

УДК 550.81:553.98

Харченко Владимир Михайлович

## НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПОГРЕБЕННЫХ СТРУКТУР (НА ПРИМЕРЕ ЗОНЫ ПРЕДКАВКАЗЬЯ И СЕВЕРНОГО КАВКАЗА)

*В статье в качестве новой технологии предлагается палеоструктурно-геоморфологический метод выявления погребенных структур, перспективных на нефть и газ, основанного на анализе древних элементов рельефа по имеющимся структурным картам и геолого-геофизическим профилям территорий Предкавказья и Северного Кавказа.*

*Ключевые слова: палеоструктурно-геоморфологический метод, структурные карты, Прикаспийская впадина, кряж Карпинсокго, Предкавказский прогиб, анализ мощностей и фаций, антиклинальные поднятия, структуры растяжения, залежь УВ, структуры центрального типа.*

Kharchenko Vladimir M.

### NEW TECHNOLOGIES FOR DETECTING OIL AND GAS CONTAINING BURIED STRUCTURE (CISCAUCASIA AND NORTH CAUCASUS)

*The item offers a new technology, which is a paleo-structure-geomorphological method for detecting buried structures potentially containing oil and gas; the method is based on an analysis of the ancient relief elements based on the structural maps available and the geology-geophysical profiles of Ciscaucasia and North Caucasus.*

*Keywords: paleo-structure-geomorphological method; structure maps; Caspian Depression, Karpinsky range; Ciscaucasia caving; capacity and phase analysis anticline high; stretching structure; hydrocarbon deposit; central type structures.*

Территория Северного Кавказа и Предкавказья находится в очень выгодном географо-экономическом положении, где давно известны многочисленные месторождения нефти и газа, которые открыты в основном в мезо-кайнозойском осадочном чехле на глубинах до 4 км. В последнее время исследования по дальнейшим поискам месторождений нефти и газа нацелены как на палеозойский комплекс пород фундамента на глубинах свыше 4 км, так и на поиски новых месторождений в мезо-кайнозойском чехле, приуроченных к трещинным коллекторам различных горных пород, в том числе и глинистым. Для решения этих задач требуются новые научные обоснования и подходы.

Геофизические методы выявления структур, перспективных на нефть и газ, обходятся дорого. Тем более, что на глубинах свыше 5 км нужны специальные геофизические глубинные методы. Поэтому прежде чем использовать их, нужен иной подход, который был бы экономически эффективным и служил надежной основой для использования сейсмических методов. Поэтому предлагается новый палеоструктурно-геоморфологический метод выявления погребенных структур на глубинах до 10 км, в основе которого лежит анализ размыва древних поверхностей и мощностей отложений осадочного чехла.

Этот метод является существенным дополнением в развитии известного структурно-геоморфологического метода, который должен использоваться (а практически не используется) на первом этапе поисковых работ на нефть и газ. На этом этапе по характеру рельефа выявляются различные структурные элементы земной коры, в том числе и антиклинальные поднятия, к которым приурочиваются залежи УВ. В последнее время этот метод существенно дополнен так называемым структурно-метрическим методом В. М. Харченко, который основан на анализе структурно-центрального типа [5]. По существу предлагается анализ имеющихся структурных карт, где по сейсмическим данным отражены в форме изогипс поверхности древнего рельефа и, только в редких случаях, настоящие геологические структуры – антиклинали и синклинали. Чаще всего, все выступы погребенного рельефа интерпретируются как антиклинальные структуры. Анализируя палеорельеф и мощности осадочных пород, можно выявить настоящие антиклинальные поднятия, в ядре которых находятся древние породы.

Основным методом выделения и интерпретации структур центрального типа являются традиционный структурно-геоморфологический и малоизвестный структурно-морфометрический (сейсмоаэрокосмический) методы (по В. М. Харченко).

На основе структурно-геоморфологического метода, наиболее перспективными на нефть и газ являются структуры растяжения, которые в рельефе выделяются по рисунку гидросети, а конкретно по центростремительно-центробежному рисунку. Эти рисунки отражают вертикальные положительные движения и сопровождаются образованием горстов в центральной части. На земной поверхности эти структуры выражены понижениями рельефа.

Особый интерес в плане нефтегазоносности представляют собой структуры центрального типа с комбинированным рисунком гидросети (центробежно-центрально-стремительным), диагностирующие зоны растяжений, к которым, по нашему мнению, приурочиваются нетрадиционные коллекторы в глинистых толщах.

На примере зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины рассмотрим новый палеоструктурно-геоморфологический метод.

Проблема геологической интерпретации зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины, выделяемой как Каракульско-Смушковская зона дислокаций, возникла давно. Однако она стала реально решаться только в последние 15–20 лет, с началом глубокого бурения в юго-западной части Прикаспийской впадины и получения геофизического материала на глубину 10 км и более. Согласно современным взглядам (М. П. Антипова, Ю. А. Воложа, А. Н. Дмитриевского и др. [2; 3; 4]), зона сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского представляется как полоса надвигов протяженностью несколько сотен километров и шириной до нескольких десятков километров. В этой зоне выделяется поднадвиговый структурный этаж, сложенный терригенно-карбонатным комплексом пород девона, карбона и нижней перми, и надвиговый комплекс пород верхне-каменноугольно-нижнепермского возраста, представленный дислоцированной терригенной толщей. Дислоцированный верхне-каменноугольно-нижнепермский комплекс является аллохтоном, а нижний структурный этаж недислоцированного комплекса пород девона, карбона и перми – автохтоном.

Особое место занимает регионально распространенная пачка гравелитов, конгломератов, доломитовых и кремнисто-карбонатно-глинистых пород, которая перекрывает как недислоцированные породы нижнего этажа, так и частично дислоцированные породы аллохтона. Перекрывают эту пачку терригенные и соленосные отложения кунгурского яруса и породы верхней перми. Граница несогласия воздымается в южном направлении, углы ее наклона составляют от 5–10 до 45–60° (рис. 1, 2, 3), указывая на явную границу размыва.

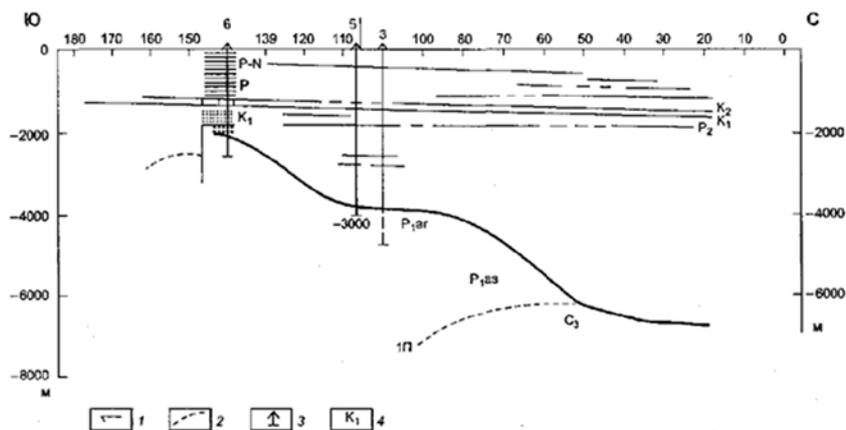


Рис. 1. Сейсмический профиль 35. 2. 82 в пределах Чкаловской площади зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадин: 1—отражающие горизонты; 2 — тектонические нарушения; 3 — проектные и пробуренные скважины; 4 — индексы геологического возраста

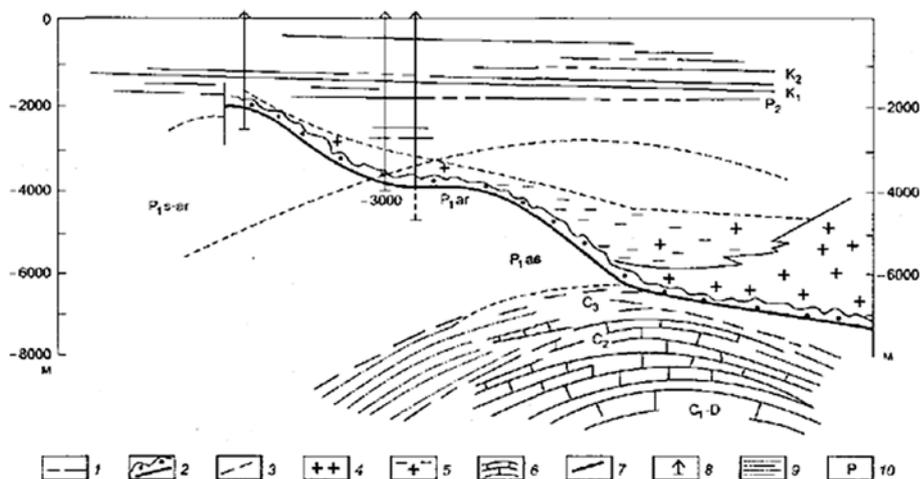


Рис. 2. Результат интерпретации сейсмического профиля 35.2.82:

1 –отражающие горизонты; 2 – ангидрит-доломитовая пачка докунгурских пород, приуроченных к эрозионной поверхности предкунгурского рельефа; 3 –предполагаемые геологические границы; 4 – солесные отложения кунгурского яруса; 5 – галопелиты; 6 – карбонатные отложения карбона; 7 – тектонические нарушения; 8 – проектные и пробуренные скважины; 9 – терригенные отложения карбона; 10 –возрастные индексы

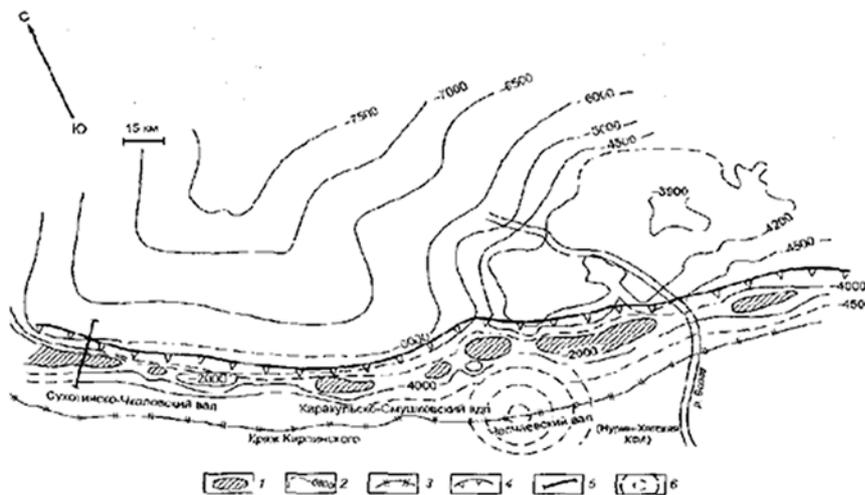


Рис. 3. Схематическая структурная карта зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины:

1 – изогипсы докунгурского горизонта II (кровля ангидрит-доломитовой и кремнисто-глинисто-карбонатной пачек); 2 – изолинии подсолевого горизонта III; 3 – северная граница кряжа Карпинского (герцинского складчатого фундамента); 4 – северная граница Калмыцко-Астраханского герцинского передового прогиба; 5 – местоположение сейсмопрофиля 35.2.82.; 6 – Нурин-Хагская кольцевая космофотоаномалия

Согласно имеющимся представлениям о структурных планах этой зоны, на сейсмогеологических профилях обычно выделяются «антиформы» структуры, которые, как правило, отождествляются с антиклиналями. Последние обычно и являются объектом для поисков нефти и газа. По кровле сакмарско-артинских отложений выделяются протягивающиеся на несколько десятков километров

Сухотинский, Алексеевский, Каракульский и другие валы. По отражающим горизонтам в ассельских отложениях отмечается Чкаловский вал, а по горизонту верхнего карбона (IП) – ряд протяженных валообразных поднятий. Все структуры по различным горизонтам в плане, как правило, смещены относительно друг друга и, таким образом, не являются унаследованными. Глубина залегания сейсмических горизонтов составляет в среднем 2–3, 3–4 (пермские отложения Р) и 4–8 км. (каменноугольные отложения С, горизонт IП). Можно рассмотреть и проинтерпретировать ряд сейсмогеологических и временных разрезов по всей Каракульско-Смушковской зоне от Чкаловской площади (на западе) до Уланской и Красносельской (на востоке).

Так, на сейсмогеологическом профиле Сухотинско-Чкаловского участка (рис. 1, 2) выделяются многочисленные отражающие границы, которые наклонены в северном направлении под углами от 0 до 45°. На глубине 3600–4000 м отмечается значительное выполаживание поверхности на протяжении 1–1,5 км с дальнейшим погружением ее на север на глубину 6 300 м, далее отмечается опять ее выполаживание с незначительным погружением (до 20°) на север. Эти участки выполаживания интерпретируются геофизиками как кровельные части антиклинальных структур различного возраста, по отметкам которых и строились структурные карты (соответственно по кровле сакмарско-артинских, ассельских отложений нижней перми и по горизонту IП верхнего карбона). Наклонная отражающая поверхность прослеживается практически по всей территории Каракульско-Смушковской зоны деформаций (на Алексеевской, Красносельской, Уланской и других площадях). По данным А. Ф. Ильина, на территории Астраханского газоконденсатного месторождения (ГКМ) выделяется поверхность регионального перерыва в осадконакоплении, к которой приурочены гравелиты, конгломераты и кремнисто-карбонатные отложения нижнепермского (докунгурского) возраста [3].

Таким образом, для зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины можно построить целостную модель. Погребенный кряж Карпинского представляет собой герцинское складчатое сооружение, которое выделяется на глубине 2–8 км и более. Оно сформировано дислоцированными каменноугольными отложениями, осложненными надвигами или простыми сбросами с амплитудами в десятки и сотни метров. Эти отложения слагают, по существу, южное крыло антиклинория (валообразного поднятия), почти наполовину «срезанного» предкунгурским размывом (рис. 2). Склон эрозионной поверхности сложен конгломерат-ангидрит-доломитовой пачкой. Поверхность размыва имеет региональное распространение, а на территории Астраханского свода формирует своеобразный для этого района палеорельеф. Так, по данным А. Ф. Ильина и др. [3], на территории Астраханского ГКМ в ранней перми существовал перерыв в осадконакоплении, о чем свидетельствует выпадение из разреза, кроме нижнепермских отложений, также верхней части башкирского яруса, полностью московского яруса и всего верхнего карбона.

В ранней перми формировался древний рельеф. Он представлял собой денудационно-аккумулятивную равнину с типичными формами рельефа в виде увалообразных холмов, разделенных и осложненных ложбинами стока шириной до 20 км. Из мезоформ рельефа были развиты карстовые впадины в карбонатных породах.

К западу и югу от Астраханского свода палеорельеф резко изменялся и представлял собой аккумулятивно-денудационный (горный) рельеф высотой от 3 до 5 км. Этот погребенный горный рельеф с выраженным водоразделом, северным склоном и террасовидными площадками фиксируется по данным сейсморазведки (рис. 2; 3; 4). Современный структурный план вырисовывается в виде валообразного поднятия, срезанного в северной части эрозионными процессами в результате воздымания территории и, вероятно, одновременно осложненного надвигами в его южной части. Надвиги и мелкая складчатость могли образоваться как в результате общего горизонтального сжатия, так и за счет сил гравитации, поскольку верхние горизонты структуры находились на высоких гипсометрических отметках.



Предлагаемая геологическая модель основывается не только на новой интерпретации геофизических данных, но и на большом сходстве с моделью тектонического строения зоны сочленения герцинид Уральской складчатой области и восточной части Русской плиты. Последняя описана в публикациях по проблемам геоструктурного районирования, в которых предлагается также концепция, в основе которой лежат представления о том, что в период формирования Уральской геосинклинали восточная часть Прикаспийской впадины, как и вся восточная часть Русской плиты, составляла борт этой зоны и, следовательно, развивалась вместе с ней, хотя и отличалась некоторыми специфическими чертами, в связи с положением ее на окраине древней платформы. Только с начала инверсии Уральской геосинклинали (в кунгурское время) Прикаспийская впадина начала интенсивно погружаться. Погружение сопровождалось накоплением мощных толщ нижнепермских, верхнепермских и мезозойско-кайнозойских отложений.

Перспективность нефтегазоносности подсолевого комплекса с позиций второго варианта геологической модели, вероятно, необходимо связывать в основном с регионально распространенной конгломерат-ангидрит-доломитовой пачкой пород сакмарско-артинского возраста, которая, как было показано, приурочена к региональной поверхности несогласия и залегает на глубине от 2 до 6–7 км. Эта поверхность предкунгурского регионального несогласия и размыва, вероятно, может служить проводником углеводородов из нижележащего регионально продуктивного подсолевого комплекса карбона и девона.

В зоне сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины основным наиболее перспективным объектом поисков для нефти и газа является погребенное валообразное поднятие, сложенное терригенно-карбонатным комплексом пород девона и карбона (рис. 2, 3).

Принимая во внимание его масштабность и региональное простирание Калмыцко-Астраханского вала, с наших позиций, в водораздельной части древнего рельефа или на террасовидных площадках перспективным является только конгломерат-ангидрит-доломитовый горизонт.

Опираясь на данные геофизических исследований и глубокого бурения, для зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины возможно признать существование двух вариантов геологической модели, которые базируются как на современных представлениях о тектонике плит, так и на классических понятиях о зонах сочленения складчатых областей и предгорных прогибов. В нашей модели отрицается интерпретация геофизических материалов с выделением антиклинальных структур по антиформным отражающим горизонтам и предлагается рассматривать отражающие горизонты как поверхности древнего рельефа. В отличие от сложившихся представлений о непрерывности осадконакопления в этой зоне в пермское время, мы констатируем на основе изучения геофизического материала, данных бурения и литературных источников наличие углового и стратиграфического несогласия между кунгуроми более древними толщами. По геофизическим данным и характеру залегания каменноугольно-нижнепермских пород представляется возможным выделить валообразное поднятие, «срезанное» и размытое в верхней части предкунгурским региональным перерывом (рис. 2, 3, 4).

По аналогии с зоной сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского проведен палеоструктурно-геоморфологический анализ одного из известных сейсмологических профилей Восточного Предкавказья. Представлена геолого-тектоническая модель глубинного строения, своеобразной структуры растяжения, где к прогибу мезо-кайнозойских отложений приурочивается сводная часть антиклинальной структуры, перспективной на нефть и газ в девонских и каменноугольных отложениях, с возможной миграцией УВ по зонам субвертикальных разломов с насыщением коллекторов мезокайнозойских отложений (рис. 6).

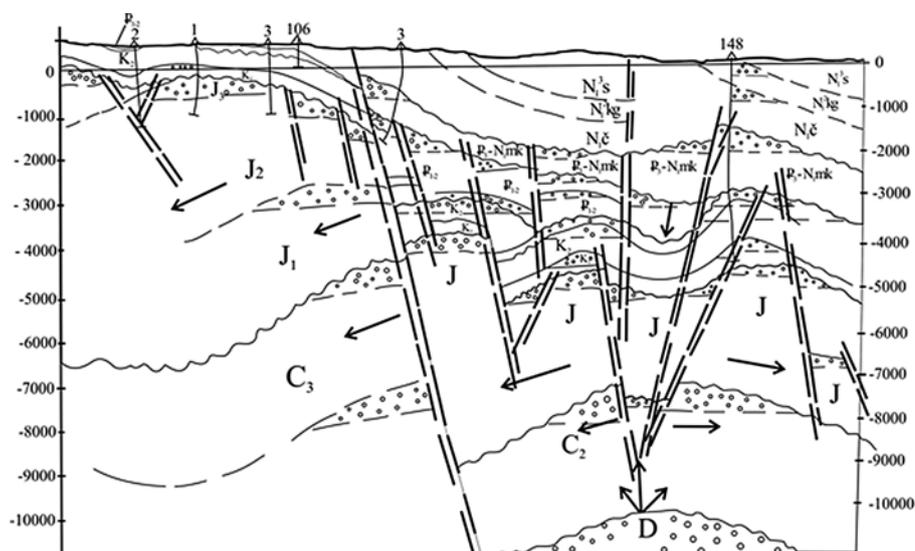


Рис. 6. Геолого-тектоническая модель глубинного строения предполагаемой структуры растяжения района Дагестанского клина Восточного Предкавказья в зоне сочленения Скифской плиты и альпийской складчатой зоны, выявленной согласно новому структурногеоморфологическому методу на основе профиля по скв. 1–2–148:

$N's$  -1 — -2 -3 -4 -5 -6 -7 -8

- 1) геологический возраст; 2) геологическая граница; 3) поверхность размыва; 4) тектонические нарушения; 5) залежи углеводородов; 6) направление тектонических движений; 7) буровые скважины; 8) предполагаемые границы

Здесь также предполагается выделение Северо-Кавказского валообразного поднятия от Восточного Предкавказья к Центральному и далее Западному Предкавказью (в Азово-Кубанской впадине), где выделяется так называемый Предкавказский передовой прогиб, выполненный в основном осадочными породами мезозоя и кайнозоя. Особое значение здесь имеют мощные толщи (до 2 500 м.) майкопской серии, которые в свою очередь по представлению авторов и являются индикаторами глубинной антиклинальной структуры, с которой и связываются основные перспективы залежи нефти и газа. Эти представления имеют несомненный интерес, но вероятно требуют анализа не одного сейсмогеологического профиля, а целого ряда таких профилей Восточного Предкавказья, Центрального Предкавказья и возможно Западного Предкавказья. Естественно все это является, вероятно, задачей особых исследований, выходящих за рамки отдельной статьи.

В работе приводятся глубинные геолого-тектонические модели структур растяжений, но, к сожалению, без описания механизма их формирований, роли вертикальных и горизонтальных движений, но с ними можно ознакомиться в других работах [6, 7].

### Литература

1. Авдулов М. В. Строение земной коры по данным гравиметрии на Центральном и Западном Кавказе. М.: Советская геология, 1963. № 9. С. 73–89.
2. Анфилов В. Н. Гидроэкструзия – возможный механизм движения диапиров, куполов и мантийных плюмов. М.: Геохимия, 2006. № 8. С. 1–6.
3. Ильин А.Ф. Палеогеографические предпосылки формирования пород-коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения // Геоморфология, 1987. № 11. С. 35–38.
4. Федоров Д. Л. Генезис Астраханского газоконденсатного месторождения и возможное фазовое содержание углеводородов. // М.: Советская геология, 1983. № 7. С. 11–19.

5. Харченко В. М. Структуры центрального типа, их связь с месторождениями полезных ископаемых (на примере объектов Предкавказья и сопредельных территорий): монография. Ставрополь: Изд-во СевКавГТУ, 2012. 103 с.
6. Харченко В. М. Структуры растяжения, механизм образования, основные признаки выделения, нефтегазоносность // Материалы VII Межд. Конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». Москва: ГЕОС, 2004.
7. Харченко В. М., Стасенко П. А. Вопросы зоны сочленения Кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины (статья) / Бюллетень МОИП. Издательство Московского государственного университета (Москва), 2007. № 3. С. 28–32.

УДК 665.632.074.371

**Шестерикова Раиса Егоровна, Шестерикова Елена Александровна,  
Шихалиева Ирада Ильгам кызы, Шихалиева Ирина Станиславовна**

## **УТИЛИЗАЦИЯ ПОДТОВАРНЫХ ВОД НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

*Йод и продукты его переработки находят широкое применение в народном хозяйстве. Сырьевой базой для получения йода могут стать подтоварные воды нефтегазового комплекса. Привлекательность утилизации подтоварных вод с получением йода в том, что исключается основная статья затрат в структуре себестоимости йода – затраты на бурение водяных скважин.*

*Ключевые слова: подтоварная вода, утилизация, коагулянт.*

**Shesterikova Raisa E., Shesterikova Elena A., Shikhalieva Irada I.,  
Shikhalieva Irina S.**

### **FORMATION WATER UTILIZATION IN OIL AND GAS FACILITIES**

*Iodine and its processing products are widely employed in human life. Formation water at an oil and gas facility could serve a raw stuff source for iodine. The advantage in this case is that there is no expenditure required that includes iodine production cost – water well drilling cost.*

*Keywords: formation water; utilization; coagulant.*

Для создания высокорентабельных производств добычи и переработки газа большое значение приобретают процессы утилизации вторичных источников сырья и энергии, в частности процессы комплексной переработки пластовых вод газовых месторождений.

Утилизация подтоварных (сточных) вод в нефтегазовом комплексе (НГК) отличается своей спецификой, которая проявляется в следующем:

- подтоварные воды НГК являются частью продукции газовых или нефтяных скважин, добытые вместе с пластовым флюидом и поэтому подлежащую возврату в недра;
- при отборе углеводородов в недрах образуются области с пониженным пластовым давлением, восстановить нарушенное природное гидродинамическое равновесие можно путем закачки подтоварных вод;
- объекты НГК располагают всей необходимой инфраструктурой и геолого-промысловой инфраструктурой для захоронения подтоварных вод в глубоко залегающие поглощающие пласты.

По мере увеличения добычи газа и времени разработки месторождения объем подтоварной воды увеличивается, что вызывает определенные трудности при эксплуатации газоконденсатных установок и налагает дополнительные требования по защите окружающей среды. Например, объем подтоварной воды на Оренбургском ГКМ превышает 2,5 млрд. м<sup>3</sup>/год, на Вуктыльском ГКМ – 182,5 тыс. м<sup>3</sup>/год.

При решении задачи охраны гидросферы стратегическим ориентиром деятельности дочерних обществ ОАО «Газпром» является создание новых энергосберегающих и экологически чистых технологий.