

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ФУНКЦИИ ДЕПРЕССИОННЫХ ВОДОНАПОРНЫХ СИСТЕМ

Л.А. Абукова¹, А.Я. Гаев², А.В. Кудельский³, А.А. Орлов⁴, Е.А. Орлова⁴, Ю.И. Яковлев¹,
J.M. Cheng⁵, R.R. Zhao⁵

1 – ИПНГ РАН (Москва, Россия); 2 – Уральское отделение РАН (Оренбург, Россия);

3 – Институт природопользования НАН РБ (Минск, Беларусь);

4 – Ивано-Франковский нефтяной институт (Ивано-Франковск, Украина);

5 – China University of Geosciences (Wuhan, P.R., China)

Проблемы экологической безопасности нашей планеты постоянно обостряются. Огромный урон нашей планете нанесло большеобъемное захоронение различных высокотоксичных отходов в морские акватории [1, 11, 17, 23, 29 и др.]. Человечество постоянно ищет пути преодоления противоречий между неизбежностью технического прогресса и связанным с ним ухудшением экологической обстановки, поскольку для современного состояния науки и техники все еще характерно существование многочисленных производств с незамкнутыми технологическими циклами, и как следствие, формирование твердых, термопластичных и (или) жидких отходов.

Преимущества подземного захоронения экологически вредных жидких веществ (ЭВЖВ) очевидны. Надежно размещение хранилищ ЭВЖВ в стратифицированных соляных толщах, кристаллических породах фундаментов, мощных эффузивных образованиях. Несомненно, стратегия глубинного захоронения промышленных отходов соответствует требованиям безопасности и особенно социально-психологическим факторам. Вместе с тем, проблема использования литосферы в качестве среды для захоронения токсичных и энергетически ёмких отходов значительно расширяет круг проблем, связанных с геологическим обоснованием этих мероприятий в каждом конкретном случае [15- 18].

Современное научное обоснование размещения подземных хранилищ ЭВЖВ требует анализа целого ряда параметров (энергетических, геохимических, геодинамических, геофизических и др.) вмещающей геологической среды. Особую роль при этом играют гидрогеологические условия захоронения, поскольку, с одной стороны, именно с водой как с подвижной составляющей литосферы связана наиболее реальная опасность загрязнения геологической среды токсичными продуктами техногенеза, а с другой стороны, вода сама является объектом охраны от негативных техногенных воздействий [29, 43 и др.]. Многолетние исследования показали, что наиболее оптимально захоронение ЭВЖВ в глубинные

части осадочного чехла в условиях депрессионных водонапорных систем (ДВС) [1, 5, 6, 17, 39, 43, 46 и др.].

Исследование механизмов нисходящей миграции активно ведется с 80-х годов [4, 5, 7-9, 12-14, 21, 22, 29, 38, 42- и др.]; на этой фундаментальной основе разработана теория депрессионных водонапорных систем (ДВС) [36, 37]. К настоящему времени установлены важнейшие факторы нисходящей миграции подземных вод, как доминирующего геофлюидодинамического режима в пределах ДВС [1, 3, 4, 7-9, 12, 13, 15, 22, 28, 34, 35 и др.].

Разномасштабные ДВС характеризуются высокой гидродинамической изолированностью, определяющей весьма благоприятные условия захоронения ЭВЖВ и сохранения залежей нефти и газа в масштабах геологического времени. Поэтому в пределах ДВС возможна реализация ресурсно-экологических функций литосферы путем разработки месторождений УВ, сопряженной с захоронением промстоков (рис. 1).

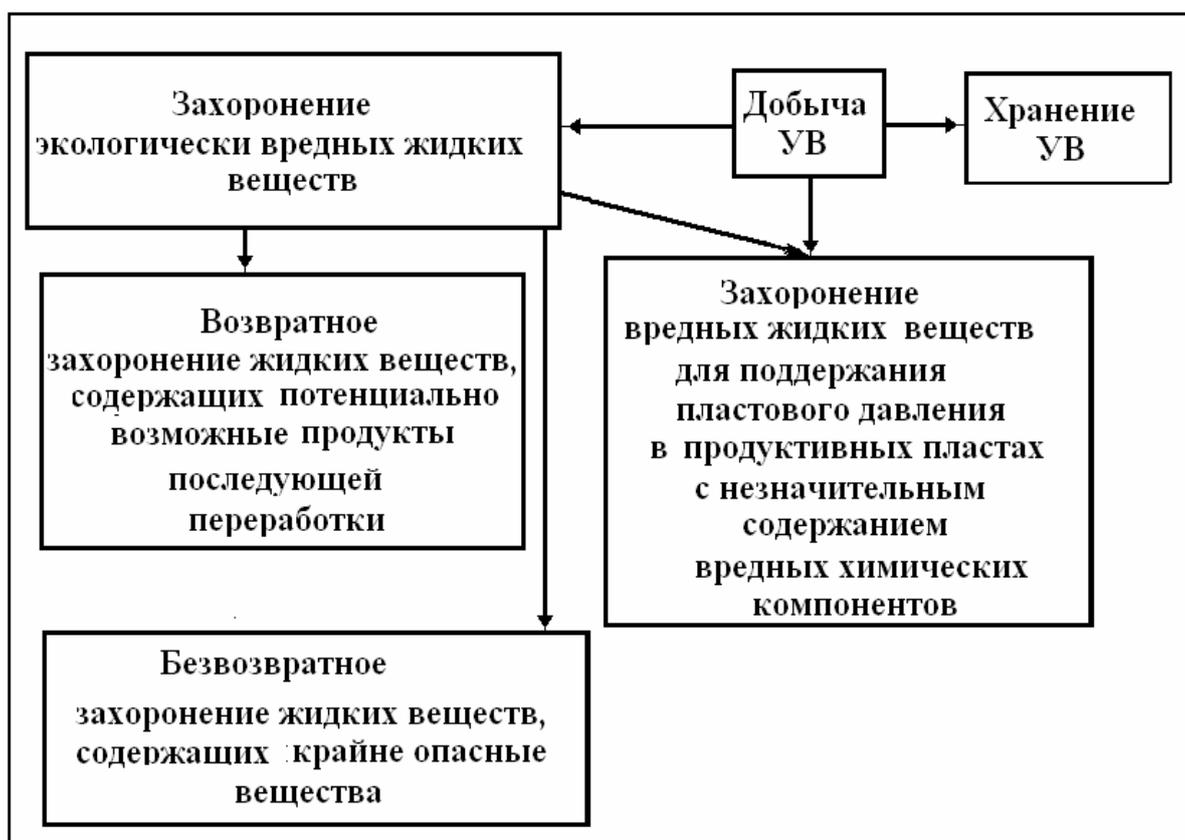


Рис. 1. Экологическая концепция разработки месторождений нефти и газа в пределах депрессионной водонапорной системы [1]

В ДВС отсутствуют или слабо выражены области питания, поэтому, когда часть пластовых флюидов удаляется, естественного восполнения потерь пластовой энергии не происходит – частично ее может заменить закачка технических вод или жидкофазных отходов [1, 36–37 и др.].

Следует отметить, что гидрогеологические условия ДВС позволяют захоронять промышленные отходы как безвозвратно, так и с последующим их извлечением в случае возникновения такой необходимости. Дифференциации мест и способов захоронения способствует внутрибассейновая блочность гидродинамической системы, при которой предварительно выработанные резервуары небольших газовых или нефтяных залежей в пределах ДВС могут использоваться в качестве надежных хранилищ токсичных жидких веществ [1].

Захоронение наиболее опасных отходов (отходы атомной и химической промышленности) целесообразно производить также в трещиноватые породы кристаллического фундамента на отдельных структурах, удаленных от нефтегазопромыслов. Расстояния между ними могут быть рассчитаны на основании законов массопереноса с учетом реальных емкостно-фильтрационных свойств среды [1].

С экологической точки зрения можно выделить несколько негативных факторов, характерных для месторождений нефти и газа с пониженным пластовым потенциалом. Один из них – развитие просадочных явлений. Просадки известны и хорошо наблюдаемы даже на тех территориях, где гидродинамический потенциал пластовой энергии был изначально высок. В системах, пластовое давление в которых еще до начала разработки месторождения ниже условного гидростатического, развитие негативных процессов становится более активным [1].

На снижение пластовых давлений чутко реагируют растворенные в воде газы. Хорошо известно, что на больших глубинах, где в составе водорастворенных газовых смесей отмечается увеличение доли углекислого газа, падение пластового давления вызывает смещение карбонатного равновесия в системе вода – порода, а выпадение нерастворимых солей сопровождается коагуляцией порового пространства коллекторов и, соответственно, приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пород. Нарушение газогидрохимического природного равновесия служит также стимулирующим фактором гидратообразования, которое способно развиваться как в пластовых, так и скважинных условиях. Минимизировать эти негативные процессы естественным образом «помогает»

основная специфика ДВС – стабильный в геологическом времени отрицательный градиент напоров подземных вод [1].

Для складирования высокотоксичных жидкостей благоприятны зоны пониженных давлений и наличие поглощающих горизонтов, формирующихся в районах, испытывающих, как правило, унаследованные неотектонические поднятия. Именно механизм поднятий способствует развитию трещиноватости, увеличению порового объема пород, вызывая в низах осадочного чехла формирование поглощающих горизонтов (рис. 2), что подтверждается расположением многих из них под продуктивными горизонтами.

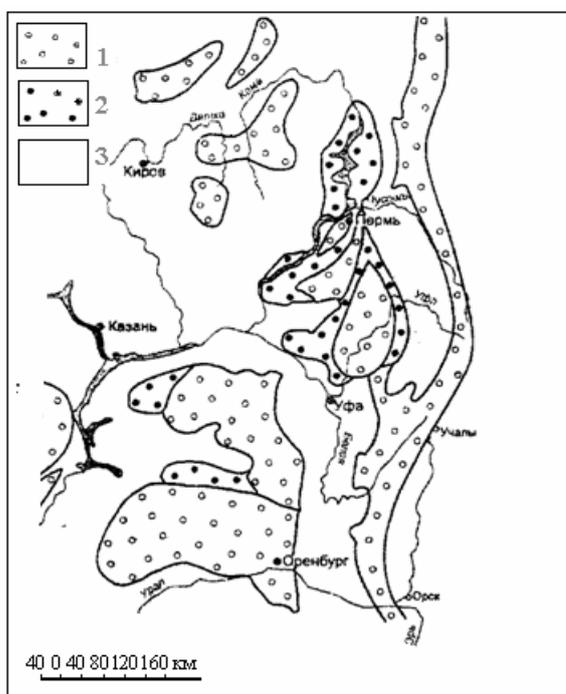


Рис. 2. Схема размещения районов с глубокими поглощающими горизонтами (Урал и Предуралье) [5]: 1 – районы с признаками формирования глубоких поглощающих горизонтов (преимущественно зоны проявления пониженных пластовых давлений); 2 – районы с унаследованными поглощающими горизонтами; 3 – районы, где поглощающие горизонты пока не установлены

Например, на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении давление в хорошо закрытых продуктивных горизонтах московско-кунгурского возраста до начала разработки было выше 10 МПа, а в поглощающих горизонтах визейско-башкирского комплекса – ниже гидростатического на 1,0 МПа и более. При таком гидродинамическом режиме формируется трещинная пустотность кристаллических пород литосферы и одновременно снижается пластовое давление в смежных, наиболее глубоких горизонтах осадочного чехла. Пластовые давления ниже гидростатического и надёжные экранирующие покрывки – важнейшее условие успешного использования недр для складирования высокотоксичных и трудноочищаемых жидкостей [5, 6].

ДВС встречаются практически в любом осадочном бассейне, но, как правило, они носят локализованный характер, поэтому не всегда распознаются. Известны, в частности, такие зоны в пределах Ферганской впадины, где по ряду признаков, в том числе и по результатам палинологического анализа нефти, доказан мезозойский возраст нефти в породах верхнего палеозоя на месторождении Ниязбек – Северный – Каракчикум. Здесь имеет место ремиграция УВ из вышележащих – в нижележащие отложения. Так, на Южно-Аламышской структуре в скв. 256 и 707 отмечены нефтегазопроявления из палеозоя, в скв. 723, 1П, 782 получена нефть; в одной из них (скв. 1П) палинологический анализ показал, что выявленные споры и пыльца в целом датируются мезозоем-кайнозоем. На структуре Майлису-IV в верхнемеловом комплексе отмечена нисходящая миграция, подтвержденная гидродинамическими и гидрохимическими данными [10].

Установлено, что глубокое погружение инфильтрационных вод в разрезе осадочных нефтегазоносных бассейнов принципиально возможно на первых стадиях его формирования и не отмечается в период активного катагенетического преобразования осадочных вод и нефтегазообразования. На стадии тепловой деградации осадочных бассейнов в связи с резким снижением пластовых температур и давлений и, как следствие, объема пластовых вод инфильтрация вод может проявиться [15]. Наиболее полное представление об этих гидродинамических процессах можно получить на основе палинологических исследований состава микрофоссилий газов, нефтей и подземных вод. Так, в подземных водах триасовых отложений Шунгайской площади (Прикаспийская впадина) в комплексе растительных микроостатков обнаружена пыльца покрытосеменных растений, определяемая как *Betula*, *Salix*, *Corylix*, *Quercus* [20] и характерная, по мнению Н.С. Некряты, для палеогена. Еще более значительная амплитуда вертикального погружения (?) подземных вод установлена в Припятском прогибе, где в верхнедевонских D3zd-el рессолах Давыдовской площади (скв. 19, 2990–3000 м) наряду с микрофоссилиями девона и раннего палеозоя обнаружены зерна пыльцы хвойных (родов *Pinus* и *Picea*) третичного и четвертичного возраста. По Л.И. Шаповал и Н.С. Некряте [32], подобный комплекс пыльцы формировался в период отступления ледника, когда воздымающиеся приповерхностные толщи вбирали огромные объемы талых ледниковых вод, проникающих до глубоко залегающих подземных резервуаров.

Японские ученые с помощью трассерных исследований выявили отчетливые признаки миграции флюидов из осадочного чехла в кристаллический фундамент и формирования здесь скоплений УВ за счет вышележащих генерационных источников [42].

На основе предположения о существовании нисходящей фильтрации пластовых флюидов из неогеновых отложений прогнозируется нефтеносность вулканитов мезозоя и доальпийских отложений Куринской впадины [4, 13].

Присутствие рассеянных органических веществ (РОВ) осадочного генезиса установлено во всем вулканогенном разрезе Саатлинской сверхглубокой скважины, причем содержание РОВ растет с глубиной [4, 34], что является одним из доказательств метаморфогенной инфильтрации вод осадочного происхождения в породы фундамента [34 и др.], в том числе на территории Татарского свода [35 и др.].

Воздымание территории, как правило, сопровождается отставанием подъема уровня подземных вод, что часто является причиной возникновения дефицита пластового давления. Такова причина возникновения субгидростатического давления на месторождении Амарильо-Техас-Пенхендл, продуктивная свита которого – Гранит-Уош – обнажается в штате Оклахома на высоте около 304,8 м выше уровня моря. Измеренные в продуктивной толще градиенты пластового давления оказались равными здесь примерно половине градиента гидростатического давления [40 и др.].

В Восточном Предкавказье еще в 60-х годах на целом ряде месторождений было отмечено снижение пластового давления по мере увеличения глубины (табл. 1)

Эти и многие другие, не приведенные в данной статье сведения о нисходящей миграции УВ, позволяют утверждать, что картина барического режима глубоких недр более сложна, чем представлялось ранее: наряду с восходящими движениями существуют компенсирующие их нисходящие движения подземных вод и вместе с ними УВ; весьма часто различные режимы сосуществуют не только в одном осадочном бассейне, но и в пределах единого месторождения, что является следствием тектонической блочности месторождений [8, 9, 13, 21,1 и др.]. Примером подобной флюидодинамической ситуации может стать распределение пластовых давлений на месторождении Белый Тигр [19, 30]. Здесь имеют место давления как выше, так и ниже гидростатических. Анализируя в целом закономерность распределения пластовых давлений на этом месторождении, В.А. Кошляк пришел к выводу о том, что для барической картины Белого Тигра характерно наличие нормального пластового давления в верхней части терригенного разреза и в залежах нижнего

Таблица 1

Изменение приведенных напоров с увеличением глубины в зонах гидродинамических аномалий [13]

Площадь	Возраст водовмещающих пород	Глубина до середины фильтра, абс. отм., м	Приведенный напор, абс. отм., м
Сунженская зона			
Заманкульская	Верхний мел	- 1450	2035
	Апт	- 2010	1532
	Баррем	- 2267	1505
	Валанжин	- 3118	1463
	Юра	- 3343	1404
Карабулак-Ачакулакская (западная часть)	Нижний майкоп	- 931	2156
	Верхний мел	- 1976	1566
Карабулак-Ачакулакская (восточная часть)	Нижний майкоп	- 1350	2285
	Верхний мел	- 2446	1499
	Юра	- 2779	1433
Кумская зона			
Отказненская	Нижний майкоп	- 2264	1245
	Верхний мел	- 2924	786
Прасковейская	Верхний мел	- 2590	519
	Альб	- 2990	213
Журавский участок			
Журавская	Нижний майкоп	- 1885	1289
	Апт	- 3119	310

миоцена, аномально высокого сверхгидростатического пластового давления в глинах и песчаниках верхнего олигоцена, повышенного пластового давления в залежах нефти в терригенных отложениях нижнего олигоцена, повышенного или близкого к нормальному пластового давления в кровельной части гранитоидного массива на Центральном и Северном сводах соответственно, а также снижение пластовых давлений относительно гидростатического при углублении скважины в недра месторождения [19]. По мере дренирования продуктивных горизонтов пластовые давления падают настолько интенсивно, что говорить о сколько-нибудь значимых глубинных подтоках УВ-флюидов не приходится (рис. 3).

Замеры, в скважинах с 1994 года, свидетельствуют о том, что пластовые давления заметно снизились, в ряде случаев вдвое (по скв. 88 за полтора года – с 31,7 до 16,6 МПа). В скв. 61, пробуренной в 1989 году, первоначальное пластовое давление на глубине 3644 м составляло 35,9 МПа, в 1998 году – 20,3 МПа, т.е. снизилось на 15,6 МПа. На глубине 3664 м уже в 1994 году давление составляло 18,4 МПа, к 1999 году оно снизилось до 11,6 МПа. Аналогичные примеры характерны для большинства других скважин [19]. Снижение потенциала пластовых давлений относительно фундамента отражено на рис. 4.

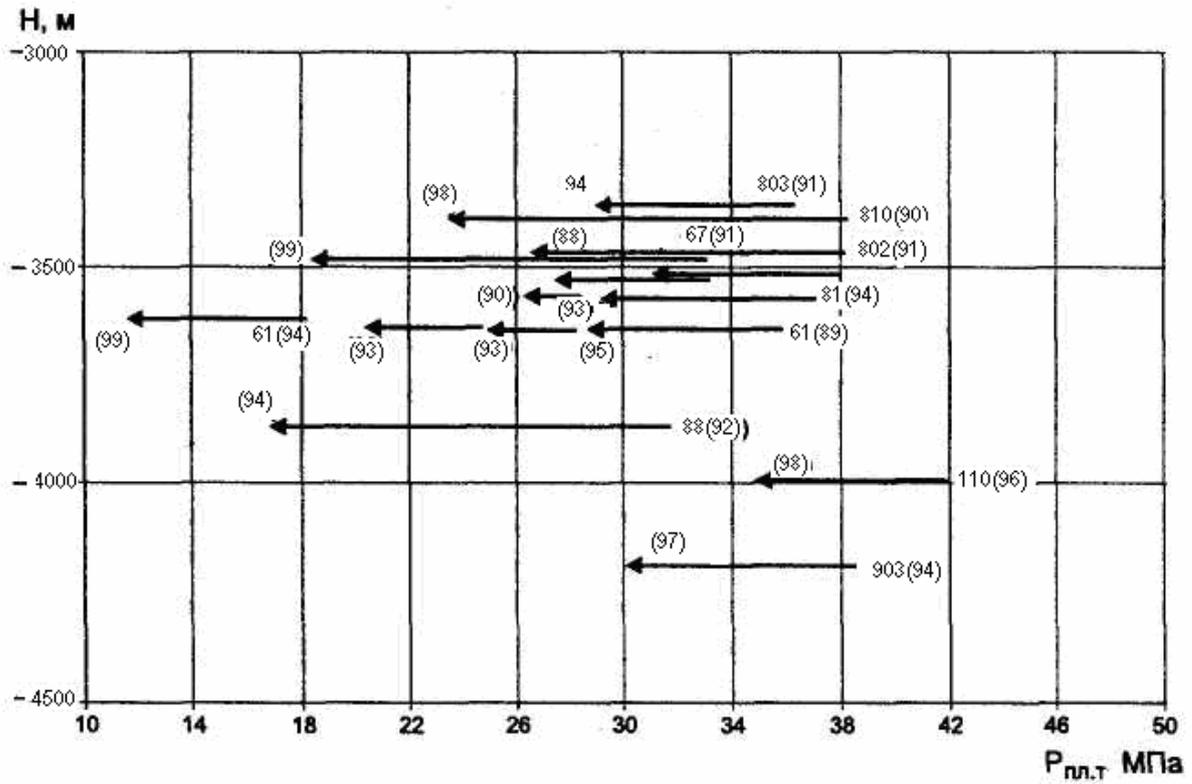


Рис. 3. Характер изменения пластовых давлений в процессе разработки залежей нефти в гранитоидах Северного свода месторождения Белый Тигр [19].
Цифры перед скобками означают номер скважины, цифры в скобках – год замера

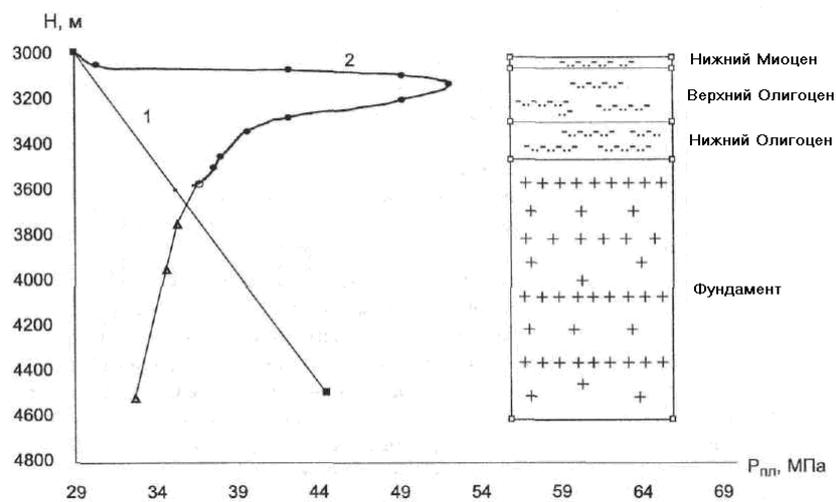


Рис. 4. Схема изменения пластовых давлений по разрезу месторождения Белый Тигр
1 – гидростатическое давление; 2 – реальное пластовое давление [30]

Эти данные свидетельствуют о том, что, хотя возрастание с глубиной гидродинамического потенциала закономерно, в отдельных геологических ситуациях имеет место стабилизация значений пластовых давлений и даже их снижение. Это является принципиально важным обстоятельством для обоснования возможностей захоронения промышленных стоков в зоны глубинных пьезоминимумов не только на месторождении Белый Тигр, но и на других подобных месторождениях.

Проиллюстрировать тезис о том, что по мере приближения к фундаменту повышается частота встречаемости отрицательных градиентов давления, можно и на материалах Предкарпатского прогиба [22]. Здесь во внутренней зоне прогиба, где мощности осадочных отложений значительны (около 12 км), в основном развиты повышенные давления (за исключением Спасского нефтяного месторождения), а на внешнем борту, где осадочные отложения мощностью до 3-4 км лежат на консолидированном докембрийском фундаменте Восточно-Европейской платформы, широко развиты пониженные пластовые давления (табл. 2).

Таблица 2

Пластовые давления на отдельных месторождениях Предкарпатского прогиба [22]

Месторождения	Глубины, м	Пластовые давления, МПа	Коэффициент негидростатичности
Кохановская нефтяная залежь	1275	11,8	0,87
Садковичское газовое месторождение	1345	11,7	0,87
Газовое месторождение Рудки	1056	10,1	0,95
Газовое месторождение Бильче-Волица	1030	9,9	0,95
Угерское газовое месторождение	1091	10,2	0,92
Грыновское газовое месторождение	1155	9,3	0,87
Косовское газовое месторождение	76	0,7	0,86
Ковалевско-Черешенское газовое месторождение	2025	18,4	0,91
Краснопутненская газовая залежь	826	6,7	0,81

К большинству структур месторождений УВ внешней зоны Предкарпатского прогиба, в которых развиты нормальные и пониженные пластовые давления, приурочены газовые месторождения.

На Керченском полуострове и в Крыму фиксируется «смесь» различных значений пластовых давлений: наряду с повышенными и нормальными (гидростатическими) активно проявляют себя и пониженные пластовые давления. Например, на близлежащих газовых месторождениях коэффициент негидростатичности составляет: 0,99 (Оленевское), 0,84 (Межводненское и Кировское), 0,50 (Черноморское). На Малобабчинском нефтегазо-

вом месторождении его значение равно 0,75, на Борзовском газоконденсатном – 0,76, в то время как на Октябрьском нефтяном месторождении – 1,10, Джанкойском газовом – 1,14, а на Мошкаревско-Куйбышевском нефтяном месторождении – даже 1,88 [22].

Существенное значение для выбора объектов под большеобъемное захоронение ЭВЖВ имеет наличие надежных перекрывающих покрышек. В этом плане интересны результаты наблюдений, свидетельствующие о том, что под мощными эвапоритовыми толщами нередко фиксируются нисходящие направления движения подземных вод. Из рис. 5 видно, что под эвапоритовыми отложениями Речицкой зоны Припятского прогиба в подсолевых отложениях по гипсометрически наиболее приподнятой (по данным высокоточного повторного нивелирования) Речицкой структуре давление вод на 1,2 и 1,5 МПа ниже расчетных гидростатических, в то время как в межсолевых отложениях оно выше гидростатических на 2,5 МПа [22].

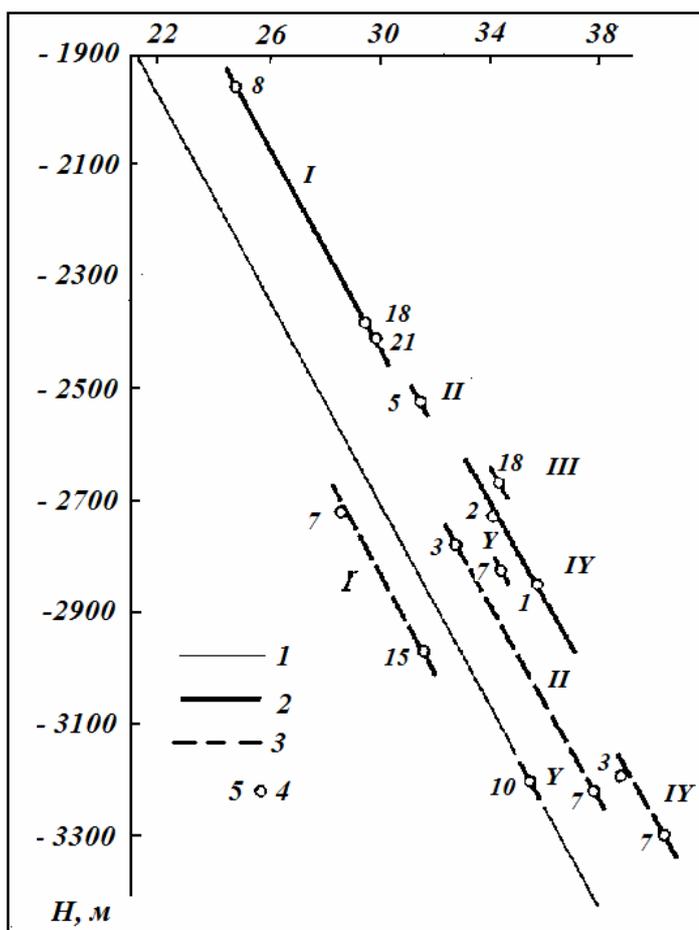


Рис. 5. Изменение давлений пластовых вод по разрезу нефтяных месторождений Припятской впадины [22]
 Давления: 1 – расчетные гидростатические; 2 – пластовые в межсолевых отложениях; 3 – пластовые в подсолевых породах; 4 – номера скважин; римскими цифрами обозначены площади: I – Речицкая; II – Вишанская; III – Тишковская; IV – Осташковичская; V – Давыдовская

В Припятской впадине зона пониженных давлений в подсолевом комплексе протягивается от Брагинского выступа через северную приподнятую часть Стреличевской, Наровлянской площадей до Кустовницкой и Ельской структур [22].

На геологическом материале бассейна Сунляо показано взаимозамещение нормальных, повышенных и пониженных давлений в масштабе геологического времени (рис. 6).

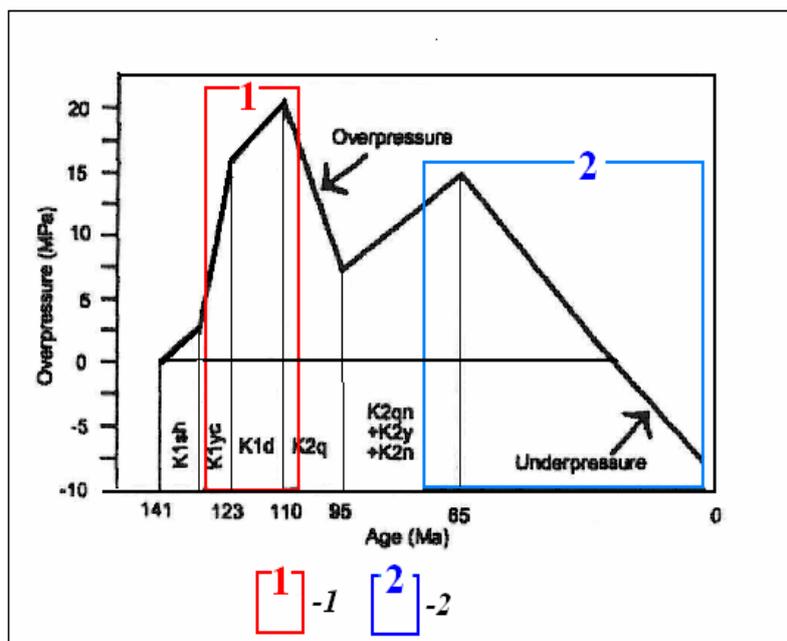


Рис. 6. Изменение пластовых давлений в бассейне Сунляо [44] с дополнениями. Дополнения: этапы геологического развития, соответствующие современному состоянию геобарического поля продуктивных комплексов: 1 – Западной Сибири; 2 – Восточной Сибири

В настоящее время осуществляется захоронение промстоков в зоны пониженных пластовых давлений на месторождении Пендхелл в Техасе [40, 43]. Закачка жидких радиоактивных отходов в зоны дефицита пластового давления ведется в Центральных Альпах (рис. 7) в пласт с субгидростатическим давлением, расположенный на глубине всего 400 м [39].

Активно ведутся исследования по изучению геоэкологических функций осадочных бассейнов в Китае [44–46]. На основе математического моделирования получены прогнозные оценки скорости и характера продвижения диоксида углерода в зоны субгидростатических пластовых давлений в пределах впадины Санджао (бассейн Сунляо) в меловых отложениях (формация Yaojia), залегающих на глубине 1300 м, представленных песчаником и перекрытых непроницаемыми мощными отложениями (рис. 8).

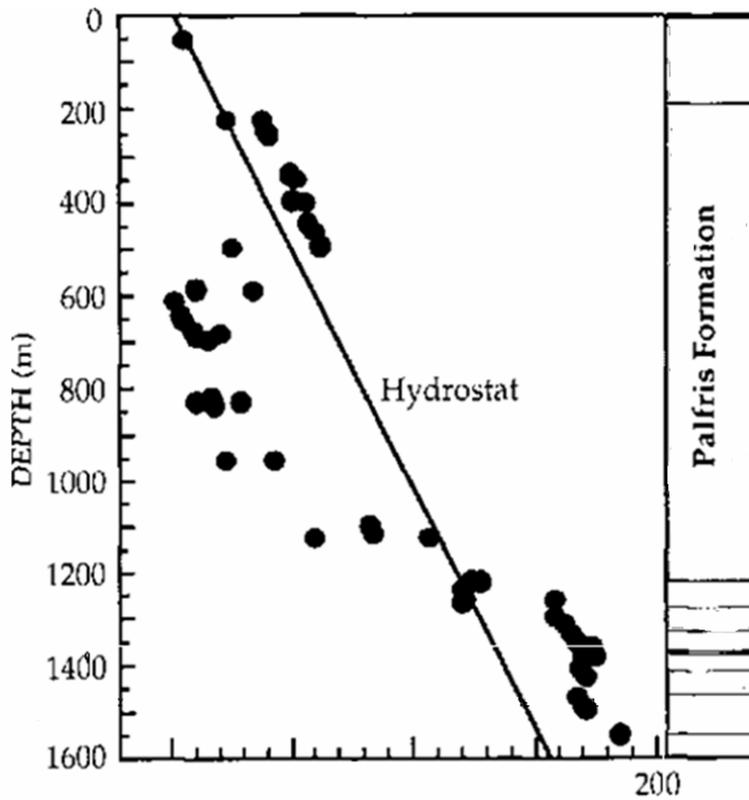


Рис. 7. Веленберг, Центральные Альпы. Зависимость давлений от глубины (скв. SB3, в которую закачиваются радиоактивные отходы) [39]

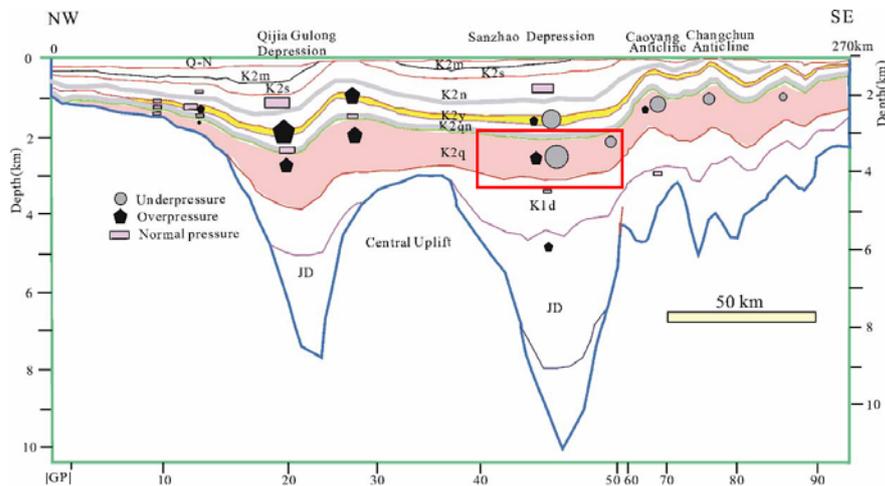


Рис. 8. Предполагаемая зона закачки диоксида углерода в зоны субгидростатического давления (красным цветом выделена зона, для которой проведены модельные расчеты) [46]

Производится также реальная закачка углекислого газа в зоны субнормального давления (рис. 9) в бассейне Альберта в Канаде [40, 42, 43].

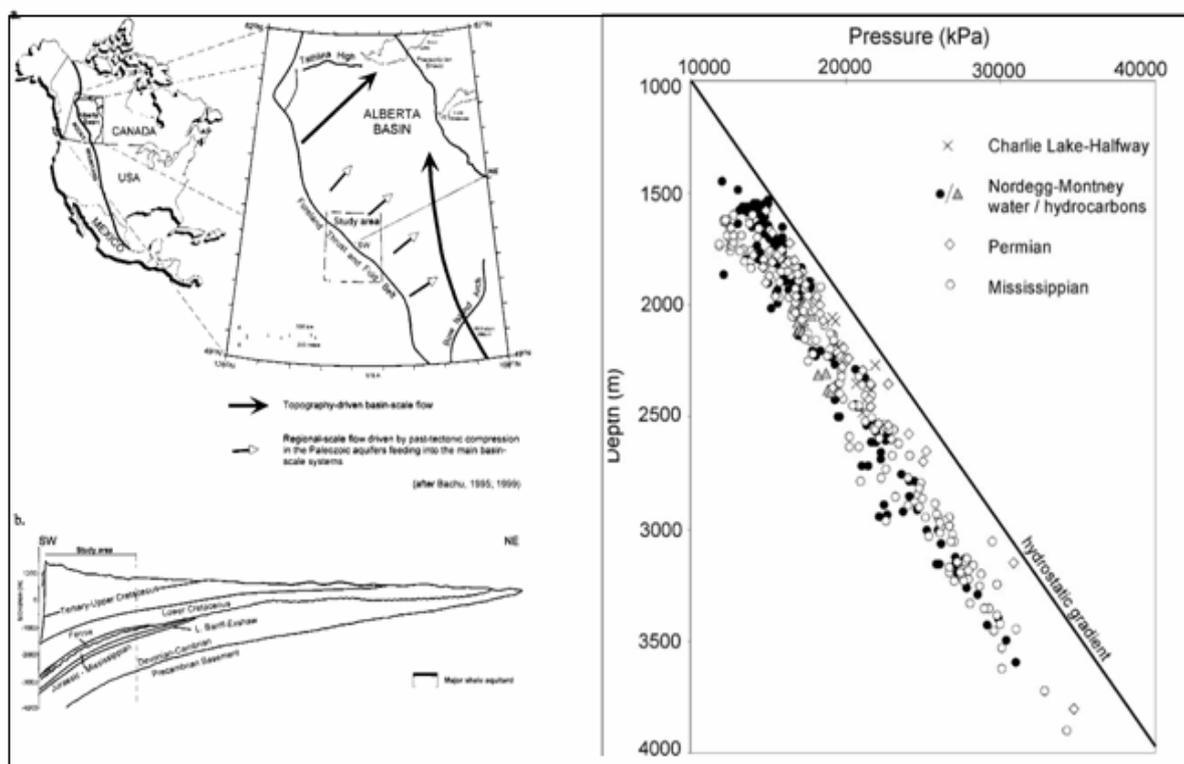


Рис. 9. Бассейн Альберта (Западная Канада) [40]. Зона закачки диоксида углерода в области распространения субгидростатического давления (*a* – район работ; *b* – эпюра пластовых давлений, показывающая тотальный дефицит пластового давления в разрезе бассейна на разных стратиграфических высотах)

Имеется ряд запатентованных решений по закачке промстоков в ДВС природного [24, 25] и технического [2, 26] характера.

Подчеркнем принципиально важное: все приведенные выше примеры касались только очаговых проявлений дефицита пластовых давлений; но даже такие зоны оказывались инвестиционно привлекательными объектами для захоронения ЭВЖВ. Совершенно иными, несоизмеримо большими возможностями в этом отношении обладают подсолевые отложения Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Уникальность этого подсолевого разреза заключается в том, что здесь сформировалась депрессионная водонапорная система, площадь которой только в изученных глубоким бурением границах составляет около 200 тыс. км². Об этом свидетельствуют фактические данные распределения газа, нефти, воды и их энергетических потенциалов по разрезу подсолевой толщи на Средне-Ботуобинском, Верхне-Вилючанском, Вилюйско-Джербинском, Таас-Юряхском и многих других месторождениях (табл. 3).

Таблица 3

Градиенты замеренных пластовых давлений в различных интервалах подсолевого разреза на площадях НБА [38]

Площадь, месторождение, № скважины	Горизонты (пласты, свиты)		grad.P _{зам} , МПа/м	Примечание
	верхний	нижний		
1	2	3	4	5
Иктехская, 650, 651	Ботуобинский	Талахский	+0,0014	Условия нисходящей миграции газа и нефти
Бюк-Танарская, 718	Осинский	Ботуобинский	-0,0005	
Пеледуйская, 751	Хамакинский	Талахский	-0,0134	
Таас-Юряхское, 574, 575	Осинский	Ботуобинский	+0,0010	
Таас-Юряхское, 575	Ботуобинский	Талахский	-0,00025	
Таас-Юряхское, 574, 575	Осинский	Талахский	+0,0008	
Среднеботуобинское, I	0-II	Ботуобинский	+0,00053	
Среднеботуобинское, 10	0-I	Ботуобинский	-0,0036	
Среднеботуобинское, 2	Ботуобинский	Талахский	+0,00151	
Среднеботуобинское, 30, 37	Осинский	Талахский	-0,0030	
Верхневиллючанское, 604	Ю-I	Ю-II	0,013	
Верхневиллючанское, 603	Харыстанский	Виллючанский	-0,0076	
Верхневиллючанское, 626	Ю-II	Виллючанский	+0,0013	
Виллюйско-Джербинская, 640	Ю-II	Телгеспитская	+0,0014	
Виллюйско-Джербинская, 643	Ю-I	Бочугонорская	+0,00146	
Виллюйско-Джербинская, 643	Бочугонорская	Виллючанский	+0,00183	
Виллюйско-Джербинская, 646	Ю-I	Виллючанский	+0,00098	
Талаканская, 809	Хамакинский	Талахский	-0,0054	
Нижнехамакинская, 842	Хамакинский	Хамакинский	-0,00185	
Марковская	Осинский	Парфеновский	-0,0047	
Ярактинская, 55, 21	Осинский	Ярактинский	-0,00376	
Большетирско-Аянская, 204, 30	Осинский	Верхнетирский	-0,373	
Южно-Суриндинская, 47, 65	Осинский	Ярактинский	-0,00275	
Буягинская, 661, 662	Юряхский	Виллючанский	+0,00184	Условия нисходящей миграции нефти и восходящей миграции газа
Верхневиллючанская, 609	Ю-I	Виллючанская	+0,0054	
Верхневиллючанская, 612, 614	Ю-I	Виллючанская	+0,00224	
Виллюйско-Джербинская, 649	Ю-I	Бетинчинская	+0,024	
Даниловская, 144, 145	Осинский	Преображенский	+0,0018	
Братское, 16, 13	Осинский	Преображенский	+0,0038	

Дефицит пластовых давлений вблизи фундамента по отношению к условному гидростатическому давлению на ряде месторождений и разведочных площадей превышает 6,0–7,0 МПа (в пределах Виллючанской седловины НБА). Вертикальные градиенты гидродинамического потенциала в депрессионных водонапорных системах отрицательны и при-

близительно в тысячу раз разнятся по величине от площадных градиентов (до 1 м/м по разрезу против 1 м/км по площади), что полностью исключает площадное растекание природных и техногенных флюидов.

Уменьшение гидродинамического потенциала строго по направлению к фундаменту [38, 39] обеспечит полное затягивание всех техногенных флюидов, которые будут закачаны в подсолевые отложения НБА по направлению движения естественного гидродинамического потока (рис. 10).

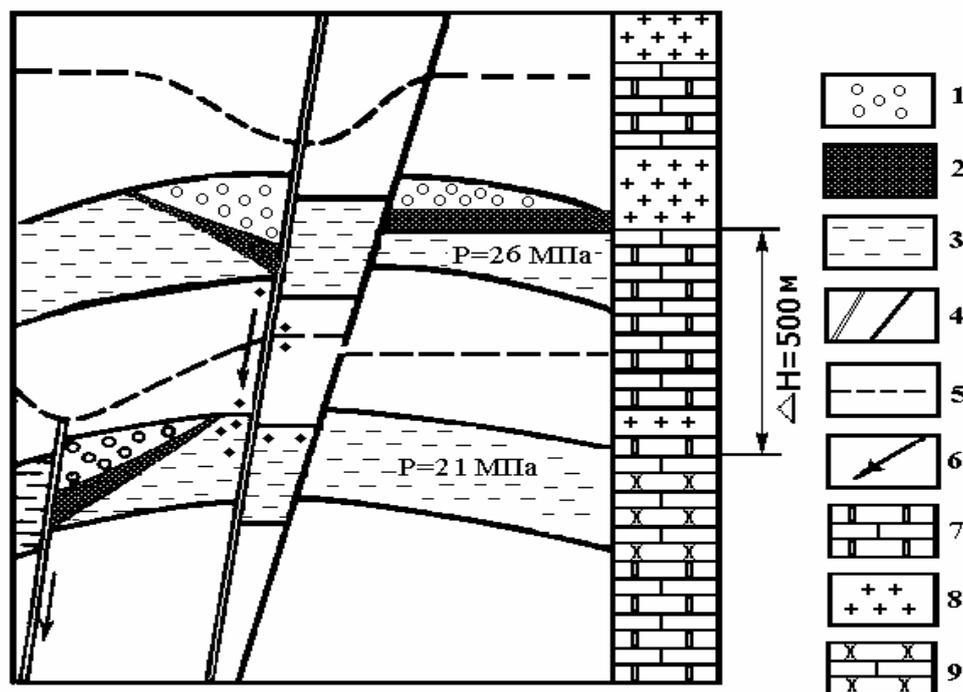


Рис. 10. Принципиальная схема нисходящей миграции нефти для геологических условий Верхневильючанского месторождения [38]

1 – залежи газа; 2 – промышленные и непромышленные скопления нефти; 3 – пластовая вода; 4 – проводящие и непроводящие разломы; 5 – пьезоуровни юрхского (вверху) и харыстанского (внизу) продуктивных горизонтов; 6 – направление миграции пластовых флюидов, в том числе нефти; 7 – карбонатные отложения; 8 – терригенные отложения; 9 – хемогенные отложения

В пределах НБА закрытость недр связана, прежде всего, с распространением солей на трех стратиграфических уровнях: в торсальной свите вендских отложений, в усольской (юрегинской) свите нижнего кембрия и в ангарской (чарской) свите нижне-среднекембрийских отложений. Наиболее широким и региональным распространением характеризуются соленосные толщи усольской (юрегинской) свиты, от подошвы которых вплоть до фундамента сформировалась водонапорная депрессионная система. В процессе про-

движения вниз рассольные воды залечивали все виды пустотности, которые по тем или иным причинам формировались в глинистых и карбонатных отложениях за счет гравитационного сползания тяжелых рассолов [3]. Об этом можно судить по целому ряду примет кольматации глинистых пород. Так, кольматация карбонатными и сульфатными солями наблюдается в верхней части Костинской свиты, а в нижней ее части есть признаки кольматации галитом на Сигово-Подкаменном месторождении [9].

Осадочный чехол представлен древнейшими отложениями, начиная с верхнепротерозойских. С послекембрийского времени депрессионная система развивалась на протяжении сотен миллионов лет. От Патомского нагорья, как возможной области питания подсолевых отложений, НБА отделена глубоким Предпатомским прогибом, сложенным слабопроницаемыми, преимущественно хемогенными, отложениями.

Таким образом, механизм формирования перспективных для захоронения отходов зон в подсолевой части Восточной Сибири обусловлен следующими основными факторами:

- а) полная гидродинамическая изоляция подсолевых отложений;
- б) дренирующая роль глубинных разломов;
- в) геохимические преобразования в системе порода – вода, приводящие к улучшению изоляционных свойств глинистых флюидоупоров.

Несмотря на то, что крупномасштабная добыча нефти и газа в Восточной Сибири пока не началась, необходимо заблаговременно произвести обоснование объектов, пригодных для захоронения в этом регионе разных по природе высокотоксичных жидких отходов. Еще раз подчеркнем, что гидрогеологические условия Непско-Ботубинской антеклизы позволяют захоронять промышленные отходы как безвозвратно, так и с последующим их извлечением. Такая дифференциация мест и способов захоронения возможна благодаря блочности гидродинамической системы. Например, в пределах Таас-Юряхского месторождения выделено семь блоков, в которых нефтегазовые залежи в ботубинском продуктивном горизонте имеют разновысотное положение контактов газ – нефть и нефть – вода, а самый крупный, центральный, блок является опущенным (грабен), и в нем отсутствуют залежи УВ. Очевидно, что в него могут быть закачаны те промстоки, в которых не содержатся наиболее опасные вещества [1].

В Непско-Ботубинской антеклизе один из подходящих объектов (Хотого-Мурбайское ГМ) расположен вблизи г. Ленска. После форсированной выработки место-

рождения Хотого-Мурбайская структура послужила бы надежной, проверенной самой природой ловушкой для захоронения ЭВЖВ.

Таким образом, депрессионная водонапорная система Непско-Ботуобинской антеклизы является идеальным объектом для большеобъемной закачки ЭВЖВ даже при наличии в недрах крупных месторождений нефти и газа. Специфические геологические и гидродинамические условия этой системы позволяют осуществлять добычу углеводородного сырья одновременно с захоронением промышленных отходов нефтегазовой, горнодобывающей, химической, атомной промышленности без каких-либо заметных экологических последствий. Сроки хранения ЭВЖВ могут исчисляться геологическими масштабами времени с гарантией нераспространения их в окружающую среду или атмосферу даже при многомагнитудных землетрясениях.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проекты 08-05-92219 и 09-05-90419).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абукова Л.А., Яковлев Ю.И.* Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.
2. *Акулинчев Б.П.* Особенности гидрогеологических исследований при обосновании и создании полигонов хранения жидких производственных отходов в водоносных горизонтах с аномально низким пластовым давлением // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: спец. вып. М., 2005. С. 8–25. (Прил. к журн. «Наука и техника в газовой пром-сти»; № 1).
3. *Богашова Л.Г.* Роль нисходящей фильтрации галогенных вод в нефтеобразовании // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе: (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). М., 2007. С. 209–220.
4. *Боревский Л.В., Кремнецкий А.А.* Геологическая роль подземных вод при прогрессивном метаморфизме в условиях открытых и закрытых систем // Подземные воды и эволюция литосферы. М., 1985. Т. 2. С. 8–13.
5. *Гаев А.Я.* Гидрогеохимия Урала и вопросы охраны подземных вод. Свердловск: Изд-во Урал. ун-та, 1989. 368 с.
6. *Гаев А.Я., Шугорев В.Д., Бутолин А.П.* Подземные резервуары. Условия строительства, освоения и технология эксплуатации. Л.: Недра, 1986. 223 с.

7. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1987. 204 с.
8. Гинсбург Г.Д., Гуревич А.Е. Резник А.Д. О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири // Сов. геология. 1971. № 9. С. 45–58.
9. Давление пластовых флюидов /А.Е. Гуревич, М.С. Крайчик, Н.Б.Батыгина и др. Л.: Недра, 1987. 223 с.
10. Джумагулов А.Д. Геодинамика и ремиграция углеводородов // Материалы Международ. конф. «Геодинамическая обстановка нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре». Ташкент, 2002. С. 154–157.
11. Дмитриевский А.Н. Мировые ресурсы углеводородов и экологические проблемы их использования // Глобальные экологические проблемы на пороге. М., 1998. С. 262–272.
12. Киссин И.Г. Гидродинамические аномалии в водонапорной системе (на примере Восточного и Центрального Предкавказья) // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1965. Т. 40, вып. 2.
13. Киссин И.Г. Гидродинамические аномалии в подземной гидросфере. М.: Наука, 1967. 136 с.
14. Кременецкий А.А., Лapidус А.В., Скрябин В.Ю. Геолого-геохимические методы глубинного прогноза полезных ископаемых. М.: Наука, 1990. 223 с.
15. Кудельский А.В. Геологические основы концепции подземного захоронения промышленных отходов // Инж. геология. 1987. № 6. С. 101–110.
16. Кудельский А.В. Подземное захоронение высокотоксичных отходов. Простейшие геолого-гидрогеологические модели // Докл. АН БССР. 1991. Т. 35, № 3. С. 266–269.
17. Кудельский А.В., Левашкевич В.Г., Пархомов М.Д. Тепловая эволюция осадочной толщи нефтегазоносных бассейнов // Геология и геофизика. 1987. № 10. С. 38–46.
18. Кудельский А.В., Ясовеев М.Г. Геолого-гидрогеологические предпосылки подземного захоронения радиоактивных отходов // Ядер. энергия. 1991. Т. 70, вып. 5. С. 310–314.
19. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Изд-во «Тау», 2002. 256 с.
20. Медведева А.М. Палинологическое изучение нефти. М.: Наука, 1978. 92 с.
21. Михайлов И.М. Потенциальная энергия пластовых флюидов. М.: Наука, 1987. 94 с.
22. Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. Изд-во высш. шк.; ЛГУ им. Ивана Франка. Львов, 1980. 188 с.

23. *Осинов В.И., Рагозин А.Л.* Идентификация и прогнозная оценка стратегических природных рисков России // Управление риском. 2002. Спецвыпуск. С. 66–77.
24. Пат. 4560503 США, МКИ G21F 9/24. 1984. Fluid waste diprosal.
25. Пат. 2075102 RU, Кл. G 01 V 9/00, G 21F 9/24. 1997. Способ захоронения экологически вредных жидких веществ.
26. Пат. 2244823 RU, МПК E21B47/00, B65 G 5/00. 2003. Способ мониторинга за подземным размещением жидких промышленных отходов в глубоких водоносных горизонтах.
27. *Печерников В.В.* Гидрогеология продуктивных девонских горизонтов Припятской впадины // Гидрогеологические закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа. М., 1973. С. 29–47.
28. *Савченко В.П.* Формирование, разведка и разработка месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1977. 413 с.
29. *Трофимов В.Т., Зилинг Д.Г., Барабошкина Т.А.* и др. Экологические функции литосферы / под ред. В.Т. Трофимова. М., 2000. 432 с.
30. *Тю Ван Лыонг, Нгуен Хыу Нян.* Особенности распределения изменения давлений в гранитоидных коллекторах месторождений Белый Тигр // Нефтегазовое дело. 2009. <http://www.ogbus.ru>.
31. *Фертль У.Ф.* Аномальные пластовые давления (их значения при поисках, разведке и разработке ресурсов нефти и газа). М.: Недра, 1980. 398 с.
32. *Шаповал Л.И., Некрята Н.С.* Микрофоссилии подземных вод девонских отложений Припятской впадины // Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии: Тр.БелНИГРИ. Мн., 1974. С. 221–228.
33. *Шихалибейли Э.М., Абдуллаев Р.Н., Али-Заде Ак.А.* Геологические результаты бурения Саатлинской сверхглубокой скважины // Сов. геология. 1988. № 11. С. 61–64.
34. *Яковлев Л.Е.* Инфильтрация воды в базальтовый слой земной коры. М.: Наука, 1999. 200 с.
35. *Яковлев Л.Е., Леонов Ю.Г., Чамов Н.П., Волож Ю.А., Л.И. Лобковский* // Комплексы диафоритов и гидротермалитов фундамента как потенциальные аккумуляторы углеводородов: новое направление поисков и разведки // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. Казань, 1998. С. 336–339.

36. Яковлев Ю.И., Семашев П.Г. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа // Геология нефти и газа. 1982. № 9. С. 23–27.
37. Яковлев Ю.И. Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов. Формирование, поиск и разведка газовых залежей: сб. науч. тр. ВНИИГаз. М., 1988. С. 29–37.
38. *Bashu S., Underschultz J.R.* Large-scale underpressuring in the Mississippian-Cretaceous Succession, Southwestern Alberta basin // AAPG Bull. 1995. Vol. 79. July. P. 989–1004.
39. *Diamond L.W.* Underpressured paleofluids and future fluid flow in the host rocks of a planned radioactive waste repository // Water-rock interaction. Balkema, Rotterdam, 1998. P. 769–772.
40. *Ferran L.M.* Evolution of abnormally high and low pressured Morrow sands in northwestern Oklahoma using well logs and water simple data. Tulsa (Ok), 1973. 110 p.
41. *Michael K., Bachu S.* Fluids and pressure distributions in the Foreland-basin succession in the West-Central part of the Alberta basin, Canada: Evidence for permeability barriers and hydrocarbon generation and migration // AAPG Bull. 2001. Vol. 85. July. P. 1231–1252.
42. *Nakano T., Kajivara Y., Farrell C.W.* Strontium isotope constraint on the genesis of crude oils, oil-field brines, and Kuroko ore deposits from the Green Tuff region of northeastern Japan // Geochim. Cosmochim. Acta. 1989. Vol. 53. P. 2683–2688.
43. *Puckette J., Al-Shaieb Z.* Naturally underpressured reservoirs: Applying the compartment concept to the safe disposal of liquid waste
44. *Xie X., Jiao J.J., Tang Z., Zheng C.* Evolution of abnormally low pressure and its implications for the hydrocarbon systems in the southeast uplift zone of Songliao basin, China // AAPG Bull. 2003. Vol. 87. January. P. 99–119.
45. *Jiao J.J., Zheng C., Hennes R.J.-C.* Analysis for disposal of hazardous wastes // Hydrogeol. J. 1997. Vol. 5, N 3. P. 19–31.
46. *Zhao R. R., Cheng J. M., Zhang K.N.* et al. A 2-D model of CO₂ disposal into deep saline aquifers: case study of the Songliao basin, China // Proceeding of the 7th International conference on calibration and reliability in groundwater modeling “Managing groundwater and the environment” (ModelCARE 2009), Wuhan, China, September 20–23, 2009. China, 2009. P. 473–476.