{1,11}$ (428)	$\frac{1,02 \cdot 10^{-4}-5,04}{0,13}$ (98)	$\frac{0,70-24,73}{12,80}$ (576)	$\frac{0,10-267,30}{25,68}$ (109)
Нижне-среднеюрский	$\frac{6,63-101,89}{39,28}$ (397)	$\frac{0,86-2,21}{1,28}$ (397)	$\frac{8,7 \cdot 10^{-6}-38,92}{0,19}$ (94)	$\frac{1,50-21,06}{10,34}$ (1 182)	$\frac{0,10-192,20}{20,02}$ (138)
Доюрские	$\frac{9,11-90,00}{33,08}$ (73)	$\frac{0,85-1,71}{1,12}$ (73)	$\frac{0,02-90,70}{27,45}$ (13)	$\frac{1,90-16,00}{8,19}$ (313)	$\frac{0,24-115,00}{14,75}$ (37)

Примечание. Рпл — величина пластового давления; K_a — коэффициент аномальности пластового давления; $\mathcal{E}$ — гидропроводность; n — пористость; $Q_{\text{воды}}$ — дебит воды. В числителе приведены минимальные и максимальные значения, в знаменателе — среднее значение, число замеров.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс характеризуется пластовыми давлениями, варьирующими в интервале 3,5–28,4 МПа, которые контроли-

руются глубиной залегания водоносных горизонтов [12, 13]. Как видно из рисунка 2, комплекс характеризуется преимущественно нормальными (гидростатическими) давлениями. Анализируя напряженность гидродинамического поля в региональном плане, следует отметить, что почти вся изучаемая территория находится в зоне нормальных давлений.

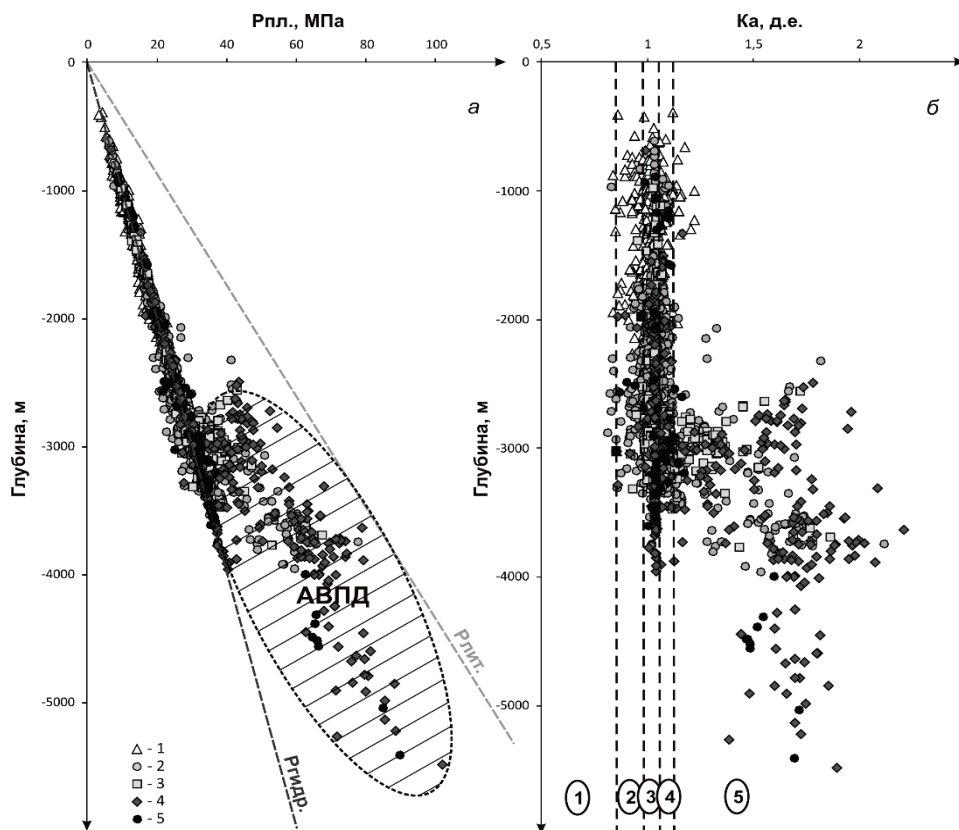


Рис. 2. Изменение величины пластовых давлений (а) и K_a (б) с глубиной залегания водоносных горизонтов в пределах арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна: а) гидрогеологические комплексы: 1 — апт-альб-сеноманский; 2 — неокомский; 3 — верхнеюрский; 4 — ниже-среднеюрский; 5 — доюрские; б) зоны пластовых давлений по величине K_a : 1 — аномально низких (менее 0,8); 2 — пониженных (0,8–0,95); 3 — нормальных (0,95–1,05); 4 — повышенных (1,05–1,15); 5 — аномально высоких (более 1,15)

На этом фоне достаточно большие территории приурочены к зонам повышенных давлений в северо-западных (южные районы Карской мегасинеклизы) и центральных районах (центральные районы Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и южный склон Северо-Тазовской мегавпадины, осложняющей структурный план Большехетской мегасинеклизы). Спорадическое развитие имеют гидродинамические аномалии пониженных давлений, связанных с существованием залежей в отложениях комплекса, который является основным источником газа в Западной Сибири. В арктических районах сосредоточены уникальные по запасам месторождения, трлн m^3 : Уренгойское — 9,5, Медвежье — 1,0, Южно-Русское — 1,0, Ямсовейское — 1,0, Комсомольское — 0,7 и другие [14, 15]. Анализ контуров распространения аномалий пониженных давлений показал наличие прямой связи с существованием уникальных и крупных газовых залежей в пределах комплекса, особенно сеноманских. Подобные аномалии выявлены в пределах Бованенковско-

го, Мессояхского, Тагульского, Утреннего, Харампурского, Ямсовейского и других месторождений, где K_a варьирует в интервале 0,83–0,91.

Анализ распределения давлений, приведенных к плоскости — 2 500 м в пределах апт-альб-сеноманского комплекса, выявил обширные зоны пьезомаксимумов, выступающих в качестве внутренних областей питания подземных вод, приуроченных к наиболее погруженным территориям Среднепурского наклонного мегажелоба, Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской и Карской мегасинеклиз. Общий перепад приведенных давлений достигает 3,4 МПа. Зоны основных пьезоминимумов совпадают с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции, например с Харасавэйской — на севере, Ванкоро-Сузунской — на востоке, Уренгойской — в центральных районах и другими.

В разрезе неокомского гидрогеологического комплекса пластовые давления изменяются в интервале от 6,3 до 77,9 МПа. К низам комплекса приурочены водоносные горизонты, в пределах которых отмечено наличие АВПД, повышенные давления широко проявлены по всему разрезу (см. рис. 2). Анализ распределения K_a показал наличие трех зон давлений: нормальных, повышенных и аномально высоких. Причем, как и в вышележащем апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе, здесь доминирует зона нормальных давлений. На ее фоне можно выделить две крупные области повышенных пластовых давлений, одна из них приурочена к центральным районам и ограничена территорией Большехетской мегасинеклизы, а вторая выявлена на севере и частично включает структуры Карской и Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклиз, охватывая восточную часть Агапско-Енисейского желоба. В границах этих областей установлено семь гидродинамических зон с АВПД. На севере это территории Южно-Карской мегавпадины, Тадебеяхинского мегапрогиба, Енисейской мегавпадины. В пределах Большехетской мегасинеклизы районы развития АВПД приурочены к структурам Нерутинской мегавпадины. Как и в апт-альб-сеноманском комплексе, здесь выявлен ряд гидродинамических аномалий с пониженным фоном пластовых давлений с K_a равным 0,86–0,91. Они также приурочены к крупным месторождениям (Утреннее, Харасавэйское, Ванкорское и другие).

Общий перепад давлений, приведенных к плоскости — 4 000 м в пределах неокомского комплекса, достигает 28,0 МПа. Анализ их распределения выявил обширные высокоградиентные зоны пьезомаксимумов, выступающие в качестве внутренних областей питания подземных вод, приуроченных к наиболее погруженным территориям Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской, Карской мегасинеклиз и Агапско-Енисейского желоба. Максимальные градиенты снижения давлений по латерали до 0,8–1,2 МПа/км установлены на северо-востоке изучаемой территории в переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому, который структурно приурочен к Енисей-Хатангскому региональному прогибу. Чем же обусловлены такие колоссальные величины? Ситуация проясняется при детальном рассмотрении особенностей гидрогеологического строения [8, 16]. На склоне Северо-Мессояхской мегамоноклинали в пределах Нижнехетской и Малохетской структур выявлены разломные зоны, где разгрузка подземных вод происходит до настоящего времени. В западном направлении происходит погружение кровли неокомских отложений с 300 до 2 000 метров и более. Приведенные давления растут с 36 до 52 МПа. Здесь выявлена обширная зона с АВПД, ограниченная Пайяхской, Средне-Яровской, Турковской и Танамской площадями. 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. С зоной АВПД граничит область повышенных давлений, которая с юго-запада и северо-востока начинает увеличиваться, уходя в северо-западные районы. Со значениями приведенных давлений менее 35–36 МПа связаны области распространения пониженных давлений в пределах Озерной, Нижне-Хетской, Мало-Хетской, Суходудинской, Точинской и Долганской площадей, что связано с влиянием выявленных здесь газовых залежей. Эти закономерности также характеризуют основные пьезоминимумы в целом для арктических районов Западной Сибири и их совпаде-

ние с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции. При этом отмечается трассирование ряда зон нефтегазоаккумуляции, например Уренгойской с областями повышенных давлений, что может свидетельствовать о процессах вертикальной миграции в их пределах из более глубокопогруженных юрских комплексов.

Верхнеюрский гидрогеологический комплекс с точки зрения гидродинамики является наиболее интересным. Пластовые давления в его пределах изменяются значительно и колеблются от 9,9 до 67,7 МПа. Особенностью динамики вод комплекса является наличие АВПД с коэффициентом аномальности до 1,87 (см. рис. 2). Анализ напряженности гидродинамического поля показал на изучаемой территории доминирование двух зон давлений (рис. 3): нормальных (восточные районы) и аномально высоких (западные и центральные районы). Между ними с юга на север протягивается зона повышенных давлений ($K_a = 1,05-1,15$). В восточных районах с доминированием нормальных давлений спорадически встречаются гидродинамические аномалии с повышенными давлениями приуроченных к структурам Ютырмальского, Текто-Харампурского и Равнинного месторождений [17]. Наличие такой обширной зоны АВПД в центральной и западной части Надым-Тазовского междуречья (близ границы глинизации оксфордского регионального резервуара) можно объяснить элизионным типом режима в этой части исследуемого региона [18]. В. М. Матусевичем с соавторами [5, 6] с запада на восток выделены следующие водонапорные системы: элизионная литостатическая, элизионная геодинамическая (контролируемая Уренгойско-Колтогорским грабен-рифтом) и инфильтрационная.

Анализ распределения давлений, приведенных к плоскости — 3 800 м (см. рис. 3) в пределах верхнеюрского комплекса, выявил обширные зоны пьезомаксимумов, приуроченных к границе глинизации оксфордского регионального резервуара в западных районах Надым-Тазовского междуречья и наиболее погруженным территориям Среднепурского наклонного мегапрогиба и Большехетской мегасинеклизы. Общий перепад приведенных давлений по комплексу достигает 34,0 МПа. Рост приведенных давлений на границе глинизации проницаемых отложений говорит о надежном литологическом экране и возможности латеральной миграции флюидов с запада на восток в условиях элизионной литостатической водонапорной системы. Зоны основных пьезо минимумов также совпадают с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции, например с Харампурской в пределах Среднепурского наклонного мегажелоба и другими.

Самый нижний из детально изученных ниже-среднеюрский гидрогеологический комплекс характеризуется пластовыми давлениями 6,6–101,9 МПа (см. рис. 2). В центральных и северных районах доминирующая роль принадлежит повышенным и АВПД, далее, в восточном и западном направлениях к границам осадочного бассейна получает распространение зона нормальных давлений. Зона АВПД трассирует основные отрицательные надпорядковые тектонические элементы: Карскую, Антипаютинско-Тадебяхинскую, Большехетскую мегасинеклизы и Агапско-Енисейский желоб. Нередко K_a достигает значения 1,5 и более, например, на Бованенковском месторождении в ниже-среднеюрских резервуарах — 1,54–1,77; Западно-Тамбейском — 1,79; Заполярном — 1,97–2,21; Уренгойском — 1,65–1,98 [9, 10]. Анализ распределения давлений, приведенных к плоскости — 5 500 м в пределах ниже-среднеюрского комплекса, выявил обширные зоны пьезомаксимумов, которые совпадают с зонами развития АВПД. Общий перепад приведенных давлений достигает более 50 МПа, максимальные давления выявлены в пределах Карской (более 70 МПа) и Большехетской (свыше 80 МПа) мегасинеклиз. Можно констатировать факт сохранения в водонапорной системе ниже-среднеюрского комплекса реликтов эксфильтрационного гидродинамического режима, так как большинство зон повышенных давлений приурочены к крупным отрицательным тектоническим элементам. Области основных пьезо минимумов совпадают с контурами крупных зон нефтегазоаккумуляции, например с Новопортовской — на севере, Харампурской — в центральных районах и другими.

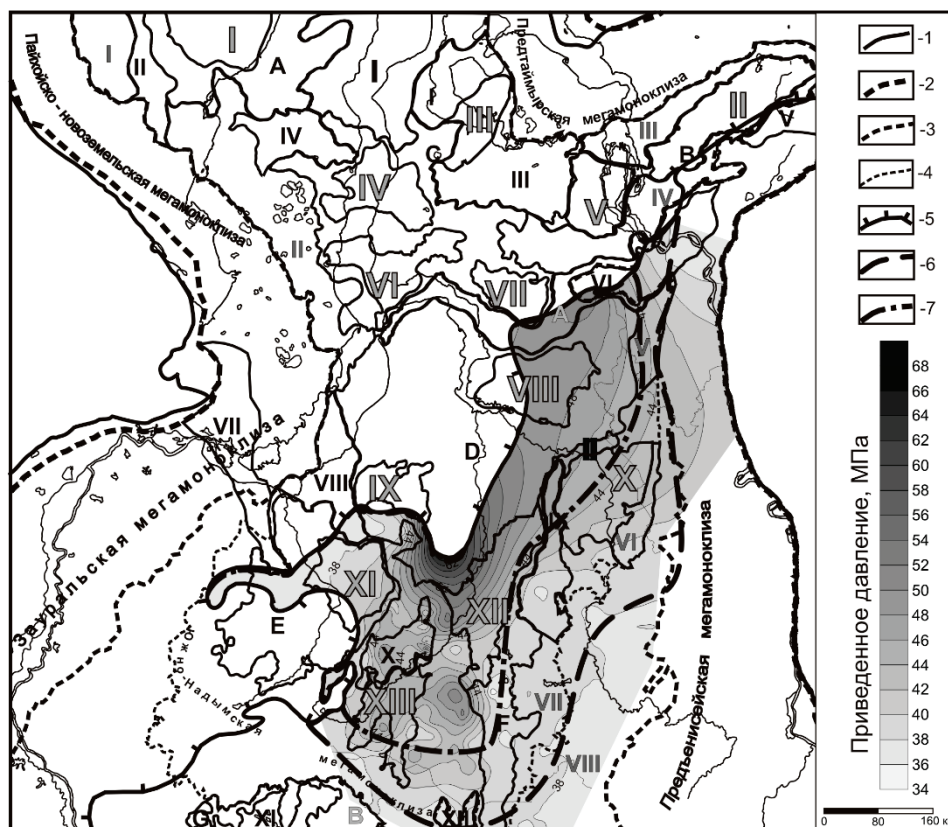


Рис. 3. Распределение давлений, приведенных к плоскости — 3 800 м в пределах верхнеюрского комплекса северных районов Западно-Сибирского мегабассейна

Границы: 1 — Западно-Сибирского мегабассейна; 2 — юрского осадочного бассейна; 3 — Внутренней области и Внешнего пояса; 4 — Ямало-Карской депрессии; 5 — глинизации оксфордских отложений; зоны давлений по величине Ка: 6 — повышенных; 7 — аномально высоких; тектонические элементы приведены согласно В. А. Конторовичу и др. [19].

Промежуточные тектонические элементы: 6 — мега-, мезо-, моноклинали: I — Северо-Карская моноклиза; II — Восточно-Пайхойская моноклиза; III — Южно-Таймырская мегамоноклинал; IV — Северо-Мессояхская мегамоноклинал; V — Долгонская мезомоноклинал; VI — Восточно-Тазовская мезомоноклинал; VII — Восточно-Пурская мегамоноклинал; VIII — Красноселькупская моноклиза; 7 — мега-, мезо- седловины: I — Южно-Карская мегаседловина; II — Северо-Часельская седловина.

Положительные тектонические элементы: 8 — структуры 0 порядка: А — Мессояхская наклонная гряда; В — Хантейская гемиклиза; 9 — структуры 1 порядка: I — Северо-Гыданский мегавыступ, II — Припайхойский мегавыступ, III — Тундровый мегавыступ, IV — Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, V — Гыданский мегавыступ, VI — Усть-Портовский мегавыступ, VII — Ярудейский мегавыступ, VIII — Медвежье-Нугинский наклонный мегавал, IX — Часельский наклонный мегавал, X — Северный свод, XI — Сургутский свод, XII — Варьеганско-Тагринский мегавыступ.

Отрицательные тектонические элементы: 10 — структуры 0 порядка: А — Карская мегасинеклиза, В — Агапско-Енисейский желоб, С — Антипаютинско-Тадеевская мегасинеклиза, D — Большехетская мегасинеклиза, E — Надымская гемисинеклиза, F — Среднепурский наклонный мегажелоб, G — Мансийская синеклиза; 11 — структуры 1 порядка: I — Южно-Карская мегавпадина, II — Агапский мегавпадина, III — Среднегыданский мегаврез, VI — Яптыксалинская мегавпадина, V — Енисейская мегавпадина, VII — Восточно-Антипаютинская мегавпадина, VIII — Северо-Тазовская мегавпадина, IX — Нерутинская мегавпадина, X — Тазовский структурный мегазалив, XI — Верхнетанловская мегавпадина, XII — Среднепурский наклонный мегавпадина, XIII — Пякупурско-Ампутинский наклонный мегавпадина.

Доюрские гидрогеологические комплексы на севере ЗСМБ изучены крайне слабо ввиду большой глубины их залегания. Большая часть достоверного гидродинамического материала имеется по Новопортовскому месторождению на полу-

острове Ямал [11] и группе месторождений в пределах Зауральской мегамоноклизы (Северо-Алясовское, Северо-, Южно-Игримские и другие) [20]. В изученных доюрских объектах пластовые давления варьируют от 9,1 до 90,0 МПа. Перечисленные выше месторождения характеризуются доминированием нормальных пластовых давлений с Ка, варьирующим в интервале 0,95–1,14.

Из вышесказанного следует, что водонапорные системы меловых и юрских комплексов в арктических районах ЗСМБ, включающие прослеживаемые на значительной территории продуктивные пласты, являются изолированными друг от друга надежными водоупорами, что подтверждается полученными результатами. Их изолированность нарушается лишь на локальных участках, к которым приурочены системы многочисленных разломов и тектонических нарушений либо развиты литологические окна. Даже в одном комплексе гидродинамические условия меняются значительно, в их пределах выделяются гидродинамически изолированные блоки.

Гидродинамические аномалии пониженных давлений в пределах апт-альб-сеноманского и неокомского гидрогеологических комплексов связываются нами с наличием в их разрезе уникальных и крупных по запасам газовых и газоконденсатных залежей, особенно в сеноманском резервуаре. Случаи повышенных и аномально высоких давлений в их пределах трактуются как признак высокой степени гидрогеологической закрытости недр, характеризующий элизионный тип водонапорной системы. В настоящее время в исследуемом регионе мы видим проявление двух типов природных водонапорных систем (по А. А. Карцеву, В. М. Матусевичу): элизионной (геостатической и геодинамической) во внутренних областях и инфильтрационной во внешних прибортовых.

Особенно широко зоны АВПД развиты в юрских водоносных комплексах. Они доминируют в западных и центральных районах в верхнеюрских отложениях и в северных и центральных районах ниже-среднеюрских. В неокомском, верхнеюрском и ниже-среднеюрском гидрогеологических комплексах отмечается присутствие обширных зон пьезоминимумов, протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа (Большехетская и Карская мегаасинеклизы), которые соотносятся с крупнейшими зонами нефтегазоаккумуляции (Бованенковская, Ванкор-Сузунская, Уренгойская и другие).

Исследования проводились при финансовой поддержке Проекта IX.131.3.2. «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» Программы IX.131.3. «Эволюция гидрогеологических систем осадочных бассейнов Сибири» Приоритетного направления IX.131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук Российской Федерации на 2013–2020 годы.

Библиографический список

1. Гинсбург Г. Д., Гуревич А. Е., Резник А. Д. О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири // Советская геология. – 1971. – № 9. – С. 45–58.
2. Корценштейн В. Н. Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. – М.: Недра, 1977. – 247 с.
3. Кругликов Н. М., Яковлев О. Н. Вопросы динамики подземных вод севера Западной Сибири // Гидрогеологические условия нефтегазоносности некоторых регионов СССР: сб. тр. – Л.: Недра 1981. – С. 78–100.
4. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
5. Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
6. Матусевич В. М., Ушатинский И. Н. Особенности состава и формирования геофлюидальных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1998. – № 4. – С. 28–35.
7. Дюнин В. И., Корзун В. И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.

8. Новиков Д. А. Гидродинамика нефтегазоносных отложений неокана переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 2. – С. 24–33.
9. Новиков Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 65–74.
10. Сесь К. В., Новиков Д. А. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений центральной части полуострова Ямал // Бурение и нефть. – 2017. – № 5. – С. 30–35.
11. Новиков Д. А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазо-конденсатного месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С. 14–20.
12. Новиков Д. А. Геохимия подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса Надым-Тазовского междуречья // Отечественная геология. – 2005. – № 3. – С. 73–82.
13. 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.
14. Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. Западная Сибирь / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
15. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири / О. М. Ермилов [и др.]. – Новосибирск: СО РАН, 2004. – 141 с.
16. 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.
17. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Гидрогеологические условия Харампурского метавала // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1999. – № 3. – С. 21–29.
18. 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.
19. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович [и др.]. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
20. Novikov D. A., Sukhorukova A. F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8, Issue 10. – P. 8703–8719.

Сведения об авторе

Новиков Дмитрий Анатольевич, к. г.-м. н., 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, г. Новосибирск, тел. 8(383)3638036, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Information about the author

Novikov D. A., Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Siberian Sedimentary Basins, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Novosibirsk State University, phone: 8(383)3638036, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

УДК 551.34

ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СКЛОНОВ КРИОЛИТОЗОНЫ

THERMOMECHANICAL MODEL FOR DETERMINING THE STABILITY OF THE PERMAFROST ZONE SLOPES

И. Л. Хабибуллин, Г. А. Нигаметьянова

I. L. Khabibullin, G. A. Nigametuanova

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Ключевые слова: мерзлый грунт; радиационный баланс; протаивание; талый слой; устойчивость склона

Key words: frozen ground; radiation balance; thawing; thawed layer; slope stability

Для районов Крайнего Севера являются актуальными исследования устойчивости на поверхности слоя криолитозоны, на котором проявляются процессы термоэрозии и термокарста грунтов. Эти процессы сопровождаются протаиванием и размывом многолетнемерзлых грунтов склона потоками воды. Для определения устойчивости оттаивающего склона, сложенного из мерзлых грунтов, рассматривается термомеханическая модель, включающая механическую и теплофизическую составляющие. Механическая составляющая модели построена на основе баланса сил, действующих на элемент грунта и в процессе его протаивания. Разработанная модель определения устойчивости склонов в процессе протаивания мно-