

ВОЗМОЖНОСТИ ДОБЫЧИ ВОДОРАСТВОРЕННОГО ГАЗА В ЭНЕРГОДЕФИЦИТНЫХ РЕГИОНАХ РОССИИ

Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, Б.П. Акулинчев, Н.Ю. Рахбари, С.Н. Попов
ИПНГ РАН, e-mail: abramova_olga@bk.ru

Обоснование вопроса. Россия относится к числу стран, обладающих крупнейшими месторождениями нефти и газа. Однако основная часть ресурсов УВ сосредоточена в Западной и Восточной Сибири, на арктическом шельфе. В то же время Крым, Предкавказье и ряд других регионов испытывают дефицит в энергетических источниках. При этом Предкавказье, к примеру, является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов России. Возможное решение проблемы снижения дефицита в энергетическом сырье – разработка нетрадиционных источников УВ, в том числе и водорастворенных газов [1, 2, 3, 4, 5]. К настоящему времени по многим нефтегазоносным бассейнам мира проведена оценка ресурсов водорастворенных газов (ВРГ) и установлено, что они многократно превышают запасы свободного газа [6, 7, 8]. Вовлечение этой составляющей углеводородного потенциала литосферы в промышленное потребление приведет к экономии традиционных энергоисточников, снижению экологического ущерба.

Состояние изученности проблемы (отечественный и зарубежный опыт). В настоящее время добыча ВРГ в промышленных масштабах ведется только в Японии. Месторождение Мобару, расположенное недалеко от Токио, разрабатывается многие годы [4, 6, 7]. В 30-х годах прошлого столетия в Италии также началась разработка ВРГ в Полезано-Феррарском газоносном бассейне, однако, по экологическим причинам она завершилась в 1959 г. в Полезанской, и в 1965 году – в Феррарской части. В незначительных объемах ВРГ добывался и в Непале [9, 10, 11]. В США в 70-80-х годах прошлого века изучалась возможность добычи ВРГ из зон сверхвысоких пластовых давлений, приуроченных к сравнительно большим глубинам [5], однако, предложенные технологические схемы были признаны нерентабельными. Сейчас в США возобновляется интерес к добыче ВРГ совместно с получением геотермального тепла. Широкий фронт работ по оценке целесообразности извлечения газа из подземных вод развернут в 40 нефтегазоносных бассейнах Китая [12, 13, 14, 15-17].

В России проблема использования ВРГ в качестве нетрадиционного углеводородного сырья изучалась в различные периоды, наиболее активно в 70-80-х годах

прошлого столетия [6, 7]. Особую роль сыграли исследования ВНИГРИ [3, 18]. В частности, была разработана методика оценки ресурсов ВРГ, определены основные параметры оценки перспективных земель. В соответствии с этими методическими рекомендациями оценены ресурсы ВРГ в Туркменистане, Предкавказье, Западной Сибири, Тихоокеанском подвижном поясе [1, 8, 19] и т.д. Несмотря на достаточно высокую степень изученности, добыча ВРГ в России не ведется.

Основные проблемы извлечения газа из подземных вод. Механизмы дегазации вод в пористой среде изучены достаточно обстоятельно [1, 6, 7, 19-21]; предложены различные технические решения по извлечению ВРГ с последующим захоронением отработанных вод [22, 23]. Но реальное освоение ресурсов ВРГ так и остается делом будущего. На наш взгляд, причины этого состоят в следующем.

До настоящего времени не проводилось целенаправленных исследований по изучению основных показателей состояния ВРГ в пластовых системах энергодефицитных районов. Выполненные оценочные работы на большей части РФ (и сопредельных стран – бывших союзных республик) охватывали, главным образом, нефтегазодобывающие регионы. Но даже здесь фактические данные о таких важных показателях, как состав газа и газонасыщенность вод, были получены только при опробовании нефтегазопромысловых и разведочных скважин, пробуренных в сводовых частях антиклинальных структур, т.е. без учета истинных значений этих показателей в неблагоприятных структурных условиях.

Оценка ресурсов ВРГ выполнена по всем нефтегазодобывающим районам, однако, не было учтено, что состав растворенных УВ-газов, в т.ч. содержание метана в подземных водах, может колебаться в зависимости от геофизических, геодинамических и других факторов. Помимо этого, состав ВРГ зависит от условий отбора проб воды. При упруговодонапорном режиме (когда пластовое давление превышает давление насыщения, которое, в свою очередь, выше забойного), на забой поступает двухфазная смесь, но газ выделяется только в призабойной зоне пласта. При режиме растворенного газа, когда забойное и текущее пластовые давления ниже начального давления насыщения, газ выделяется не только в призабойной зоне, но и в более удаленных от скважины частях пласта. Содержание метана, например, на забое в 1,2–1,5 раза больше, чем в устьевой пробе [2].

Газонасыщенность подземных вод, упругость ВРГ резко снижены за контуром газоносности. Но хорошо известно, что газовые залежи могут существовать даже в таких

условиях, когда воды значительно недонасыщены газами. Снижение пластового давления ниже давления насыщения – условие необходимое, но недостаточное для дегазации предельно насыщенных газами вод. Упругость растворенных газов зависит не только от давления, но и от температуры, причем, эта зависимость достаточно сложная (рис. 1). Ее влияние разнонаправленное в различных интервалах температур и для разных компонентов. Важно, что газы могут находиться в водонасыщенных коллекторах в диспергированном состоянии [19]. При этом, если растворимость газов падает с ростом минерализации вод, то сорбционные свойства вод и пород коллектора увеличиваются.

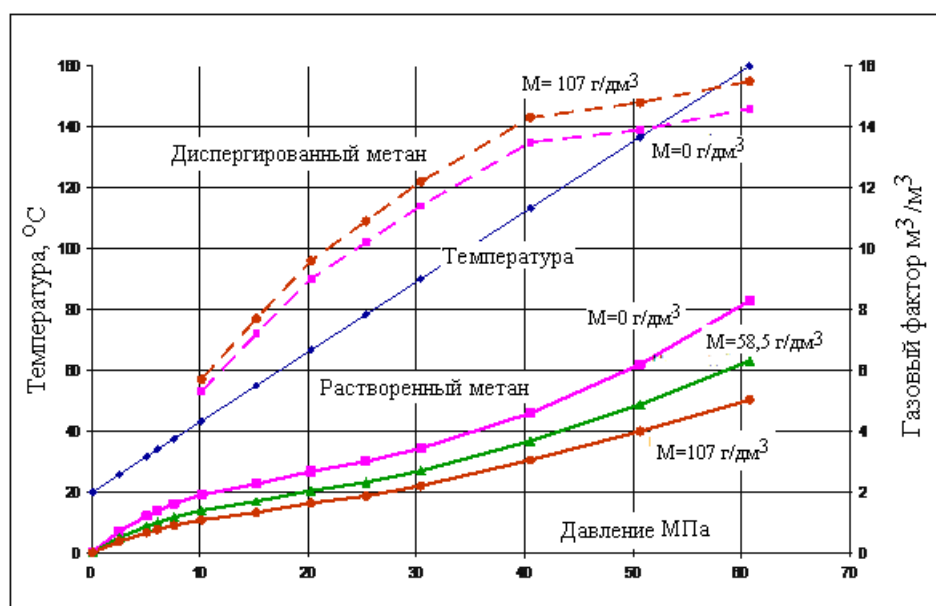


Рис. 1. Зависимость предельной газоемкости вод от пластовых условий

Не вызывает сомнения, что обязательным условием выделения газов из растворенного состояния должно быть снижение пластового давления ниже давления насыщения. Но при этом нельзя исключать, что формирование пьезоминимума будет стимулировать подток вод из окружающего геологического пространства, и, как следствие, возникнут разнонаправленные геохимические процессы (растворение одних солей и выпадение других), повысится геофлюидодинамическая неоднородность коллектора, снизятся деформационно-прочностные свойства пород [24, 25].

Вышеизложенные факты должны быть учтены при совершенствовании методики выполнения оценочных работ по извлечению ВРГ из подземных вод.

Одним из практических способов эффективного использования ВРГ можно считать частичное восполнение запасов УВ-газов на истощенных месторождениях. На основании

экспериментальных работ [21, 26] показано, что такая возможность (хотя и в ограниченном масштабе) вполне реальна. Экспериментальная установка, на которой производилось моделирование, позволяла задавать различные скорости продвижения воды, предельно насыщенной газом, через образцы пород. Технически предусматривалась возможность фиксации начала дегазации вод и определения объемов выделившихся газов. Эксперименты на однородных и неоднородных насыпных моделях проводились с использованием образцов с различной проницаемостью, максимально приближенных к условиям месторождения Медвежье и адаптированных к различным перепадам давления.

В результате анализа данных, полученных при выполнении опытов, установлено, что при снижении давления ниже давления насыщения основной (до 90% и выше) объем выделившегося газа (из водорастворенного состояния) в мелкодисперсном состоянии остается в породе. Газы, выделившиеся из подземных вод и скопившиеся под флюидоупорами, снижают относительную фазовую проницаемость пород по воде, повышая тем самым изоляционные свойства флюидоупоров [27]. Возможно, этим объясняется удивительный факт повышения соотношения газ/вода на действующем месторождении Мобару (Япония) по мере его эксплуатации.

В условиях застойного водообмена продвижения выделившегося из воды газа практически не происходит. Гидродинамическая активность, инициированная виброакустическим воздействием, усиливает (в среднем на 20%) подвижность мелких газовых пузырьков, приводит к их слиянию друг с другом, а впоследствии и с ранее заземленным свободным газом в локальных частях пласта. По мере снижения пластового давления роль ВРГ в общем балансе остаточных вод будет нарастать (табл. 1), что видно по данным за определенный период эксплуатации месторождения Медвежье [24, 25].

Таблица 1

Основные параметры, характеризующие нарастание доли ВРГ в составе остаточного газа на месторождении Медвежье [13]

Оценочные параметры	Годы				
	2002	2003	2004	2005	2006
Объемы газа, выделившегося из воды, внедрившейся в залежь (без виброакустического воздействия), млрд м ³	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9

Таким образом, наиболее перспективными объектами, с точки зрения добычи ВРГ, являются:

а) водоносные горизонты, расположенные ниже истощенных газовых месторождений и обогащенные ВРГ и диспергированными газами;

б) водоносные горизонты, расположенные в пределах территорий с дефицитом традиционных ресурсов УВ, обогащенные метаном и пригодные для частичного разгазирования подземных вод;

в) водоносные горизонты угольных бассейнов, обогащенные концентрированным органическим веществом и содержащие метан в газогидратном состоянии.

Практическое осуществление добычи УВ требует продолжения научно-исследовательских работ по уточнению исходных расчетных параметров оценки ресурсов ВРГ, методов их получения, а также способов извлечения газа из подземных вод.

Предложения по постановке опытно-методических работ для извлечения ВРГ

Региональный анализ проблемы добычи ВРГ позволяет в качестве первоочередных объектов предложить территории Таманского и Керченского п-вов. Геополитический смысл этого предложения заключается в том, что газопотребление Таманского и Керченского регионов осуществляется, в основном, путем развития газотранспортной системы и создания необходимых запасов газа на зимний период в подземных хранилищах. Для снижения остроты проблемы энергообеспечения этих регионов энергоисточниками целесообразно использование ресурсов ВРГ, поскольку здесь на технически доступных глубинах обнаружены: а) свободный газ с водой (дебиты газа до $15 \div 40 \cdot 10^3$, воды – до $200 \text{ м}^3/\text{сут}$); б) водогазовые смеси с дебитами воды от 400 до $2000 \text{ м}^3/\text{сут}$ при газонасыщенности вод $10 \div 60 \text{ м}^3/\text{м}^3$; в) термальные воды с растворенным газом (ГФ до $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$).

По данным СевКавНИПИгаз [2], из каждой эксплуатационной скважины Тамани возможно получение притоков вод с минерализацией $7\text{--}8 \text{ г}/\text{дм}^3$, дебитами термальной воды $2500 \div 2900 \text{ м}^3/\text{сут}$ при температурах до 130°C и газа до $39 \div 45 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$. Предварительные расчеты показывают, что для рентабельности достаточно получение на каждой из них $8 \div 23 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ газа и $400 \div 2000 \text{ м}^3/\text{сут}$ термальных вод ($120 \div 130^\circ\text{C}$). Газ, в основном, метановый (до $64\text{--}88\%$), диоксида углерода от 9 до 31%, H_2S встречается редко (до 0,002%). Тепло термальных вод может использоваться для ГеоТЭС, а после – для

теплиц. Повышению коэффициента извлечения газа будет способствовать возвращение обработанных вод в те же горизонты.

По данным УкрНИГРИ [8], на Керченском п-ве получены притоки пластовых вод дебитом от 3,8 до 1506 м³/сут (Куйбышевская и Мошкаревская площади) и газа дебитом от 1,5 до 13 тыс. м³/сут (Мошкаревская площадь). На Фонтановской и Слюсаревской площадях скважины, вскрывшие палеогеновые песчаные горизонты, фонтанировали водой (до 540 м³/сут при устьевом давлении 22,6–35,5 МПа). Вместе с водой были получены также притоки газа. В настоящее время отсутствует фактический материал по газонасыщенности подземных вод в зонах сверхгидростатических пластовых давлений (СГПД), за исключением исследований единичных глубинных проб подземных вод. Так, на площади Голицынской в зоне СГПД объем ВРГ в горизонтах нижнего палеоцена (на глубинах 2140–3840 м) изменяется от 3,97 до 4,77 м³/м³. Газонасыщенность пластовых вод в скв. 10 Фонтановской площади (интервал 3780–3875 м) составляла 5,15 м³/м³. Результаты опробования и замеры дебитов воды и газа в единичных скважинах, вскрывших водоносные горизонты зоны СГПД на площадях Керченского полуострова, показывают, что вместе с водой из высокотемпературных зон можно получать значительные притоки газа. В этих случаях в пластах, кроме ВРГ, содержится свободный газ в виде пузырьков. До глубин 3000 м при температуре менее 120 °С газосодержание подземных вод в зоне СГПД Керченского п-ва – около 5 м³/м³. С глубиной, с повышением температуры и пластового давления, газосодержание подземных вод возрастает до 7÷19 м³/м³. ВРГ зоны СГПД Керченского полуострова на глубинах 2323–4924 м в основном состоят из УВ (87,5–99,2%), среди которых метан составляет 72,99–98,16%. Содержание этана, пропана и пентана колеблется от 0,56 до 26,97%. В отдельных пробах ВРГ, отобранных с глубин более 3000 м, установлено повышенное количество углекислого газа (4,72–11,34%).

Дополнительные характеристики подземных вод Керченского и Таманского п-вов приведены в таблице 2.

Технологическое обоснование. В мире разработаны различные методы добычи УВ [22, 23, 25, 26], однако, вопрос об экономической целесообразности их реализации остается открытым. В 80-х годах прошлого века силами СевКавНИПИгаза было составлено обоснование возможности добычи ВРГ на Тамани. Однако, в силу ряда

Таблица 2

**Гидрогеологическая характеристика скважин Крыма и Предкавказья
с супергидростатическими пластовыми давлениями [8, 20]**

Название скважин и их номер	Интер. перф. /стратигр.	Дебит, м ³ /сут.		Давления, МПа			Р _{пл} / Р _{гид}	Температура, °С		Мин вод, г/дм ³	Газ. фактор м ³ /м ³	Доля УВ, %
		воды	газа 10 ⁻³	Р _{буф}	Р _{заб}	Р _{пл}		устья	забоя			
Кошехабльская 7	5264 – 5334 юра	564	13,0	30,6	88,3	105,9	2,0	94	Н.с.	106	23,0	92,6
Кошехабльская 10	4828 – 4840 юра	0,2	-	54,6	-	101,2	2,1	-	154	340	~23,0-	> 90
Кучугуры 11	3650 – 3680 верх. мел	481	7,5	17,8	51,2	61,9	1,7	83	151	8	15,5	82,2
Кучугуры 11	3755 – 3845 верх. мел	364	21,0	7,3	-	64,2	1,7	80	160	8	57,7	90,3
Лабинская 5	4870 – 4920 верхн. юра	152	-	7,6	47,6	73,6	1,5	59	153	108	5,4	89,1
Мышастовская 2	4680 - 4721 нижн. мел	561	-	7,5	-	76,7	1,7	127	185	43	1,5	91,2
Прибрежная 1	2996 – 3006 чокрак	1008	0,8	19,6	50,7	57,3	2,0	84	124	17	0,8	92
Ставропольская 10	2662 – 2673 нижн. мел	219	13,1	2,7	17,4	42,8	1,6	47	89	14	59,8	98,2
Фанталовская 1	3877 – 3881 верхн. мел	875	11,4	16,9	-	71,8	1,9	115	152	7	13,0	68,5
Фонтановская, 5	3304-3315	80	12			55,9	1,7				150	96,7
Фонтановская 10	3875 - 3780	25	5,2			55	1,5		136,5		206	99,3
Кореньковская 1	4836-4924	89	4			69,45	1,4		170		44,8	87,5

причин, в том числе недостаточной ясности в оценке экономического эффекта и технологии извлечения ВРГ, задание на проектирование не было выдано.

В настоящее время в ИПНГ РАН предложено новое техническое решение, ориентированное на добычу ВРГ в условиях, характерных для Тамани и Керчи, оно устраняет необходимость транспортировки УВ до газохранилищ (техническое решение защищено патентом). Способ предполагает откачку предельно газонасыщенных, высокотермальных вод с глубин порядка 2000-4000 м из эксплуатационных скважин. Предусматриваются два варианта последующей дегазации вод. В первом случае дегазация производится в поверхностных условиях, а перед возвратом вод в заранее выбранную геологическую структуру, имеющую, как минимум, один водоносный и один буферный горизонты с крышкой, из воды извлекают йод и бром и далее используют ее как теплоноситель. Во втором случае, создав и регулируя депрессию на пласт с помощью запорно-регулирующей системы, водогазовую смесь подают по трубопроводу непосредственно в геологическую структуру, выбранную для создания газохранилища (рис. 2). Выделившийся из воды газ занимает купольную часть структуры, образуя техногенную газовую залежь, а дегазированные воды вместе с пластовыми водами отжимаются вниз по напластованию.

Выбор варианта реализации способа зависит от конкретных условий.

Объем закачанного в ПХГ газа – $5 \div 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, приведенный к нормальным условиям в пластовой системе при давлении $3 \div 4 \text{ МПа}$, не превысит $500 \div 670 \cdot 10^3 \text{ м}^3$. Учитывая, что в зимний период газ из ПХГ будет добываться, пластовые давления в гидродинамически бесконечном пласте не будут превышать допустимого 1,5 кратного предела от гидростатического. Данные расчеты должны дополнительно проводиться после выбора и испытаний конкретных геологических структур.

По ориентировочным расчетам (исходя из суточного дебита воды в 1-ой скважине $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$, газового фактора $3\text{--}7 \text{ м}^3/\text{м}^3$), за год будет добыто $1,6\text{--}3,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ газа, что, с учетом фактического среднего газопотребления за 2013 год на Украине – $330 \text{ м}^3/\text{чел}\cdot\text{год}$, достаточно для обеспечения газом населенного пункта с численностью населения от 5 до 12 тыс. человек.

Поскольку ВРГ распространены на значительных площадях, а верхние горизонты содержат достаточно много подходящих ловушек для сброса извлеченных вод, вполне реально размещать будущие газохранилища в непосредственной близости от населенных

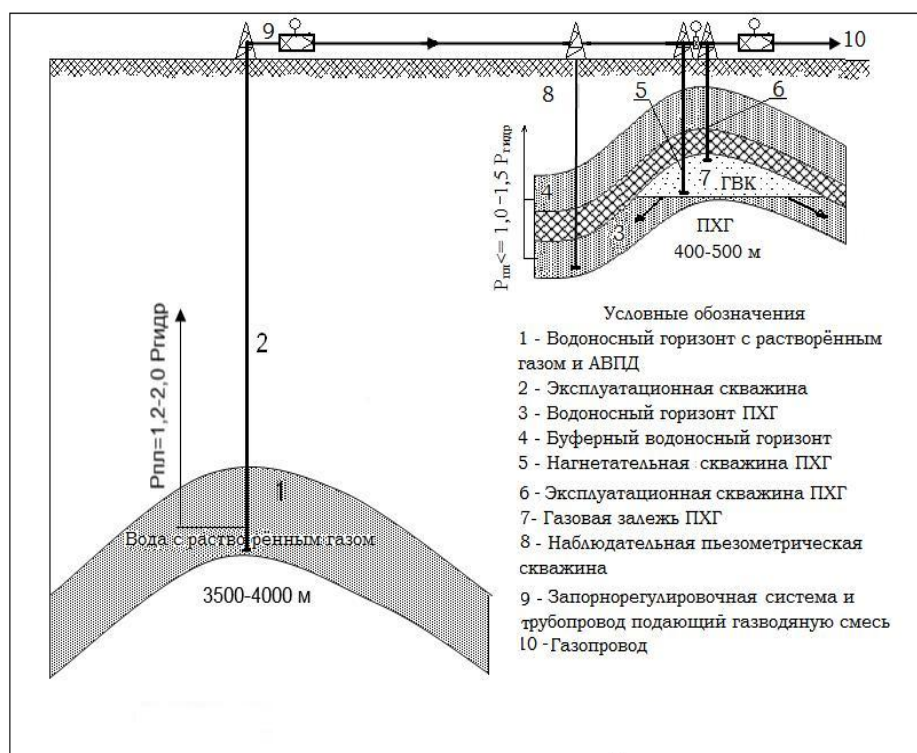


Рис. 2. Способ создания ПХГ на основе разгазирования подземных вод Таманского и Керченского регионов

пунктов или крупных производственных или сельскохозяйственных предприятий. При использовании предлагаемого способа создания и эксплуатации ПХГ в разработку вовлекаются значительные запасы природного газа, растворенного в пластовых водах.

Имеет значение тот факт, что на Тамани многие поисково-разведочные скважины ликвидированы с оставлением эксплуатационных колонн. При их расконсервации возможно проведение опытных работ с минимальными материальными затратами.

Выводы:

1. Запасы ВРГ многократно превышают запасы традиционных УВ, однако, добыча ВРГ, за редким исключением, в мире не производится.

2. Решение проблемы использования ВРГ в промышленных целях требует совершенствования методики оценки ресурсов и извлекаемых запасов УВ, в частности учета динамического характера газового фактора подземных вод; возрастания отношения «газ/вода» в процессе извлечения ВРГ, вероятности проявления процессов коагуляции коллекторов продуктами солеотложений, нарушения структуры порового пространства флюидосодержащих пород.

3. Опытнo-методические работы рекомендуется планировать применительно к энергодефицитным районам России, прежде всего к Таманскому и Керченскому п-вам.

4. Необходимо создание опытнo-промышленного полигона добычи и использования водорастворенных и диспергированных газов, что позволит:

- разработать и обосновать современные технические решения, связанные с покрытием дефицита углеводородного сырья в районах Крыма и Предкавказья за счет добычи ВРГ;

- оценить возможность и целесообразность комплексного использования пластовых вод, растворенных в них газов и ценных химических компонентов;

- опробовать технологические решения по созданию искусственных месторождений газа путем длительного извлечения и аккумуляции водорастворенных газов;

- дать объективную оценку роли ВРГ в восполнении дренируемых запасов газа на традиционных газовых месторождениях с длительной истoрией эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абукова Л.А.* Водорастворенные газы Туркменистана как перспективный источник углеводородного сырья // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения: сб. науч. трудов. Л. 1990. С 150-156.

2. *Акулинчев Б.П., Панченко А.С., Терновой Ю.В.* Водорастворенные газы Предкавказья, их ресурсы, прогноз и возможности использования // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения // Материалы Междунар. симп. СПб. 1992. Т. 2. С. 83-84.

3. *Каплан Е.М.* Современное состояние промышленного освоения газонасыщенных вод за рубежом // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения: сб. науч. трудов. Л. 1990. С. 138-144.

4. *Igari S.I., Sakata S.* Origin of natural gas of dissolved-in-water type in Japan inferred from chemical and isotopic compositions: occurrence of dissolved gas of thermogenic origin // *Geochem J.* 1989. № 23. P. 139-142.

5. *Price J.* Deep geopressured waters: an alter native energy souse // *Oil and Gas J.* 1978. № 18. P. 88-91.

6. Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Юрин Г.А., Корценштейн В.Н. Возможные ресурсы растворенных газов подземных вод и перспективы их промышленного использования // Геология нефти и газа. 1981, № 11. С. 34-38.
7. Корценштейн В.Н. Принципы районирования перспективных территорий, представляющих интерес для утилизации растворенных газов пластовых вод // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения: сб. науч. трудов. Л. 1990. С. 116-123.
8. Новосилецкий Р.М. Водорастворенные газы зон АВПД – новый источник энергии // Геология нефти и газа. 1982. № 8. С. 53-57.
9. Borgia G., Brighenti G., Vitali A. Iglaciment di gas del deita Poicrititeri perunanueta valorissasione // Ind. miner. 1983. № 4. P. 9-18.
10. Doherty M.G., Rogers L.A., Poonawala N.A. Methane Production from Geopressured Aquifers // Journal of Petroleum Technology. 1982. Vol. 34, № 7. P. 1591-1599.
11. Thapa G.S. Small Scate Natural Gas Development in Kathmandu Valley // Natut Resour. Forum. 1984. № 3. P. 375-377.
12. Hou Dujie, Li Xianqing, Tang Youjun. New evidence for natural gas origin from water-soluble hydrocarbon in Ordos Basin // Chinese Science Bulletin. 2002. № 47(10). P. 853-856.
13. Li Xianqing, Hou Dujie, Hu Guoyi et al. Origin of lower Paleozoic dissolved gases in central gas field of Ordos // Oil & Gas Geology. 2002. № 23(3). P. 212-217.
14. Li Wei, Qin Shengfei, Hu Guoyi et al. Accumulation of water-soluble gas by degasification // Petroleum Exploration and Development, 2011. № 38(6). P. 662-670.
15. Xu Sihuang, Li Songfeng, Yuan Caiping. Resource potential of water-soluble gas in the Palaeogene Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin // Petroleum Exploration and Development. 2012. Vol. 39, № 2. P. 194-202.
16. Wang Guozhi, Liu Shugen, Su Wenchao et al. Water soluble gas in deep carbonate reservoir, Sichuan Basin, Southwest China // Journal of China University of Geosciences. 2008. № 19(6). P. 636-644.
17. Yang Yuancong, Li Shaoji, Zhu Jiang. Water-soluble gas: a new resource of natural gas in Sichuan Basin // Journal of Southwestern Petroleum Institute. 1993. № 15(1). P. 16-22.
18. Баркан Е.С., Тихомиров В.В., Лебедев Б.А. Новые данные о перспективах водорастворенного газа на больших глубинах // Советская геология. 1984. № 2. С. 11-20.

19. *Акулинчев Б.П.* Роль диспергированных газов в формировании залежей // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: науч.-техн. сб. М.: ИРЦ Газпром. 2007. № 3. С. 3-8.
20. *Акулинчев Б.П., Рахбари Н.Ю.* Механизм взаимодействия водорастворенных и свободных газов в процессе формирования залежей углеводородов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2011. № 2(4). – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru>
21. *Akibayashi S., Zhou P.* Simulation of Production Behavior in the Water-dissolved Gas Field // J. Jar. Assoc. Groundwater Hydrol. 1985. Vol. 24. P.183-190.
22. *Белоненко В.Н.* Пат. № 2047742 РФ. Способ извлечения газа из водоносных пластов. № 5030902/03; Заявл. 06.03.92; Опубл. 10.11.95 // Изобретения. 1995. № 3, С. 35.
23. *Акулинчев Б.П., Абукова Л.А., Тупысев М.К.* Пат. №2514339 РФ. Способ создания и эксплуатации подземного хранилища природного газа; Заявл. 03.11.12; Опубл. 27.04.14 // Бюл. изобретений. 2014. № 30. С. 21.
24. *Попов С.Н.* Геохимическое взаимодействие пластовых и нагнетаемых вод с трещиноватыми карбонатными коллекторами // Нефтяное хозяйство. 2013. № 5. С. 76-79.
25. *Попов С.Н.* Современные возможности компьютерного моделирования процессов солеотложения и выщелачивания при эксплуатации месторождений углеводородов // Известия ВУЗов. Нефть и газ. 2013. № 5. С.39-43.
26. *Рахбари Н.Ю.* Влияние водорастворенных газов на повышение изоляционных свойств глинистых прослоев (на примере месторождения Медвежье) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2013. № 2(14). С. 94-97.
27. *Рахбари Н.Ю.* Роль дегазации подземных вод при формировании и промышленном освоении газовых месторождений // Современные проблемы науки и образования: Электрон. науч. журн. 2013. № 2. – Режим доступа: <http://vak.ed.gov.ru>.