

ISSN 2687-0312

4(31) 2020

# АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук



## ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Scientific online journal

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Научное сетевое издание

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА**

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»\* издается с 2010 г.

Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

**Главный редактор**

Абукова Лейла Азретовна – д. г.-м. н., директор Института проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

**Редакционный совет**

Дмитриевский А.Н., академик РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Абдуллаев Г.С., д. г.-м. н., АО «ИГИРНИГМ», Ташкент, Узбекистан

Богоявленский В.И., чл.-кор. РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Григорьев Б.А., чл.-кор. РАН, «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Ермилов О.М., академик РАН, Ямало-Ненецкий филиал ИНГГ СО РАН, Тюмень, Россия

Конторович В.А., чл.-кор. РАН, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Россия

Махнач А.А., академик НАН РБ, РУП «Научно-производственный центр по геологии», Минск, Беларусь

Салаватов Т.Ш., чл.-кор. АзНАН, АГУНП, Баку, Азербайджан

Скоробогатов В.А., д. г.-м. наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

**Редакционная коллегия**

Закиров Э.С., зам. гл. редактора, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баганова М.Н., к. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баталин О.Ю., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Еремин Н.А., д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Коваленко К.В., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Кузин А.М., к. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Максимов В.М., д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Поднек В.Э., к. ф.-м. наук, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Селиверстова М.Е., зав. редакцией, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Сумин А.М., к. ю. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Шустер В.Л., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

**Редакция**

Селиверстова М.Е., Чигарев В.Б., Дацко Т.Г., Дацко А.В.

Адрес редакции: 119333, РФ, Москва, ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: [oilgasjournal@ipng.ru](mailto:oilgasjournal@ipng.ru)

Свидетельство о регистрации Эл № ФС77-67021 от 16 сентября 2016 года.

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

Сайт: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.

\*Предыдущее название – «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика», свид. о рег. Эл № ФС77-36038 от 23.04.2009 г.

4(31) 2020

**Содержание**

**Фундаментальные проблемы геологии, геофизики и геохимии нефти и газа**

**Абрамова О.П., Горева А.В., Гумерова Р.Р.** Геохимическая роль метеорных вод как фактор формирования пустотного пространства коллекторов нефти и газа 3

**Абукова Л.А., Селиверстова М.Е., Исаева Г.Ю.** Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазонакопления 14

**Гидротермодинамическое и геомеханическое моделирование процессов в насыщенных геосредах**

**Попов С.Н., Чернышов С.Е.** Численное моделирование неоднородного напряженно-деформированного состояния и прогноз изменения проницаемости прискважинной зоны при создании щелевой перфорации в терригенном коллекторе 25

**Экспериментальные и теоретические исследования термодинамических свойств и фазовых превращений УВ смесей**

**Поднек В.Э., Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Сирота А.С.** Сравнительный анализ эффективности оптического и калориметрического методов изучения окологранического состояния углеводородных смесей 37

**Научные проблемы проектирования, эксплуатации и контроля подземных хранилищ УВ**

**Абрамова О.П., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А.** Надежность подземного хранения водорода совместно с метаном в терригенных геологических формациях 62

**Экологический мониторинг и промышленная безопасность нефтегазовых объектов**

**Никонов А.И.** Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности 77

**Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли**

**Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н., Насекин К.К.** Технико-экономическая оценка эффективности инновационных цифровых технологий предупреждения осложнений и аварий при строительстве нефтяных и газовых скважин на примере Мусюршорского месторождения 93

**В порядке дискуссии**

**Даукаев А.А.** Западная часть Терско-Каспийского прогиба как зона разгрузки глубинных флюидных систем 103

## Scientific online journal

# ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas*.\*

Published since 2010

**Founder:** Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)

### Editor-in-Chief

**Abukova Leila A.** – D.Sc. (Geol.-Mineral.), Director of OGRI RAS, Moscow, Russia

### Editorial Council

**Dmitrievsky A.N.**, Academician of the RAS, OGRI RAS, Moscow, Russia

**Abdullaev G.S.**, D.Sc. (Geol.-Mineral.), IGIRNIGM LLC, Tashkent, Uzbekistan

**Bogoyavlensky V.I.**, Corr. Member of the RAS, OGRI RAS, Moscow, Russia

**Grigoriev B.A.**, Corr. Member of the RAS, Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

**Ermilov O.M.**, Academician of the RAS, Yamal-Nenets Division of IPGG SB RAS, Tyumen, Russia

**Kontorovich V.A.**, Corr. Member of the RAS, IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia

**Makhnach A.A.**, Academician of the NAS of Belarus, Scientific-Production Centre for Geology, Minsk, Belarus

**Salavatov T.Sh.**, Corr. Member of the NAS of Azerbaijan, ASOIU, Baku, Azerbaijan

**Skorobogatov V.A.**, D.Sc. (Geol.-Mineral.), Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

### Editorial Board

**Zakirov E.S.**, Deputy Editor-in-Chief, D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Baganova M.N.**, Ph.D. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Batalin O.Yu.**, Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Eremin N.A.**, D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Kovalenko K.V.**, D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Kouzin A.M.**, Ph.D. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Maksimov V.M.**, D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Podnek V.E.**, Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Seliverstova M.E.**, Managing Editor, OGRI RAS, Moscow, Russia

**Sumin A.M.**, Ph.D. (Law), OGRI RAS, Moscow, Russia

**Shuster V.L.**, D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

### Editorial Staff

**Seliverstova M.E., Chigarev V.B., Datsko T.G., Datsko A.V.**

**Editorial address:** 3, Gubkin Street, Moscow, Russian Federation, 119333

Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: [oilgasjournal@ipng.ru](mailto:oilgasjournal@ipng.ru)

Registration certificate EI No. FS77-67021 from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

Site: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Indexed in the Russian Science Citation Index.

Approved by the Higher Attestation Commission.

\*Previous title – *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics* reg. sert. EI. No. FS77-36038 from 23.04.2009.

4(31) 2020

## Contents

### Fundamental issues of geology, geophysics and geochemistry of oil and gas

**Abramova O.P., Goreva A.V., Gumerova R.R.** The geochemical role of meteoric waters as a factor in the formation of the void space of oil and gas reservoirs 3

**Abukova L.A., Seliverstova M.E., Isaeva G.Yu.** The role of water-drive systems of ancient sedimentary basins in the processes of oil and gas accumulation 14

### Hydrothermodynamic and geomechanical modelling of the processes in saturated geological media

**Popov S.N., Chernyshov S.E.** Numerical modeling of a heterogeneous stress-strain state and prediction of changes in the permeability of the near-wellbore zone when creating slotted perforation in a sandstone reservoir 25

### Experimental and theoretical studies of thermodynamic features and phase behavior of hydrocarbon mixtures

**Podnek V.E., Voronov V.P., Kiyachenko Yu.F., Sirota A.S.** Comparative analysis of the efficiency of optical and calorimetric methods for studying the near-critical state of hydrocarbon mixtures 37

### Research issues of projecting, exploitation and monitoring of underground hydrocarbon storages

**Abramova O.P., Filippova D.S., Safarova E.A.** Reliability of underground storage of hydrogen together with methane in terrigenous geological formations 62

### Environmental monitoring and industrial security of oil and gas facilities

**Nikonov A.I.** Technogenic factors of impact on productive sediments of hydrocarbon deposits and their relation to potential deformation of the Earth's surface 77

### Strategic planning issues of oil and gas industry

**Bogatkina Yu.G., Sardanashvili O.N., Nasekin K.K.** Technical and economic assessment of the efficiency of innovative digital technologies for preventing complications and accidents during oil and gas well construction: the case of the Musyurshorskoye field 93

### For discussion

**Daukaev A.A.** Western part of the Terek-Caspian trough as a zone of unloading of deep fluid systems 103

# Геохимическая роль метеорных вод как фактор формирования пустотного пространства коллекторов нефти и газа

О.П. Абрамова, А.В. Горева\*, Р.Р. Гумерова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва  
E-mail: \*sandra\_ne@mail.ru

**Аннотация.** Рассмотрены особенности химического состава пластовых вод верхнепермских, нижне- и среднетриасовых водоносных горизонтов в пределах отдельных структур Малоземельско-Колгуевской моноклинали Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Показано, что водоносные горизонты, испытавшие неоднократные процессы погружения – поднятия территории, несмотря на удаленность от областей питания, сохранили инфильтрационные воды, но значительно преобразованные. Для идентификации их генетического профиля и определения связи с процессами катагенетических изменений рассчитаны гидрохимические коэффициенты и индексы насыщенности вод карбонатом кальция и сульфатом кальция. Установлено, что рассматриваемые инфильтрационные воды характеризуются высокой агрессивностью, способностью к растворению, выщелачиванию и выносу основных минералов. Указывается, что следствием этих процессов является формирование вторичного пустотного пространства и создание высоких емкостно-фильтрационных свойств пород. Подчеркивается универсальность геохимического взаимовлияния вод и пород в условиях термодинамически открытых геологических систем и на отдельных геологических примерах подтверждается, что неоднородность гидрохимического поля может выступать причиной экранирования зон нефтегазонакопления, а также обеспечивать благоприятные условия для локализации углеводородных флюидов.

**Ключевые слова:** Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн, водоносные горизонты, инфильтрационный эпигенез, индексы насыщенности, нефтегазонакопление, пустотно-поровое пространство.

**Для цитирования:** Абрамова О.П., Горева А.В., Гумерова Р.Р. Геохимическая роль метеорных вод как фактор формирования пустотного пространства коллекторов нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art1>

## Введение

Инфильтрационный эпигенез развивается в обстановке смены морского режима на континентальный; тектонические движения орогенного характера приводят к поднятию на поверхность ранее погруженных горных пород, претерпевших определенные стадии катагенеза. Под активной деятельностью метеорных вод

возникают наложенные процессы инфильтрационного эпигенеза, приводящие к вторичным изменениям пустотного пространства коллекторов нефти и газа [1, 2].

Важно подчеркнуть, что в превалирующем большинстве случаев система «метеорные воды – породы» остается неравновесной даже в условиях невысоких температур и давлений [3].

Эту особенность следует считать частным проявлением фундаментального качества подземной гидросферы – геохимической неравновесности водных растворов по отношению к породообразующим минералам. Можно полагать, что в термодинамически открытых гидрогохимических системах вода всегда остается фактором геохимической агрессии для вмещающих ее пород.

Значимая роль инфильтрационных вод в процессах вторичного минералообразования признается многими исследователями [3–5]. Как частный пример отметим, что в Мелекесской впадине механизм формирования суперколлекторов, сложенных слабосцементированными песчаниками, связывается с их промытостью древними инфильтрационными водами, останцы которых в виде погребенных вод и поныне сохраняют низкую минерализацию [6].

Особо заметна реакционная активность метеорных вод в случае преобладания в разрезе хорошо растворимых минералов. Наглядным геологическим примером служат частичное вымывание с участием инфильтрационных вод ангидрита и его замещение карбонатом кальция на южной окраине бассейна Сан-Хуан [7, 8]. О результатах такой деятельности можно судить по гидрогохимическим материалам: поступление маломинерализованных вод в пласты с повышенным содержанием хлоридных, сульфатных и карбонатных породообразующих минералов может вызвать колоссальные эффекты выщелачивания, образование крупных пустот и каверн как в природных [3], так и в техногенных условиях [9]. Во многом геохимическая активность инфильтрационных вод обусловлена масштабами привноса вместе с ними кислорода и углекислого газа, что влечет за собой проявления различного вида карста.

### **Влияние инфильтрационного эпигенеза на формирование пустотно-порового пространства пород-коллекторов**

Активизация орогенических движений Палеоурала в верхнепермском времени сопровождалось сносом обломочного материала в предгорный прогиб и прилегающие территории бассейна. Прогрессирующая регрессия моря и горообразовательные процессы определили особенности химического состава подземных вод метеорного генезиса в прибрежноморских и затем – континентальных терригенных верхнепермских и нижнетриасовых отложениях.

Несмотря на то, что инфильтрационные системы в пределах Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и прилегающих территорий Предуральского прогиба изучены крайне слабо, проявления инфильтрационных палео- и современных процессов карстообразования неоднократно фиксировались при разработке месторождений УВ [10]. Есть исследования, показывающие, что высокие емкостно-фильтрационные свойства коллекторов приурочены к участкам длительного воздействия инфильтрационного режима, но по мере удаления от него или увеличения катагенетических нагрузок происходит снижение пористости и проницаемости пород [11, 12].

Проявление инфильтрационного эпигенеза и его роль в формировании залежей углеводородов неструктурного типа рассмотрено на материалах верхнепермских, нижне- и среднетриасовых водоносных горизонтов в пределах отдельных структур Малоземельско-Колгуевской моноклинали на о. Колгуев (Песчаноозерская, Тарская, Колгуевская).

Верхнепермский водоносный горизонт представлен терригенными отложениями песчаных фаций, сформировавшимися в дельтовых, аллювиальных и озерно-лагунных условиях [12]. Флюидоупором служит глинистая известковистая толща пород нижней перми. Граница верхнепермских и нижнетриасовых отложений выражена стратиграфическим несогласием.

Нижнетриасовый водоносный горизонт сложен красноцветными переслаивающимися полимиктовыми песчаниками и алевролитами чаркобожской свиты ( $T_1cb$ ) и пестроцветными отложениями шоколадно-коричневых глин с прослойями серых алевролитов харлейской свиты ( $T_1hr$ ). В нижней части чаркобожской свиты залегает базальный слой конгломератов, песчаников и глинистой гальки. Водовмещающими породами среднего триаса и частично верхнего триаса являются песчаники, переслаивающиеся с пестроцветными серыми, зеленоватыми глинами и алевролитами (ангуранская свита,  $T_2an$ ); и полимиктовые песчаники с чередованием сероцветных глин и алевролитов (нарьянмарская свита,  $T_{2-3nm}$ ).

Воды верхнепермского, нижне- и среднетриасового водоносных горизонтов относятся к кунгурско-триасовому терригенному водоносному комплексу ( $P_1k-T_{1-2}$ ), имеющему повсеместное распространение на площади Тимано-Печорского НГБ. Под непосредственным воздействием активного инфильтрационного водообмена эти воды находятся лишь в зонах, примыкающих к областям питания, – Предуральский прогиб, поднятие Чернышева, Тиманский кряж, Печоро-

Кожвинский мегавал [13]. На всей остальной территории воды верхнепермских и триасовых отложений не сохранили истинно инфильтрационный облик, так как в различной степени претерпели постседиментационные эпигенетические преобразования и смешение с водами седиментационного генезиса, поступающими из нижезалегающих горизонтов. Все это свидетельствует о неоднородности гидрохимического поля и необходимости применения специальных параметров для определения генетического профиля пластовых вод.

Учитывая то, что воды инфильтрационного генезиса значительно претерпели катагенетические преобразования, а по своему составу и минерализации часто схожи с техногенными водами, для их дифференциации применены разработанные авторами методы повышения точности контроля изменения минерализации конденсационной воды [14]. Для идентификации генетического профиля вод и определения их связи с процессами инфильтрационного катагенеза были выбраны следующие соотношения между ионами:  $rNa^+/rCl^-$ ,  $rCl^-/Br^-$ ,  $rSO_4^{2-}/rCl^-$ . Также были привлечены данные о минерализации, содержании микроэлементов – брома и йода. Кроме стандартных параметров рассмотрена возможность применения индексов насыщенности вод карбонатом кальция ( $S_{CaCO_3}$ ) и (в отдельных случаях) – сульфатом кальция ( $S_{CaSO_4}$ ). Эти коэффициенты рассчитаны по методикам Дж. Е. Оддо и М.В. Томпсона, В.Е. Кащавцева и дают информацию о равновесном состоянии между водой и водовмещающими породами [5].

При минусовых значениях (или положительных, близких к нулю) индексов насыщенности вод кальцитом, гипсом и другими сульфатными минералами можно говорить об относительно равновесном состоянии системы «вода-порода», что указывает на стабильность порового пространства, отсутствие процессов, способных привести к изменению фильтрационных свойств коллекторов. Весьма низкие значения  $S_{\text{CaCO}_3}$  и  $SI_{\text{CaSO}_4}$  (меньше 1) свидетельствуют о высокой агрессивности инфильтрационных вод, которая сопровождается растворением, выщелачиванием и выносом основных растворимых минералов, а, следовательно, хорошей промытостью водовмещающих отложений. Эти процессы способствуют формированию вторичного пустотного пространства и созданию высоких емкостно-фильтрационных свойств пород. Под воздействием факторов природных катагенетических преобразований и смешения вод разного генезиса может возникать высокая насыщенность вод минеральными солями, при этом заметно возрастают индексы  $S_{\text{CaCO}_3}$  и  $SI_{\text{CaSO}_4}$ . Происходит осаждение малорастворимых кальцита, ангидрита, гипса и др., что отражается на ухудшении емкостно-фильтрационных свойств флюидовмещающих отложений за счет процессов кальцинитизации, сульфатизации.

Хорошим показателем инфильтрационного генезиса вод служит щелочно-кальциевый коэффициент –  $Alk/H \times 100$ , где  $Alk$  – показатель щелочности (сумма молярных концентраций эквивалентов  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{CO}_3^{2-}$ ),  $H$  – общая жесткость воды ( $r\text{Ca}^{2+} + r\text{Mg}^{2+}$ ), ммоль/дм<sup>3</sup>. Обычно при повышении значения этого индекса более 1 – воды сохраняют черты

инфилтратационного происхождения [15]. Но для относительно низкоминерализованных вод верхнепермских и триасовых отложений Тимано-Печорского НГБ предельная величина этого индекса колеблется от 0,3 до 0,5 в разных районах.

С помощью обоснованных выше критериев дано описание гидрохимических условий, в которых реализуется инфильтрационный эпигенез на рассматриваемой территории.

На Колгуевской площади в скв. 140 (в интервале 1852–1862 м) минерализация воды уфимского горизонта ( $P_{2u}$ ) составляет 78,99 г/дм<sup>3</sup>, содержание брома – 198,32 мг/дм<sup>3</sup>, йода – 9,50 мг/дм<sup>3</sup>. О значительной метаморфизации свидетельствуют гидрохимические коэффициенты  $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^- = 0,61$ ;  $\text{Cl}^-/\text{Br}^- = 247$ ;  $r\text{SO}_4^{2-} \times 100/r\text{Cl}^- = 0,01$ ;  $Alk/H = 0,19$ .

Следует отметить также, что индекс насыщенности вод карбонатом кальция ( $S_{\text{CaCO}_3}$ ) находится в пределах, близких к равновесному состоянию воды и водовмещающих пород (–0,20; –0,10). Эти данные указывают на отсутствие процессов карбонатизации или сульфатизации, т.е. стабильную сохранность пустотного пространства.

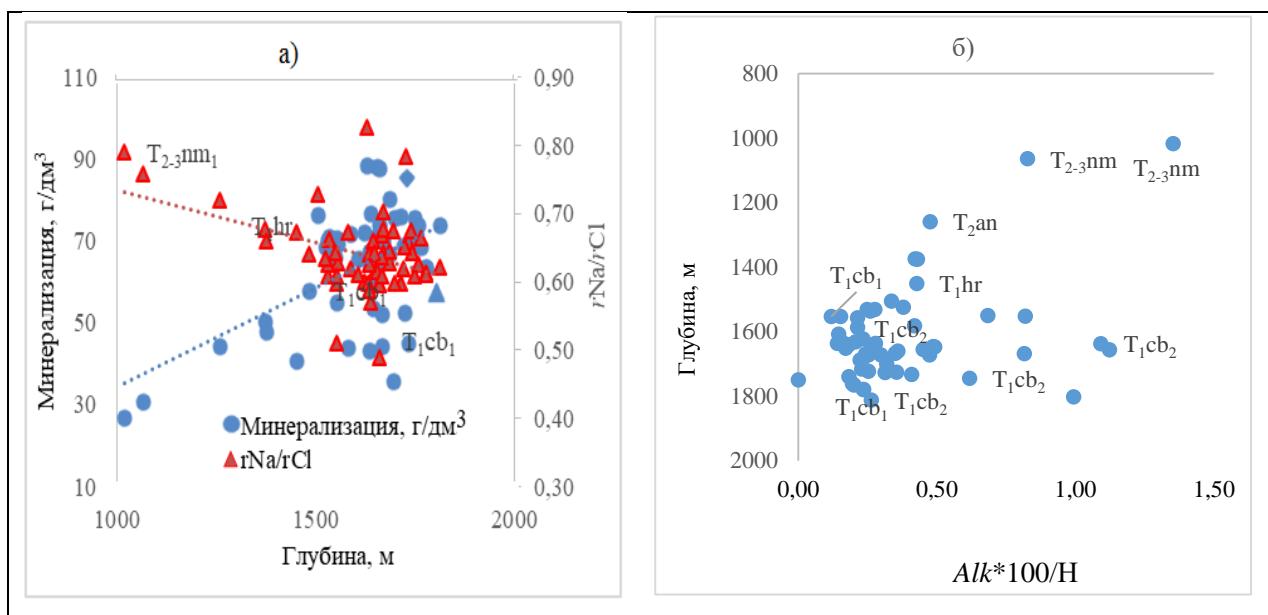
В водах вышелегающих отложений нижнего триаса минерализация снижается от 76,5–68,1 г/дм<sup>3</sup> в чаркабожской свите ( $T_{1cb_1}$ – $T_{1cb_2}$ ) до 56,7 г/дм<sup>3</sup> в харалейской свите ( $T_{1hr}$ ). Воды характеризуются стабильными значениями натрий-хлорного и хлор-бронного коэффициентов, составляющими соответственно 0,60–0,66 и 241–248. Индекс насыщенности вод карбонатами кальция также, как и в водах верхнепермских отложений, находится в пределах минусовых значений, близких к нулю (–0,03; –0,37; –0,67).

С увеличением глубины залегания и возраста водовмещающих отложений наблюдается увеличение минерализации и снижение щелочно-кальциевого коэффициента, т.е. понижается роль гидрокарбонатных ионов, присущих инфильтрационным водам.

Все гидрохимические показатели, а также хлоридно-кальциевый тип вод являются весьма благоприятными для сохранения углеводородных залежей в верхнепермских и нижнетриасовых неструктурных ловушках дельтового и аллювиального типов.

Аналогичные изменения химического состава вод прослеживаются на Песчаноозерской и Ижемско-Тарской площадях. Здесь по разрезу ниже-, средне- и частично верхнетриасовых отложений самые высокие значения минерализации 87,93–78,36 г/дм<sup>3</sup> отмечены в водах

чаркобожской свиты ( $T_{1cb_1}$ – $T_{1cb_2}$ ) и 56,70–57,78 г/дм<sup>3</sup> – в водах харалейской свиты ( $T_{1hr}$ ) нижнего триаса, затем минерализация вод снижается до 41,3 г/дм<sup>3</sup> в водах ангуранской ( $T_{2an}$ ) и до 26,53 г/дм<sup>3</sup> в водах нарьянмарской свиты ( $T_{2-3nm}$ ) среднего и частично верхнего триаса. В противоположном направлении происходит снижение натрий-хлорного коэффициента (рис. 1а). Хорошо видно, как реагирует щелочно-кальциевый коэффициент ( $Alk \times 100/H$ ) на изменение гидрохимической обстановки: значения, превышающие 0,5, указывают на сохранившиеся черты инфильтрационного генезиса вод (рис. 1б). Хлор-бромный коэффициент, соответствует высокой метаморфизации вод, т.е. почти нигде не превышает 300. Значительно повышенено содержание микроэлементов – брома (151,9–203,60 мг/дм<sup>3</sup>) и йода (19,0–27,49 мг/дм<sup>3</sup>).



**Рис. 1.** Изменение минерализации и натрий-хлорного коэффициента (а) и щелочно-кальциевого коэффициента (б) в водах верхнепермского и нижнетриасового горизонтов Песчаноозерской, Ижемско-Тарской и Колгуевской площадей

Из рис. 1 видно, что основная совокупность рассмотренных гидрохимических показателей, благоприятных для условий сохранения залежей углеводородов, приходится на горизонты аллювиальных и дельтовых отложений чаркобожской свиты, что отлично демонстрирует перспективы нефтегазоносности этих отложений.

Расчетные индексы насыщенности вод карбонатом кальция ( $S_{\text{CaCO}_3}$ ) в большинстве случаев имеют отрицательные или близкие к нулю величины, повышенное содержание гидрокарбонат-ионов контролируется присутствием ионов кальция. Насыщенность вод сульфатом кальция ( $SI_{\text{CaSO}_4}$ ) полностью отсутствует (табл. 1).

Таблица 1

**Характеристика насыщенности карбонатом и сульфатом кальция подземных вод верхнепермского и нижнетриасового горизонтов северо-западной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали**

Площадь, номер скважины, интервал опробования, геологический возраст	$\text{Ca}^{2+}$ , ммоль/дм <sup>3</sup>	$\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$ ммоль/дм <sup>3</sup>	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	$S_{\text{CaCO}_3}/SI_{\text{CaSO}_4}$	
				T=20 °C; P=5 МПа	T=30 °C; P=10 МПа
Песчаноозерская, скв. 1 (1372–1374 м), T <sub>1</sub> hr	266,19	1,15	50,29	+0,01 -2,39	-0,06 -2,22
Песчаноозерская, скв. 10 (1614–1620 м), T <sub>1</sub> cb <sub>2</sub>	361,73	1,18	76,19	+0,02 -1,83	+0,04 -1,68
Колгуевская, скв. 104 (1798–1840), T <sub>1</sub> cb <sub>2</sub> –T <sub>1</sub> cb <sub>1</sub>	419,05	1,09	76,44	-0,35 -2,42	-0,37 -2,27
Колгуевская, скв. 107 (1807–1851), T <sub>1</sub> cb <sub>2</sub>	400,00	1,31	68,01	-0,69 -2,71	-0,67 -2,55
Колгуевская, скв. 112 (1651–1725), T <sub>1</sub> cb <sub>1</sub>	270,48	1,90	52,14	-0,04 -2,26	-0,03 -2,09
Колгуевская, скв. 140 (1852–1812), P <sub>2</sub> u	342,71	0,80	78,99	-0,19 -2,63	-0,16 -2,48
Таркская, скв. 1 (1744–1748 м), T <sub>1</sub> cb <sub>2</sub>	428,57	1,41	68,92	+0,15 н.д.	+0,17 н.д.
Таркская, скв. 4 (1759–1800 м), T <sub>1</sub> cb <sub>2</sub> –T <sub>1</sub> cb <sub>1</sub>	371,43	1,24	66,69	-0,19 н.д.	-0,17 н.д.
Таркская, скв. 4 (1903–1930 м), T <sub>1</sub> cb <sub>2</sub>	424,58	0,83	77,59	-0,96 н.д.	-0,94 н.д.

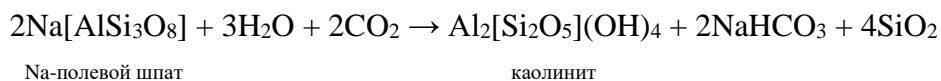
**Примечание:** н.д. – нет данных

Следует отметить, что промышленные запасы углеводородов на Песчаноозерской и Таркской структурах связаны с граувакковыми песчаниками чаркобожской

свиты нижнего триаса, в составе которых преобладающим компонентом является кварц, присутствуют обломки полевых шпатов и эфузивных пород.

Они имеют развитую сеть внутреннего пространства как результат длительного воздействия инфильтрационного эпигенеза, что способствовало улучшению емкостно-фильтрационных свойств коллекторов.

Даже обволакивающие глинистые минералы полевых шпатов, промываемые метеорными водами, замещаются гидрофобным каолинитом по известным реакциям [2]:



Водоносные горизонты чаркобожской свиты хорошо изолированы глинистыми толщами, поэтому, несмотря на инфильтрационный генезис, воды нижнетриасовых отложений характеризуются высокой метаморфизацией, о чем свидетельствуют гидрохимические коэффициенты, а отрицательные показатели их насыщенности карбонатом кальция могут прогнозировать высокие коллекторские свойства пород.

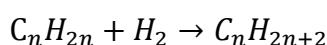
Надо отметить еще одну особенность карбонатных и терригенных резервуаров Тимано-Печорского бассейна — высокое содержание в них сорбированного водорода. По данным С.П. Левшуновой, оно составляет

сотни см<sup>3</sup>/кг для погруженных частей разреза (табл. 2), а по поверхностным пробам (шахты пермских отложений) содержание водорода в газах вообще достигает колоссальных величин – до 87%, соответственно повышается содержание тяжелых УВ. Происхождение водорода может быть различным, в том числе вызванным взаимодействием инфильтрационных вод с седиментационными. Так, выявлено, что смешение маломинерализованных и соленых вод приводит к возникновению разности потенциалов и как следствие – к образованию водорода [16].

## Геохимическая характеристика сорбированных породами газов в Тимано-Печорском НГБ [16]

Возраст	Количество образцов	Породы	Сорг, %	Содержание		
				в сумме УВ, %		$H_2, \text{см}^3/\text{кг}$
				$CH_4$	$C_nH_{2n}$	
P	30	Терригенные	0,69–2,68	81–91	0,4–3,4	0,1–34
C-D		Карбонатные	0,05–0,27	47–81	0–0,3	35–180

Таким образом, здесь возможны процессы гидрирования непредельных водородов по схеме:



Если иметь в виду, что инфильтрационные воды привносят собой разнообразные анаэробные бактерии, то возможность подобных реакций вполне реальна.

## **Выводы**

1. Рассмотрено проявление инфильтрационного эпигенеза и его роль в формировании залежей углеводородов с учетом гидрохимических условий верхнепермских, нижне- и среднетриасовых водоносных горизонтов в пределах отдельных структур Малоземельско-Колгуевской моноклинали Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.
2. Обоснована возможность применения гидрохимических показателей, указывающих на процессы растворения и выноса минеральных компонентов

в периоды инфильтрационного эпигенеза, что может прогнозировать улучшение емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов.

3. Установлено, что основная совокупность гидрохимических показателей наложенного инфильтрационного эпигенеза приходится на горизонты аллювиальных, дельтовых отложений чаркобожской свиты, соответствует благоприятным условиям сохранения залежей углеводородов, гидрирования непредельных УВ и демонстрирует перспективы нефтегазоносности этих отложений.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», № AAAA-A19-119101690016-9 и тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № AAAA-A19-119022890063-9).*

## **Литература**

1. Холодов В.Н. Типы катагенеза и осадочно-гидротермальное рудообразование // Подземные воды и эволюция литосферы. Т. 1. М.: Наука, 1985. С. 226–253.
2. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.
3. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология: Учебник. М.: Недра, 1996. 423 с.
4. Toth J. Petroleum hydrogeology – a new basic in exploration // World Oil. 1987. Vol. 205, No. 3. P. 48–50.
5. Кацавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
6. Горюнова Л.Ф. Особенности строения и оценка перспектив нефтегазоносности Верхнедевонско-Нижнекаменноугольного нефтегазоносного комплекса Мелекесской впадины: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2009. 23 с.
7. Brimhall R.M. Groundwater hydrology of the San Juan Basin, New Mexico // Cretaceous and Tertiary rocks of the Southern Colorado Plateau: Four Corners Geological Society guidebook / Ed. by J.E. Fasett. 1973. P. 197–207.
8. Cox D., Onsage P., Thomson J., Reinke R., Gianinny G. et al. San Juan Basin groundwater modeling study: Groundwater-surface water interactions between Fruitland coalbed methane development and rivers: Colorado Oil and Gas Conservation Commission San Juan Basin study report, 2001.
9. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гамтенбергер Ю.П., Абукова Л.А. и др. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.

10. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В., Ли Г.С. Гидрохимический контроль за разработкой месторождений углеводородов в условиях низкоминерализованных пластовых вод // Вестник ЦКР Роснедра. 2013. № 5. С. 2–7.
11. Гладков Е.А. Учет деформационно-метасоматического преобразования нефтегазоносных залежей в процессе их разработки // Изв. Томского политехнич. ун-та. 2012. Т. 320, № 1. С. 138–142.
12. Малышева Е.О. Условия формирования пермских терригенных коллекторов севера Печорского нефтегазоносного бассейна: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Сыктывкар, 1985. 266 с.
13. Невская Н.М. Гидрогеология артезианских бассейнов Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Л.: Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т, 1973. 25 с.
14. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Тузысов М.К. Пат. RU 2681144 C1. Способ контроля за разработкой газового месторождения. № 2018103869; Заявл. 01.02.2018; Опубл. 04.03.2019 // Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 7. 7 с. <http://www1.fips.ru>
15. Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А. и др. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 10. С. 34–41.
16. Левицунова С.П. О распространении сорбированного водорода в осадочных породах // Геология нефти и газа. 1982. № 9. С. 53–55.

## The geochemical role of meteoric waters as a factor in the formation of the void space of oil and gas reservoirs

O.P. Abramova, A.V. Goreva\*, R.R. Gumerova

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: \*sandra\_ne@mail.ru

**Abstract.** The features of the chemical composition of formation waters of the Upper Permian, Lower and Middle Triassic aquifers within individual structures of the Malozemelsk-Kolguev monocline of the Timan-Pechora oil and gas bearing basin are examined. It is shown that the aquifers that, despite their remoteness from the recharge areas, had experienced repeated processes of dipping and uplifting of the territory, preserved the infiltration waters, but significantly transformed ones. To identify their genetic profile and determine the relationship with the processes of catagenetic changes, hydrochemical coefficients and indices of water saturation of calcium carbonate and calcium sulfate are calculated. It is established that the examined infiltration waters are characterized by high aggressiveness, dissolution ability, leaching and removal of main minerals. It is pointed out that the consequence of these processes is the formation of secondary void space and the creation of high capacitive and filtration properties of rocks. The universality of geochemical interaction between water and rocks in thermodynamically open geological systems is emphasized and it is confirmed by individual geological examples that the heterogeneity of the hydrochemical field can act as a cause of screening zones of oil and gas accumulation, as well as provide appropriate conditions for localization of hydrocarbon fluids.

**Keywords:** Timan-Pechora oil and gas bearing basin, aquifers, infiltration epigenesis, saturation indices, oil and gas accumulation, pore and void space.

**Citation:** Abramova O.P., Goreva A.V., Gumerova R.R. The geochemical role of meteoric waters as a factor in the formation of the void space of oil and gas reservoirs // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art1> (In Russ.).

### References

1. Kholodov V.N. Catagenesis types and sedimentary-hydrothermal ore formation // Groundwater and the evolution of lithosphere. Vol. 1. Moscow: Nauka, 1985. P. 226–253. (In Russ.).
2. Lebedev B.A. Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins. Leningrad: Nedra, 1992. 239 p. (In Russ.).
3. Shvartsev S.L. General hydrogeology: Textbook. Moscow: Nedra, 1996. 423 p. (In Russ.).
4. Toth J. Petroleum hydrogeology – a new basic in exploration // World Oil. 1987. Vol. 205, No. 3. P. 48–50.
5. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation during oil extraction. Moscow: Orbita-M, 2004. 432 p. (In Russ.).
6. Goryunova L.F. Features of the structure and assessment of oil and gas bearing prospects of the Upper Devonian–Low Carboniferous oil and gas bearing complex of the Melekess depression: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow: Gubkin University, 2009. 23 p. (In Russ.).
7. Brimhall R.M. Groundwater hydrology of the San Juan Basin, New Mexico // Cretaceous and Tertiary rocks of the Southern Colorado Plateau: Four Corners Geological Society guidebook / Ed. by J.E. Fasett. 1973. P. 197–207.

8. Cox D., Onsage P., Thomson J., Reinke R., Gianinny G. et al. San Juan Basin groundwater modeling study: Groundwater-surface water interactions between Fruitland coalbed methane development and rivers: Colorado Oil and Gas Conservation Commission San Juan Basin study report, 2001.
9. Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gattenberger Y.P., Abukova L.A. et al. Hydrochemical methods for analysis and control of oil and gas field development. Moscow: GEOS, 2007. 245 p. (In Russ.).
10. Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V., Li G.S. Hydrochemical control of hydrocarbon deposit development in conditions of low-mineralized formation waters // Bulletin of the CDC Rosnedra. 2013. No. 5. P. 2–7. (In Russ.).
11. Gladkov E.A. The consideration of deformation-metasomatic conversion of oil and gas deposits at their development // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2012. Vol. 320, No. 1. P. 138–142. (In Russ.).
12. Malysheva E.O. Conditions of formation of Permian terrigenous reservoirs of the north of the Pechora oil and gas bearing basin: Ph.D. thesis. Syktyvkar, 1985. 266 p. (In Russ.).
13. Nevskaya N.M. Hydrogeology of artesian basins of Timan-Pechora province in connection with oil and gas prospects: Synopsis of Ph.D. thesis. Leningrad: All-Union Petroleum Scientific-Investigative Institute for Geological Exploration, 1973. 25 p. (In Russ.).
14. Abukova L.A., Abramova O.P., Tupysev M.K. Pat. RU 2681144 C1. Method for control over gas deposit development. No. 2018103869; Declared 01.02.2018; Publ. 04.03.2019 // Inventions. Useful models. Bull. No. 7. 7 p. <http://www1.fips.ru>
15. Delya S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A. et al. Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2012. No. 10. P. 34–41. (In Russ.).
16. Levshunova S.P. Distribution of sorbed hydrogen in sedimentary rocks // Geologiya Nefti i Gaza. 1982. No. 9. P. 53–55. (In Russ.).

## Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазонакопления

Л.А. Абукова\*, М.Е. Селиверстова, Г.Ю. Исаева

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: \*abukova@ipng.ru

**Аннотация.** В статье излагаются авторские представления о роли постэлизионных водонапорных систем в локализации залежей углеводородов. Обосновываются ключевые факторы гидродинамической стагнации, характерной для больших глубин древних осадочных бассейнов; показано, что в пределах последних в условиях регионального дефицита пластового давления возможно формирование синклинальных месторождений углеводородов, а при развитии сверхвысоких пластовых давлений – зон нефтегазонакопления автоклавного типа, в пределах которых реально протекание процессов гидрогенизации смешанного гумусово-сапропелевого органического вещества.

**Ключевые слова:** постэлизионные водонапорные системы, древние осадочные бассейны, синклинальные месторождения углеводородов, гидродинамическая инверсия.

**Для цитирования:** Абукова Л.А., Селиверстова М.Е., Исаева Г.Ю. Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазонакопления // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 14–24. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2>

### Введение

Цель настоящей статьи – обоснование важных, но малоизученных механизмов влияния гидродинамических режимов древних осадочных бассейнов на особенности локализации скоплений углеводородов (УВ) и их последующую сохранность.

Дискуссия о влиянии фактора геологического времени на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления не завершена, хотя и продолжается длительное время, при этом доказательств негативного влияния возраста осадочных бассейнов на нефтегазоносность не найдено [1]. В существенно большей степени продуктивность недр в отношении нефтегазоносности зависит от совокупности факторов, обеспечивающих растянутость во времени катагенетических преобразований

обогащенных органическим веществом осадочных толщ, наличия условий изоляции резервуаров и отвода продуктов геохимических реакций [2, 3].

Роль возрастных различий осадочных бассейнов в нефтегазогенерации рассматривается и с гидрологических позиций. Здесь можно считать доказанной определяющую роль двух факторов: (а) региональной гидродинамической (квази)закрытости территории; (б) растянутых во времени процессов элизии глинистых толщ, происходящих синхронно с катагенетической флюидогенерацией нефтегазоматеринских отложений [4, 5].

Энергетическое состояние древних осадочных бассейнов прямо контролируется масштабами автономной флюидогенерации, геохимической трансформации пустотного пространства, фазовым состоянием углеводородов и воды и т.д.

В зависимости от совокупного проявления этих факторов в (квази)закрытых углеводородных системах под контролем постэлизионного водонапорного режима может иметь место региональное распространение как сверхгидростатических, так и субгидростатических давлений. Первостепенную роль здесь играет тектонический фактор: в эвапоритовых бассейнах в условиях непрерывного погружения, бокового геодинамического сжатия и наращивания литостатической нагрузки гидродинамический потенциал системы будет высоким (например, в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины), а в случае активных инверсных движений в течение длительного геологического времени, напротив, низким (например, в подсолевых отложениях Восточной Сибири).

Принципиально важно отметить, что в превалирующем большинстве случаев независимо от энергетического состояния системы гидродинамический градиент с глубиной стабилизируется, либо снижается. Учитывая слабую изученность больших глубин осадочного чехла, в том числе в переделах древних осадочных бассейнов, преждевременно утверждать, что снижение градиентов пластовых давлений с глубиной (по направлению от осадочного чехла к фундаменту) является универсальной закономерностью. Однако нельзя не считаться с тем, что по мере изучения гидродинамики больших глубин такая тенденция проявляется все отчетливей, причем независимо от возраста бассейна, и более выражена в бассейнах древнего заложения. Косвенным подтверждением правомочности этого вывода могут служить многочисленные факты миграции УВ из

осадочного чехла в породы фундамента. Например, японские ученые с помощью трассерных исследований выявили отчетливые признаки миграции флюидов из осадочного чехла в фундамент и формирования здесь скоплений УВ за счет вышележащих генерационных источников [6], что может быть использовано и в экологических целях [7].

На признании реальности нисходящей фильтрации из неогеновых отложений пластовых флюидов базируется прогноз нефтеносности вулканитов мезозоя и доальпийских отложений Кулинской впадины. Присутствие рассеянных органических веществ (РОВ) осадочного генезиса установлено во всем вулканогенном разрезе Саатлинской сверхглубокой скважины, причем содержание РОВ растет с глубиной [8].

Проиллюстрировать тезис о том, что по мере приближения к фундаменту повышается частота встречаемости отрицательных градиентов давления можно и на материалах Предкарпатского прогиба. Здесь во внутренней зоне прогиба, где мощности осадочных отложений значительны (около 12 км), в основном развиты повышенные давления, а на внешнем борту, где осадочные отложения мощностью только до 3–4 км лежат на консолидированном докембрийском фундаменте Восточно-Европейской платформы, широко развиты пониженные пластовые давления (табл. 1).

Большие величины дефицита пластовых давлений характерны для подсолевого комплекса Восточной Сибири (табл. 2) и, что важно, фиксируется снижение гидродинамического потенциала с глубиной (рис. 1).

Таблица 1

**Значения пластовых давлений на отдельных месторождениях УВ  
Предкарпатского прогиба, по данным Орлова А.А. [9]**

Месторождения УВ	Глубины, м	Пластовые давления, МПа	Коэффициент негидростатичности
Садковичское	1345	11,9	0,87
Рудки	1056	11,2	0,95
Бильче-Волица	1030	10,1	0,95
Угерское	1091	10,4	0,92
Грыновское	1155	9,4	0,87
Ковалевско-Черешенское	2025	18,8	0,91

Таблица 2

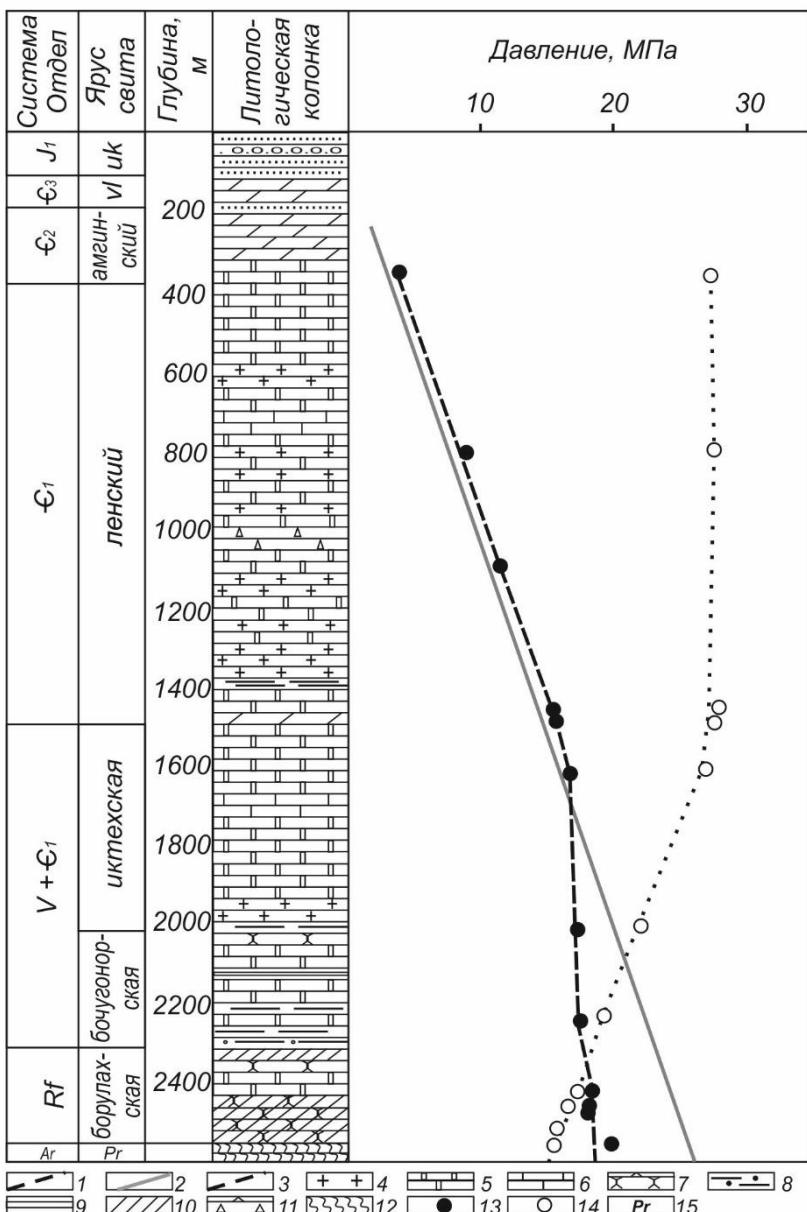
**Градиенты замеренных пластовых давлений в различных интервалах подсолевого разреза на площадях Восточной Сибири [10]**

Площадь, месторождение, № скв.	Горизонты, пласти, свиты		Grad P <sub>зам</sub> , МПа/м
	верхний	нижний	
Бюк-Танарская, 718	осинский	ботуобинский	-0,0005
Пеледуйская, 751	хамакинский	талахский	-0,0134
Таас-Юряхское, 575	ботуобинский	талахский	-0,0003
Среднеботуобинское, 10	0-I	ботуобинский	-0,0036
Среднеботуобинское, 30, 37	осинский	талахский	-0,0030
Верхневилючанская, 603	харыстанский	вилючанский	-0,0076
Вилуйско-Джербинская, 646	Ю-I	вилючанский	+0,0010
Талаканская, 809	хамакинский	талахский	-0,0054
Нижнекамакинская, 842	хамакинский	хамакинский	-0,0019
Марковская	осинский	парфеновский	-0,0047
Ярактинская, 55, 21	осинский	ярактинский	-0,0038
Большетирско-Аянская, 204, 30	осинский	верхнетирский	-0,3730
Южно-Суриндинская, 47, 65	осинский	ярактинский	-0,0028

Снижение гидродинамического потенциала в пределах отдельных продуктивных комплексов способствует локализации углеводородов, что может приводить к созданию месторождений УВ на больших глубинах под контролем как структурного фактора, так и вне его. Например, самый низкий гидродинамический потенциал в Якутии обнаружен в вендрифейских отложениях Вилючанской седловины (Верхневилючанская, Вилуйско-

Джербинское месторождения). Здесь же выявлены залежи газа в древнейших осадочных отложениях, залегающих на кристаллическом фундаменте [11].

Вполне реально предполагать, что в подобных геофлюидодинамических условиях в отрицательных тектонических элементах при региональном развитии субгидростатических пластовых давлений благоприятные условия для формирования зон нефтегазонакопления смещаются в сторону осевых частей структур.



**Рис. 1.** Распределение пластового, условного гидростатического и приведенного пластового давлений по разрезу нижнепалеозойских отложений Вилючанской седловины [10].

Под действием вертикальной гидродинамической инверсии в соответствии с разностью плотностей флюидов, снизу вверх располагаются газ, выше – нефть, еще выше – вода, то есть газо- и нефтеводяной контакты располагаются над залежью [12].

Подобные открытия не остались незамеченными, с конца прошлого столетия в

мире активно изучаются синклинальные месторождения углеводородов. В бассейнах Китая (Тарим, Сунляо, Ордос, особенно Турфан-Хами), Канады (бассейн Альберта), США (бассейн Скалистых Гор, бассейн Аппалачи, Восточно-Техасский бассейн и др.) поиск синклинальных месторождений УВ был успешен и продолжается в настоящее время [13–17].

#### Условные обозначения:

- 1 – линия пластовых давлений и температуры;
- 2 – линия условного гидродинамического давления;
- 3 – линия приведенного пластового давления;
- 4 – каменная соль;
- 5 – доломит;
- 6 – известняк;
- 7 – песчаник;
- 8 – алевролит и алеврит;
- 9 – глина и аргиллит;
- 10 – глинистость;
- 11 – ангидрит и ангидритизация;
- 12 – кристаллический фундамент;
- 13 – точка замера пластовых давлений;
- 14 – расчетные точки приведенных давлений;
- 15 – стратиграфические индексы горизонтов

Механизм формирования подобных скоплений нефти и газа связан с растянутыми во времени процессами флюидогенерации постэлизионных водонапорных систем, чем и объясняется приуроченность синклинальных месторождений к древним бассейнам с выработанным энергетическим потенциалом.

В России не велось целенаправленных исследований по поиску синклинальных месторождений УВ. Между тем на ряде месторождений Восточной Сибири (Верхневилючанском, Среднеботуобинском, Таас-Юряхском) не только выявлены прямые признаки нисходящей миграции УВ, но и обнаружено инверсное расположение УВ и воды: обводнение залежей в сводовых скважинах, расположенных в приразломных зонах, «неправильное» распределение газа, нефти и воды по разрезу, установленное в некоторых скважинах [10].

К наиболее устойчивым геологическим характеристикам синклинальных месторождений УВ этого типа относятся: (а) тяготение к большим глубинам; (б) большие пространственные масштабы; (в) приуроченность к межгорным впадинам; (г) позднемезозойский (и старше) возраст; (д) ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства флюидовмещающих пород.

На примере подсолевых отложений Прикаспия можно показать, что в древних бассейнах, испытывавших длительное погружение, развивается постэлизионный тип водонапорных систем. Наиболее крупные системы такого типа формируются в мощных глубоководных глинистых толщах при их погружении, в процессе которого завершается стадия активного отжатия седиментационных вод, но при этом нефтегазоматеринский потенциал реализован не полностью. Разномасштабные

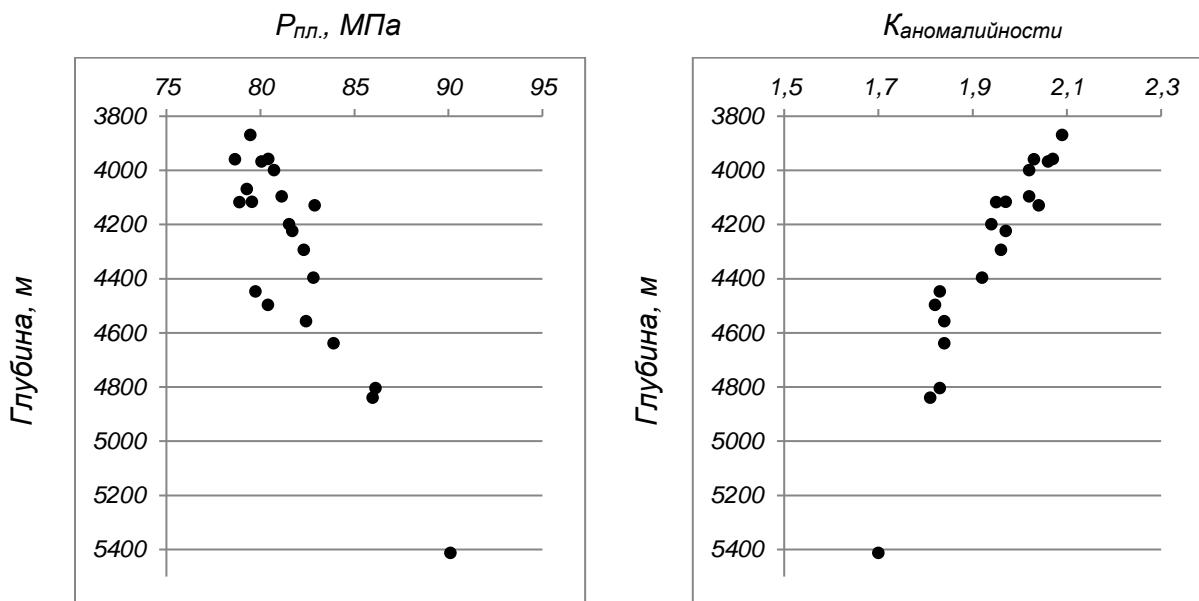
рифовые постройки, иные литологические неоднородности с улучшенными емкостно-фильтрационными свойствами, зоны разуплотнения различной природы в составе глубоководных отложений способны здесь служить вместилищами фазообособленных УВ [18].

В явном виде свойства постэлизионных водонапорных систем проявляются в подсолевых частях эвапоритовых бассейнов, расположенных на глубинах ниже 5–7 км (рис. 2) в том числе в Прикаспийском осадочном бассейне, где в подсолевой части разреза формируется особый – стагнационный – тип водонапорных систем со следующими отличительными признаками: (а) преимущественно однофазным характером флюидной системы; (б) флюидодинамической неоднородностью, формирующемся за счет литологической изменчивости, тектонической блочности и геодинамических напряжений; (в) разномасштабностью проявления; (г) ограниченностью (до полного отсутствия) флюидообменных процессов с внешней средой.

Гидродинамическая стагнация также выражается в снижении градиентов пластовых давлений, но при увеличении их абсолютных значений (в отличие от Восточной Сибири, где они уменьшаются с глубиной).

Области распространения зон стагнационного постэлизионного режима в Прикаспийском осадочном бассейне значительны, они схематически отражены на рис. 3.

В этой ситуации можно предполагать высокие перспективы глубокопогруженных отложений Прикаспийского бассейна на глубинах свыше 5–7 км, где будет повышена вероятность очагового накопления (и сохранения) гигантских скоплений УВ.



**Рис. 2.** Графики изменения пластового давления (а) и коэффициента аномалийности (б) в продуктивной части нефтяной залежи месторождения Тенгиз



Отметим, что для условий глубокопогруженных постэлизионных систем особую роль играет взаимовлияние гидродинамических и гидрохимических процессов под воздействием высоких температур и пластовых давлений. Оно приводит к формированию геофлюидодинамической неоднородности, связанной со смешением рассолов морского

и континентального происхождения, кольматацией ёмкостного пространства коллекторов, дегазационными явлениями. Детальная оценка этих процессов может быть выполнена на опробованной методической основе [19, 20] и необходима для уточнения влияния гидрохимических полей на энергетический потенциал постэлизионной системы.

Не менее важный вопрос – влияние на геофлюидодинамические и геохимические характеристики пород газовой составляющей геологической среды. Этот вопрос имеет много аспектов и заслуживает отдельного рассмотрения; в рамках настоящей статьи отметим только один аспект – возможная роль водорода в геохимической трансформации УВ.

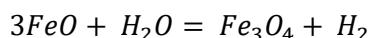
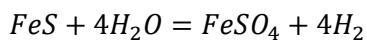
Вопрос заключается в том, что в условиях гидродинамической стагнации естественным образом создаются улучшенные условия для концентрации водорода в пластовых средах, в то время как обычно этот газ диффундирует. По ряду объектов отмечены повышенные содержания водорода, к примеру, в водах подсолевых отложений Прикаспийского осадочного бассейна (табл. 3).

Таблица 3

**Состав и упругость водорастворенных газов месторождения Караганак  
(по В.М. Кирьяшкину, 1988)**

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Температура воды на глубине отбора проб, °C	Газонасыщенность вод, см <sup>3</sup> /л	Состав, % (объемная доля)						Упругость, МПа	Пластовое давление на глубине отбора проб, МПа
				CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> +R	ТУ	H <sub>2</sub>		
6	5185–5195	80	5717	27,36	23,34	40,10	4,92	3,27	1,01	46,20	47,70
6	5185–5195	80	6188	27,36	23,34	40,10	4,92	3,27	1,01	51,60	47,70
8	5265–5284	81	6660	18,01	21,59	53,08	0,89	4,14	2,29	64,80	57,25
21	5311–5322	85	6305	27,26	26,48	38,33	6,94	0,71	0,18	48,94	61,28
21	5260–5284	85	6090	21,00	16,18	54,39	1,67	2,86	4,10	62,70	54,40
23	5332–5336	85	5950	13,24	33,17	45,13	2,82	4,94	0,70	59,80	60,80
28	5280–5309	80	7543	34,35	22,05	37,61	1,78	3,83	0,38	54,18	53,40

Исследованиями А.А. Трофимука с соавторами экспериментально доказано значение генерации водорода и тонкого диспергирования пород как непременных условий, обеспечивающих генерацию водорода по реакциям [21]:



При этом подчеркивается, что источником минеральных компонентов в указанных реакциях являются

сульфидные, сидеритовые и шамозитовые фации [21]; последние присутствуют в составе подсолевых отложений Прикаспия. В свою очередь, водород, накапливаемый за счет взаимодействия воды и флюидовмещающих пород, может вступать в реакцию гидрирования водорастворимого органического вещества с образованием метановых и нафтеновых углеводородов и соединений с метиленовыми и карбоксильными группами [22] рассеянного и концентрированного органического вещества.

## **Выводы**

Энергетическое состояние древних осадочных бассейнов зависит от многих факторов: тектонического, геофлюидодинамического, геохимического и др. В зависимости от степени их проявления в (квази)закрытых углеводородных системах под контролем постэлизионного водонапорного режима может иметь место региональное распространение как сверхгидростатических, так и субгидростатических давлений. Независимо от энергетического состояния системы гидродинамический градиент с глубиной стабилизируется или снижается, что определяет масштабы и пространственное положение зон нефтегазонакопления, в том числе и на больших глубинах.

В древних бассейнах при проявлении сплошной вертикальной геофлюидодинами-

ческой инверсии крупные и уникальные месторождения УВ тяготеют к осям синклинальных структур (и/или поднятиям, сформированным в осевых частях прогибов).

В древних бассейнах с высоким энергетическим потенциалом в условиях гидродинамической стагнации (автоклавные углеводородные системы [23]) естественным образом создаются благоприятные условия для концентрации водорода биохимического происхождения и его участия в гидрогенизации смешанного гумусово-сапропелевого органического вещества, что является одним из малоизученных, но реальных механизмов нефтегазообразования за счет вторичного процесса взаимодействия продуктов катагенетического преобразования органического вещества в нефтегазоматеринских породах.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», № АААА-А19-119101690016-9 и тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).*

## **Литература**

1. Конторович А.Э. Очерки теории нефтигенеза: Издр. ст. / Под ред. С.Г. Неручева. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. 545 с.
2. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И. Нефтегенерационный потенциал органического вещества сапропелево-глинисто-кремнистых отложений и его реализация в катагенезе // Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков: Сб. науч. тр. / Под ред. П.П. Тимофеева. М.: Наука, 1990. С. 43–51.
3. Баженова Т.К. Эволюция нефтегазообразования в истории Земли и прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 412–424.
4. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1969. 272 с.
5. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1984. 248 с.
6. Nakano T., Kajiyara 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 // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1989. Vol. 53, No. 10. P. 2683–2688. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(89\)90139-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(89)90139-7)
7. Абурова Л.А., Яковлев Ю.И. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.

8. Кременецкий А.А., Латидус А.В., Скрябин В.Ю. Геолого-geoхимические методы глубинного прогноза полезных ископаемых. М.: Наука, 1990. 223 с.
9. Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. Львов: Вища школа. Изд-во при Львовском ун-те, 1980. 188 с.
10. Яковлев Ю.И. Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов // Формирование, поиск и разведка газовых залежей: Сб. науч. тр. М.: ВНИИГаз, 1988. С. 29–37.
11. Анциферов А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Недра, 1989. 175 с.
12. Цзинь Чжичзюнь. Особенность образования залежей углеводородов и закономерность распределения средних и крупных нефтегазовых месторождений Китая: Автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. 45 с.
13. Rose P.R., Everett J.R., Merin I.S. Possible basin centered gas accumulation, Raton basin, Southern Colorado // Oil and Gas Journal. 1984. Vol. 82, No. 10. P. 190–197.
14. Law B.E. Basin-centered gas systems // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 2002. Vol. 86, No. 11. P. 1891–1919.
15. Grujenschi C. Synclinal truncation traps in Southeastern Saskatchewan (Williston Basin): an abstract from 1990 CSPG Convention, 1990. P. 164.
16. Jena A.K., Das N.C., Saha G.C., Samanta A. Exploration in synclinal areas of Tripura Fold Belt, India: a re-found opportunity: Adapted from expanded abstract presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10–13, 2011.
17. Wu H.Y., Liang X.D., Xiang C.F., Wang Y.W. Characteristics of petroleum accumulation in syncline of the Songliao basin and discussion on its accumulation mechanism // Science in China, Series D: Earth Sciences. 2007. Vol. 50, No. 5. P. 702–709. <https://doi.org/10.1007/s11430-007-0031-y>
18. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В., Корчагин О.А. и др. Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазонакопления: проблемы и решения // Геотектоника. 2019. № 3. С. 3–23. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X201933-23>
19. Абукова Л.А., Иванова А.В., Исаева Г.Ю. Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 90–94.
20. Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А. и др. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 10. С. 34–41.
21. Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В. Особенности геодинамических обстановок формирования гигантских месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. 1998. Т. 39, № 5. С. 673–682.
22. Молчанов В.И., Гонцов А.А. Водорастворимые органические соединения как исходные вещества нефти // Докл. АН СССР. 1970. Т. 191, № 3. С. 681–683.
23. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. 2019. № 3. С. 79–91. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019379-91>

# The role of water-drive systems of ancient sedimentary basins in the processes of oil and gas accumulation

L.A. Abukova\*, M.E. Seliverstova, G.Yu. Isaeva

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: \*abukova@ipng.ru

**Abstract.** The article presents the authors' ideas about the role of post-expulsion water-drive systems in localization of hydrocarbon deposits. It substantiates the key factors of hydrodynamic stagnation, which is a characteristic feature of the large depths of ancient sedimentary basins; it reveals that, within their bounds, in conditions of regional reservoir pressure deficiency the formation of synclinal hydrocarbon deposits is possible, and under ultra-high reservoir pressure – that of zones of oil and gas accumulation of autoclave type, within which the hydrogenation of mixed humus–sapropel organic matter is viable.

**Keywords:** post-expulsion water-drive systems, ancient sedimentary basins, synclinal hydrocarbon deposits, hydrodynamic inversion.

**Citation:** Abukova L.A., Seliverstova M.E., Isaeva G.Yu. The role of water-drive systems of ancient sedimentary basins in the processes of oil and gas accumulation // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 14–24. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2> (In Russ.).

## References

1. Kontorovich A.E. Studies in the theory of naphthide genesis: Selected articles / Ed. by S.G. Neruchev. Novosibirsk: Siberian Branch of the RAS, Geo Branch, 2004. 545 p. (In Russ.).
2. Lopatin N.V., Emets T.P., Simonenkova O.I. Oil-generating potential of organic matter of sapropel-silt-siliceous sediments and its realization in catagenesis // Accumulation and transformation of organic matter of modern and fossil sediments: Collected papers / Ed. by P.P. Timofeev. Moscow: Nauka, 1990. P. 43–51. (In Russ.).
3. Bazhenova T.K. Evolution of oil and gas generation in the Earth's history and petroleum prediction in sedimentary basins // Russian Geology and Geophysics. 2009. Vol. 50, No. 4. P. 308–319. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.008>
4. Kartzev A.A. Fundamentals of oil and gas geochemistry. Moscow: Nedra, 1969. 272 p. (In Russ.).
5. Zorkin L.M., Starobinets I.S., Stadnik E.V. Geochemistry of natural gases in oil and gas basins. Moscow: Nedra, 1984. 248 p. (In Russ.).
6. Nakano T., Kajiyara 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 // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1989. Vol. 53, No. 10. P. 2683–2688. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(89\)90139-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(89)90139-7)
7. Abukova L.A., Yakovlev Yu.I. Geoecological concept of development of oil fields with low hydrodynamic potential // Oilfield Engineering. 2008. No. 5. P. 15–18. (In Russ.).
8. Kremenetsky A.A., Lapidus A.V., Skryabin V.Yu. Geological and geochemical methods of deep prognosis for minerals. Moscow: Nauka, 1990. 223 p. (In Russ.).

9. *Orlov A.A.* Anomalous reservoir pressures in oil and gas bearing areas of Ukraine. Lviv: Vyshcha Shkola, Lviv University, 1980. 188 p. (In Russ.).
10. *Yakovlev Yu.I.* Theory and cases of downward migration of hydrocarbons // Formation, search and exploration of gas deposits: Collected papers. Moscow: VNII Gaz, 1988. P. 29–37. (In Russ.).
11. *Antsiferov A.S.* Hydrogeology of the most ancient oil and gas bearing strata of the Siberian platform. Moscow: Nedra, 1989. 175 p. (In Russ.).
12. *Jin Zhijun.* Peculiarities of formation of hydrocarbon deposits and distribution pattern of medium and large oil and gas fields in China: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow: Gubkin University, 2007. 45 p. (In Russ.).
13. *Rose P.R., Everett J.R., Merin I.S.* Possible basin centered gas accumulation, Roton basin, Southern Colorado // Oil and Gas Journal. 1984. Vol. 82, No. 10. P. 190–197.
14. *Law B.E.* Basin-centered gas systems // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 2002. Vol. 86, No. 11. P. 1891–1919.
15. *Grujenschi C.* Synclinal truncation traps in Southeastern Saskatchewan (Williston Basin): an abstract from 1990 CSPG Convention, 1990. P. 164.
16. *Jena A.K., Das N.C., Saha G.C., Samanta A.* Exploration in synclinal areas of Tripura Fold Belt, India: a re-found opportunity: Adapted from expanded abstract presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10–13, 2011.
17. *Wu H.Y., Liang X.D., Xiang C.F., Wang Y.W.* Characteristics of petroleum accumulation in syncline of the Songliao basin and discussion on its accumulation mechanism // Science in China, Series D: Earth Sciences. 2007. Vol. 50, No. 5. P. 702–709. <https://doi.org/10.1007/s11430-007-0031-y>
18. *Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Deliya S.V., Korchagin O.A. et al.* Hydrocarbon potential of deeply buried reservoirs in the Astrakhan oil and gas accumulation zone: problems and solutions // Geotectonics. 2019. Vol. 53, No. 3. P. 299–318. <https://doi.org/10.1134/S0016852119030087>
19. *Abukova L.A., Ivanova A.V., Isaeva G.Yu.* The technology of automated choice of the method of studying mineral scaling in reservoir and borehole conditions // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2002. No. 2. P. 90–94. (In Russ.).
20. *Delya S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A. et al.* Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2012. No. 10. P. 34–41. (In Russ.).
21. *Trofimuk A.A., Molchanov V.I., Paraev V.V.* Peculiarities of geodynamic settings of formation of gigantic petroleum deposits // Geologiya i Geofizika. 1998. Vol. 39, No. 5. P. 673–682. (In Russ.).
22. *Molchanov V.I., Gontsov A.A.* Water-soluble organic compounds as initial substances of oils // Dokl. AN SSSR. 1970. Vol. 191, No. 3. P. 681–683. (In Russ.).
23. *Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Volozh Yu.A., Antipov M.P.* Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the Earth crust // Geotectonics. 2019. Vol. 53, No. 3. P. 372–382. <https://doi.org/10.1134/S0016852119030026>

# Численное моделирование неоднородного напряженно-деформированного состояния и прогноз изменения проницаемости прискважинной зоны при создании щелевой перфорации в терригенном коллекторе

С.Н. Попов<sup>1\*</sup>, С.Е. Чернышов<sup>2\*\*</sup>

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

E-mail: “popov@ipng.ru, \*\*nirgnf@bk.ru

**Аннотация.** Приведены результаты численного моделирования распределения неоднородного поля напряжений вблизи скважины для терригенного коллектора при создании щелевой перфорации. Спрогнозированы вариации проницаемости в зависимости от изменения величины эффективных напряжений. Выявлены участки восстановления проницаемости после формирования щелевых каналов. Показано, что щелевая перфорация является эффективным методом интенсификации притока углеводородов.

**Ключевые слова:** щелевая перфорация, численное моделирование, эффективные напряжения, проницаемость коллектора.

**Для цитирования:** Попов С.Н., Чернышов С.Е. Численное моделирование неоднородного напряженно-деформированного состояния и прогноз изменения проницаемости прискважинной зоны при создании щелевой перфорации в терригенном коллекторе // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 25–36. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art3>

Щелевая перфорация является одним из эффективных методов вскрытия пласта и интенсификации притока углеводородов в скважину [1–6]. При таком методе воздействия на пласт применяется гидропескоструйный перфоратор, с помощью которого создаются, обычно, две или четыре щели со смещением по образующей на угол 90° или 180° друг относительно друга [3, 4]. После создания щелевых каналов весьма существенно меняется распределение эффективных напряжений в околоскважинной зоне, что должно также привести к изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора в данной области [7, 8]. В связи с вышесказанным, в рамках данной работы была создана численная 3D модель участка прискважинной зоны терригенного

коллектора, включающая щелевую перфорацию, и выполнено конечно-элементное моделирование напряженно-деформированного состояния (НДС) участка пласта вблизи скважины. С помощью известного поля распределения напряжений появляется возможность прогнозирования изменения ФЕС в околоскважинной зоне при создании щелевых каналов.

Расчет поля распределения напряжений при создании щелевой перфорации производился с использованием средств численного моделирования программного комплекса ANSYS [9], в который была заложена модель пороупругости. Данный программный комплекс широко применяется при решении задач геомеханики в процессе разработки месторождений нефти и газа [10–11].

Для моделирования задач пороупругости в ANSYS используется следующая система дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \nabla \bullet \sigma + f = 0 \text{ или } \nabla \bullet (\sigma' - \alpha p I) + f = 0 \\ \alpha \dot{\varepsilon}_V + \frac{1}{K_m} \dot{p} + \nabla \bullet q = S \end{cases}, \quad (1)$$

где  $\sigma$  – тензор напряжений;  $\cdot$  (точка сверху) – оператор производной;  $\nabla \bullet$  – оператор дивергенции;  $\sigma'$  – тензор эффективных напряжений;  $\alpha$  – коэффициент Био;  $p$  – поровое давление;  $I$  – единичный тензор второго порядка;  $f$  – вектор сил;  $\varepsilon_V$  – объемные деформации скелета породы;  $K_m$  – модуль Био;  $q$  – вектор потока флюида;  $S$  – источник потока.

Также применяются соотношения для взаимосвязи напряжений и деформаций:

$$\sigma' = D \varepsilon^e, \quad (2)$$

где  $\varepsilon^e$  – тензор деформаций;  $D$  – матрица упругих констант.

Для описания потока флюида в пористой среде использовался закон Дарси:

$$q = -k \nabla p / \mu, \quad (3)$$

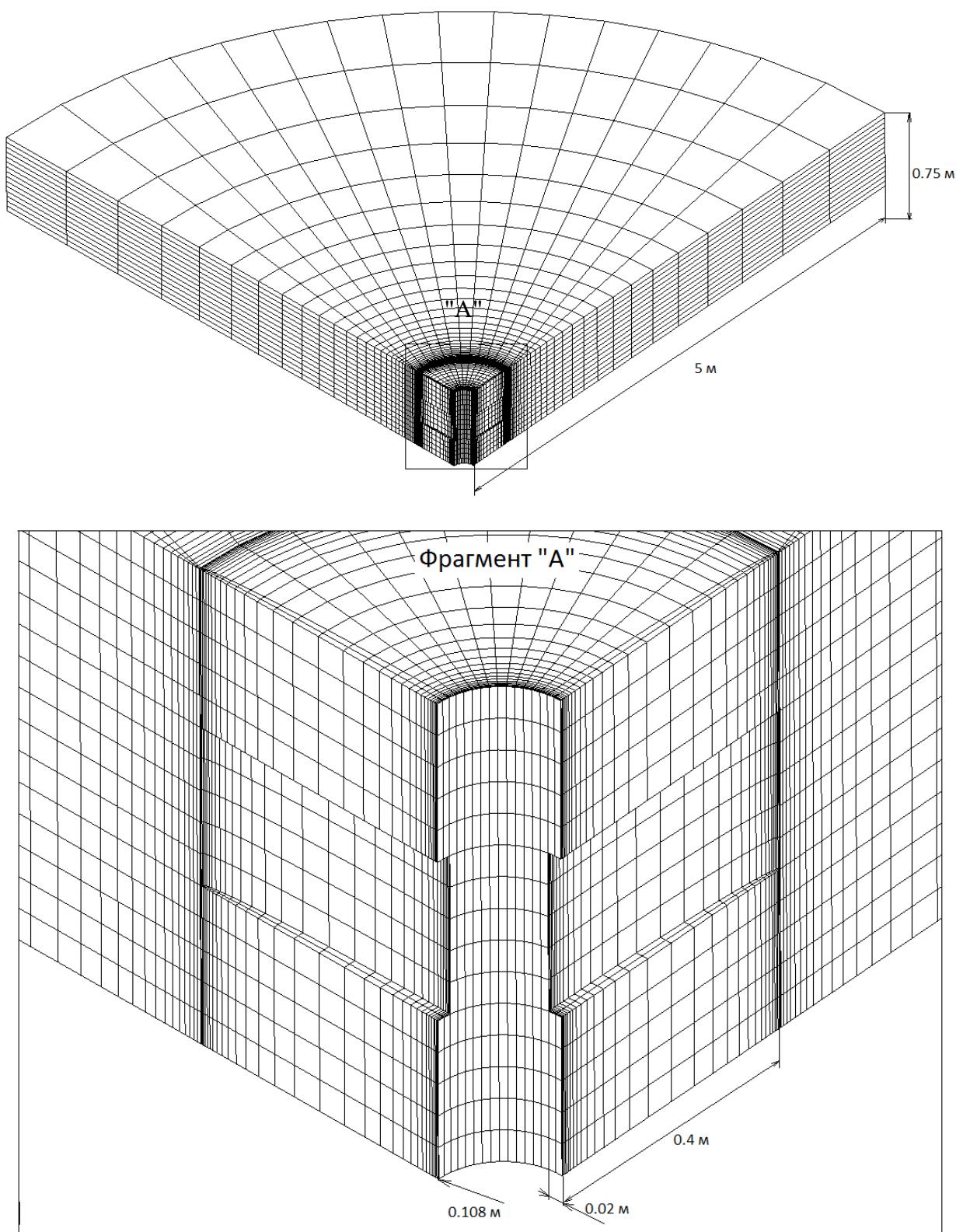
где  $k$  – тензор проницаемости второго порядка;  $\nabla$  – градиент-оператор;  $\mu$  – вязкость жидкости.

При моделировании неоднородного поля напряжений в области щелевой перфорации применялась численная конечно-элементная схема в виде сектора цилиндра, представленная на рис. 1. В модели учитывалось, что в околоскважинной зоне создаются либо две, либо четыре ортогональные друг другу щели. Сечение щелей в вертикальном направлении задавалось в виде эллипса. На рис. 1 представлены геометрические характеристики модели. В табл. 1 приведены основные физические величины, используемые в расчетах. Данные величины задавались на примере типовых терригенных пластов нефтяных месторождений Западного Казахстана.

Таблица 1

#### Физические характеристики модели, используемые в расчетах

№ п/п	Характеристика	Значение
1	модуль упругости, ГПа	20
2	коэффициент Пуассона, д.е.	0,17
3	коэффициент Био, д.е.	0,85
4	предел прочности при одноосном сжатии, МПа	24
5	угол внутреннего трения, градусы	28
6	начальная проницаемость, мД	100
7	глубина пласта, м	1600
8	вертикальное напряжение, МПа	40
9	горизонтальное напряжение, МПа	34
10	пластовое давление, МПа	15
11	депрессия на пласт, МПа	2–8



**Рис. 1.** Конечно-элементная схема околоскважинной зоны, используемая для моделирования изменения НДС при создании щелевой перфорации

В модели создавались следующие граничные условия:

- забойное давление на стенке скважины;
- давление флюида на боковой поверхности модели, определяемое на основе следующей зависимости:

$$p = p_b - \Delta p \frac{\ln r_b/r}{\ln r_b/r_w} , \quad (4)$$

где  $p$  – текущее (определенное) пластовое давление, Па;  $p_b$  – давление на контуре питания, Па;  $\Delta p$  – депрессия на пласт, Па;  $r_b$  – радиус контура питания, м;  $r_w$  – радиус открытого ствола скважины, м;  $r$  – радиус, на котором определяется значение пластового давления, м;

– давление на внутренней поверхности щелей, вычисляемое по линейной зависимости от радиальной координаты: для радиуса, равного радиусу скважины, давление приравнивалось забойному, а в вершине щелей давление определялось из соотношения (4) при радиусе, равном длине щели плюс радиус скважины ( $0,4 \text{ м} + 0,108 \text{ м} = 0,508 \text{ м}$ ).

– на левой, правой, и нижней границах модели (см. рис. 1) задавались нулевые перемещения в направлении, ортогональном поверхности;

– на верхнюю границу модели действовало напряжение от вышележащих пород, равное 40 МПа.

Всего были рассчитаны два основных варианта: с учетом и без учета изменения проницаемости пласта в зависимости от изменяющихся эффективных напряжений. Каждый из таких расчетных вариантов разделялся еще на два внутренних расчета: моделирование только открытого ствола скважины (без учета щелей) и моделирование открытого ствола с учетом создания щелевых перфорационных каналов.

Величина изменения проницаемости коллектора вычислялась на основе существующей зависимости [8]:

$$\begin{cases} K = K_0 - \lambda \Delta \sigma, & \Delta \sigma \geq 0 \\ K = K_0 + \kappa \Delta \sigma, & \Delta \sigma < 0 \end{cases} , \quad (5)$$

где  $K_0$  – исходная величина проницаемости, мД;  $K$  – определяемая текущая проницаемость, мД;  $\Delta \sigma$  – величина изменения средних эффективных напряжений в коллекторе, МПа;  $\lambda$  – коэффициент снижения проницаемости, мД/МПа;  $\kappa$  – коэффициент восстановления проницаемости, мД/МПа.

В проведенных расчетах коэффициенты изменения проницаемости коллектора задавались в виде следующих констант:  $\lambda = 7,2 \text{ мД/МПа}$ ,  $\kappa = 0,278 \text{ мД/МПа}$ . Изменение средней величины эффективных напряжений определялось из следующего соотношения:

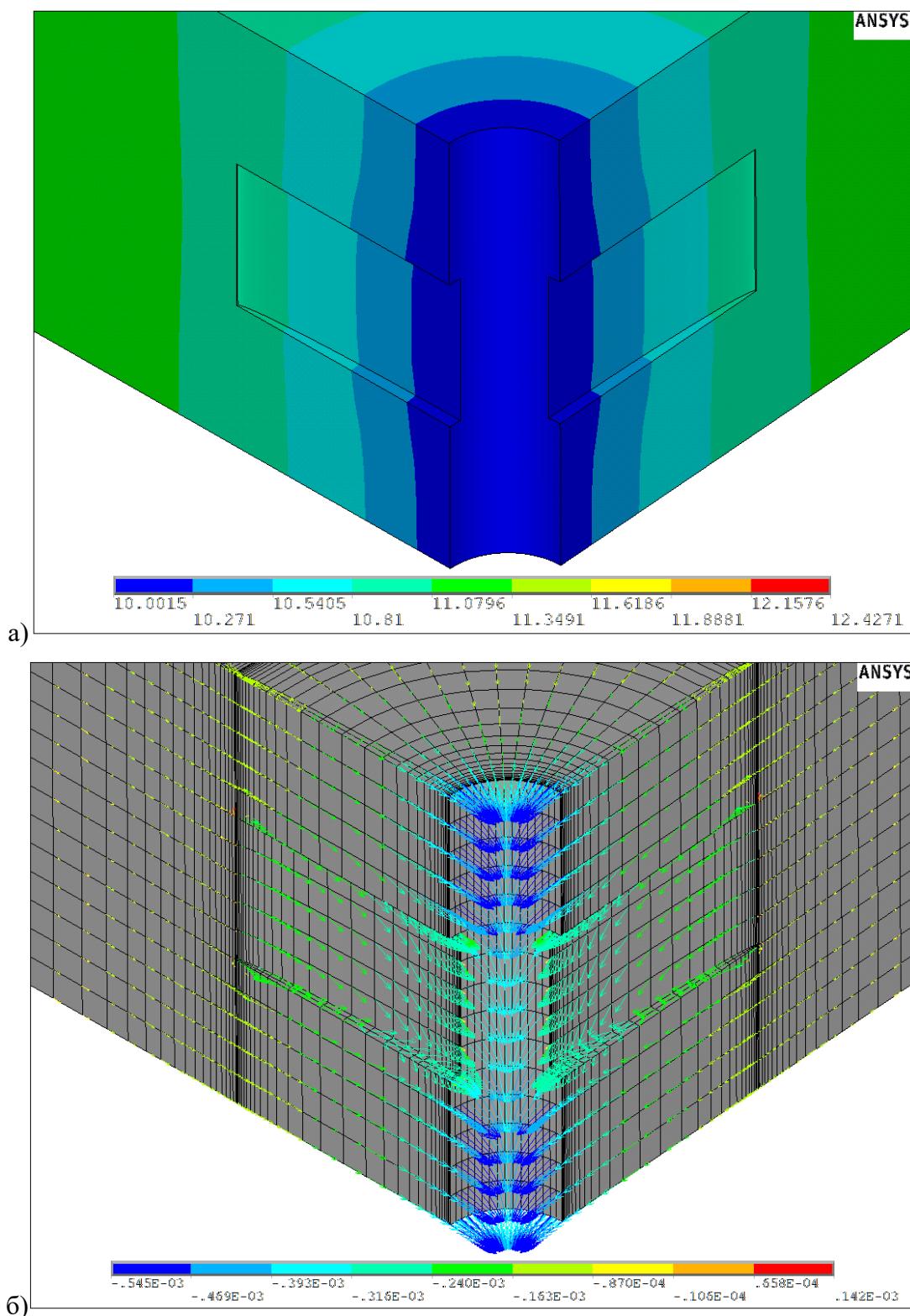
$$\Delta \sigma = \frac{(\sigma_1^{(1)} + \sigma_2^{(1)} + \sigma_3^{(1)}) - (\sigma_1^{(0)} + \sigma_2^{(0)} + \sigma_3^{(0)})}{3(\sigma_1^{(0)} + \sigma_2^{(0)} + \sigma_3^{(0)})} \cdot 100\% , \quad (6)$$

где  $\Delta \sigma$  – изменение среднего эффективного напряжения, %;  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$  – главные

эффективные напряжения (верхние индексы соответствуют этапу расчета).

На рис. 2–4 показаны некоторые из основных полученных результатов численного моделирования. На

рис. 2 представлено распределение пластового давления и скорости течения жидкости.



**Рис. 2.** Распределение пластового давления в МПа (а) и векторов течения потока жидкости, в м/с (б) вблизи скважины при создании щелевых перфорационных каналов (депрессия 5 МПа)

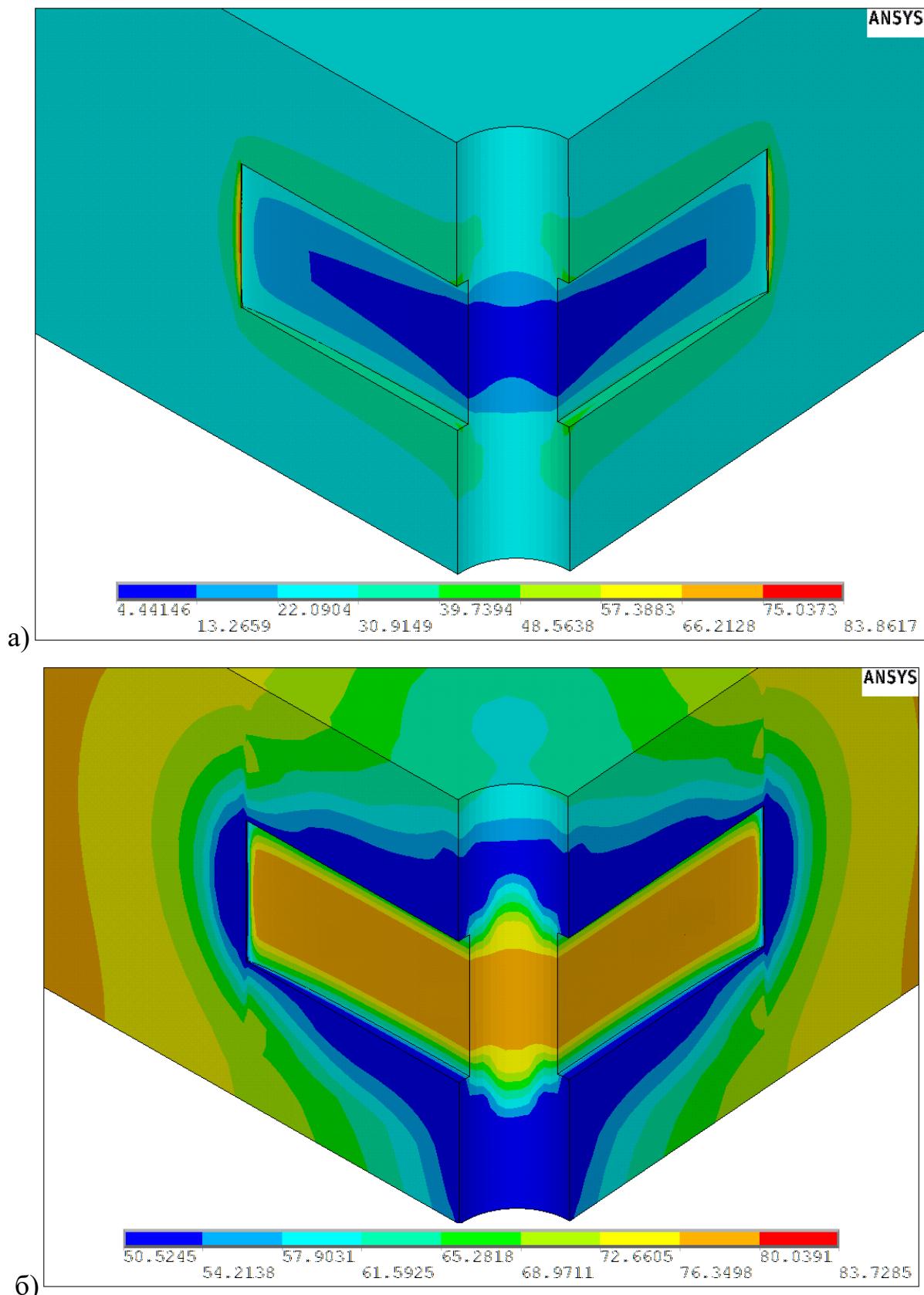


Рис. 3. Распределение величины средних эффективных напряжений, в МПа, (а) и проницаемости коллектора, в мД (б) в зоне создания щелевых перфорационных каналов (депрессия 5 МПа)

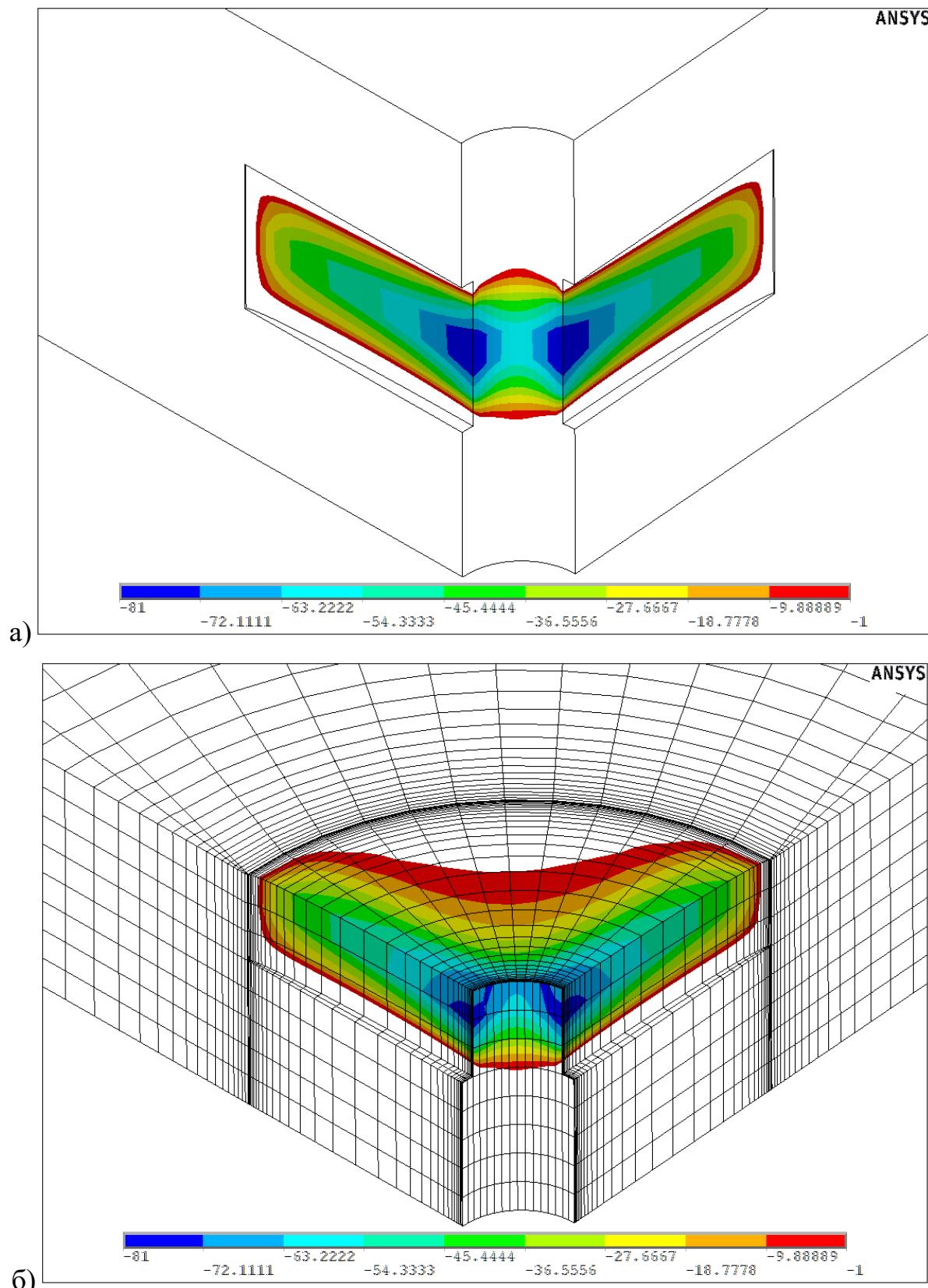


Рис. 4. Изменение величины средних эффективных напряжений (в %) в целом в модели (а) и на срезе по середине щелей (б) после создания щелевых перфорационных каналов (депрессии 5 МПа)

Рис. 2а показывает, что изменение давления вблизи щелевой перфорации происходит достаточно равномерно и характеризует распределение данной величины по логарифмической зависимости. На стенке щелевой перфорации изменение давления происходит по линейной зависимости.

Анализируя векторы потока жидкости (см. рис. 2б), следует отметить, что максимальные значения данной характеристики соответствуют открытому стволу скважины в областях выше и ниже созданных щелей. Однако такой результат получен для необсаженного ствола скважины. В действительности вышеобозначенные области будут непроницаемы при учете эксплуатационной колонны в модели, что должно привести к максимальному притоку именно на стенах щелевых каналов.

На рис. 3а представлено распределение средних эффективных напряжений. Как видно из данного рисунка, области коллектора с наименьшей величиной эффективных напряжений расположены вблизи стенок щелевой перфорации. Это говорит о том, что на данных участках должно происходить восстановление проницаемости и в целом проницаемость должна достигать наибольшей величины. Данный факт подтверждается на рисунке с распределением проницаемости породы-коллектора (рис. 3б). Области с максимальными напряжениями соответствуют вершинам щелей, что соответствует минимальной проницаемости на данных участках.

Рис. 4 отображает величину восстановления напряжений после создания щелевой перфорации. Из рис. 4 видно, что после формирования щелевых каналов внутри зоны, ограниченной длиной щелей, создается область, в которой происходит уменьшение

напряжений, то есть в ней должно происходить некоторое увеличение проницаемости под воздействием данного эффекта.

Проведенные расчеты показали, что зона, в которой происходит уменьшение напряжений, должна уменьшаться с увеличением депрессии на пласт, что, в конечном итоге, должно привести и к частичному невосстановлению проницаемости коллектора после создания щелей.

Таким образом, приведенные результаты численного конечно-элементного моделирования показали, что щелевая перфорация является эффективным методом восстановления проницаемости коллектора в околоскважинной зоне и интенсификации притока к скважине. Об этом свидетельствуют участки с восстановлением проницаемости и уменьшением эффективных напряжений, полученные при данных расчетах. Такие результаты моделирования говорят о том, что если при эксплуатации продуктивного пласта происходит снижение проницаемости под воздействием уменьшающегося пластового или забойного давления или при его кольматации различными агентами, то с помощью щелевой перфорации появляется возможность восстановить гидродинамическую связь скважины с пластом-коллектором.

## Выводы

1. Авторами была создана численная конечно-элементная модель околоскважинной зоны, учитывающая создание щелевых перфорационных каналов и особенности физико-механических свойств продуктивного пласта. Представлены результаты расчетов неоднородного НДС в околоскважинной зоне коллектора после создания щелевой перфорации.

2. Результаты численного моделирования поля распределения напряжений показали, что после создания щелевых перфорационных каналов возникает зона, в которой уменьшается величина средних эффективных напряжений, что приводит к восстановлению проницаемости коллектора.

3. В процессе расчетов использовались соотношения, характеризующие изменение величины проницаемости в зависимости от эффективных напряжений. Как показали

результаты моделирования, после создания щелевой перфорации происходит восстановление проницаемости на участках боковых поверхностей щелей.

4. В целом, результаты численного моделирования процесса создания щелей, расчета НДС и проницаемости вблизи щелевой перфорации показали весьма высокую эффективность данного метода вскрытия пласта для увеличения притока жидкости в эксплуатационные скважины.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Исследование термодинамических свойств углеводородных смесей, моделирование гидротермодинамических, физико-химических и геомеханических процессов в геосредах с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа», № АААА-А19-119030690057-5).*

### Литература

1. Гайворонский И.Н., Костицын В.И., Савич А.Д., Черных И.А., Шумилов А.В. Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 62–65.
2. Chernyshov S.E., Galkin S.V., Krisin N.I., Turbakov M.S., Riabokon E.P. Efficiency improvement of abrasive jet perforation // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, CTCE 2015, Baku, Azerbaijan, 4–6 November 2015. Conference paper: SPE-177375-MS. 8 p. <https://doi.org/10.2118/177375-MS>
3. Чернышов С.Е., Рябоконь Е.П., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Пат. RU 2645059 С1. Способ щелевой гидропескоструйной перфорации. № 2016141101; Заявл. 19.10.2016; Опубл. 15.02.2018 // Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 5. 7 с. <http://www1.fips.ru>
4. Крысин Н.И., Рябоконь Е.П., Турбаков М.С., Чернышов С.Е., Щербаков А.А. Совершенствование устройств щелевой гидропескоструйной перфорации в нефтяных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 129–131.
5. Kritsanaphak K., Tirichine S., Abed M. Using hydrajet perforating technique as an effective alternative to explosive perforating for Algerian oil and gas fields // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Ho Chi Minh City, Vietnam. 1–3 November 2010. Conference paper: SPE-136066-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/136066-MS>
6. Салихов Р.Г., Крапивина Т.Н., Крысин Н.И. Применение щелевой гидропескоструйной перфорации при вторичном вскрытии продуктивных пластов СПб.: Недра, 2005. 180 с.
7. Кашиков Ю.А., Ашихмин С.Г., Гладышев С.В., Попов С.Н., Матяшов С.В. Изменение напряженно-деформированного состояния и фильтрационно-емкостных свойств трещинного продуктивного объекта при щелевой перфорации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 11. С. 15–21.

8. Аиихмин С.Г., Чернышов С.Е., Каиников Ю.А., Макдональд Д.И.М. Влияние ориентации и схемы размещения каналов щелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С.132–135.  
<https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135>
9. ANSYS. Technical description. 2019.
10. Попов С.Н., Сметанников О.Ю. Разработка численной модели околоскважинной зоны гранулированного коллектора, учитывающей изменение фильтрационно-емкостных свойств под воздействием нагнетаемой воды и изменяющихся эффективных напряжений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 8. С. 52–59.  
<https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-8-52-59>
11. Попов С.Н. Разработка 3D геомеханической модели участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). С. 3. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art3>

# Numerical modeling of a heterogeneous stress-strain state and prediction of changes in the permeability of the near-wellbore zone when creating slotted perforation in a sandstone reservoir

S.N. Popov<sup>1\*</sup>, S.E. Chernyshov<sup>2\*\*</sup>

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

2 – Perm National Research Polytechnic University, Perm

E-mail: \*popov@ipng.ru, \*\*nirgnf@bk.ru

**Abstract.** The results of numerical simulation of the distribution of a heterogeneous stress field near the well for a sandstone reservoir formation when creating slotted perforation are presented. Variations in permeability are predicted depending on changes in the magnitude of effective stresses. Areas of restoration of permeability after the creating of slotted channels are revealed. It is shown that slotted perforation is an effective method for stimulating hydrocarbon inflow.

**Keywords:** slotted perforation, numerical modeling, effective stresses, reservoir permeability.

**Citation:** Popov S.N., Chernyshov S.E. Numerical modeling of a heterogeneous stress-strain state and prediction of changes in the permeability of the near-wellbore zone when creating slotted perforation in a sandstone reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 25–36. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art3> (In Russ.).

## References

1. Gaivoronovskiy I.N., Kostitsyn V.I., Savich A.D., Chernykh I.A., Shumilov A.V. Ways of improvement of reservoir completion efficiency // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 10. P. 62–65. (In Russ.).
2. Chernyshov S.E., Galkin S.V., Krisin N.I., Turbakov M.S., Riabokon E.P. Efficiency improvement of abrasive jet perforation // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, CTCE 2015, Baku, Azerbaijan, 4–6 November 2015. Conference paper: SPE-177375-MS. 8 p. <https://doi.org/10.2118/177375-MS>
3. Chernyshov S.E., Ryabokon E.P., Turbakov M.S., Krisin N.I. Pat. RU 2645059 C1. Method of slotted hydro-sandblasting perforation. No. 2016141101; Declared 19.10.2016; Publ. 15.02.2018 // Inventions. Useful models. Bull. No. 5. 7 p. <http://www1.fips.ru>
4. Krisin N.I., Ryabokon E.P., Turbakov M.S., Chernyshov S.E., Scherbakov A.A. Improvement of devices of abrasive jet perforation in oil wells // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 8. P. 129–131. (In Russ.).
5. Kritsanaphak K., Tirichine S., Abed M. Using hydrajet perforating technique as an effective alternative to explosive perforating for Algerian oil and gas fields // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Ho Chi Minh City, Vietnam. 1–3 November 2010. Conference paper: SPE-136066-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/136066-MS>
6. Salikhov R.G., Krapivina T.N., Krisin N.I. The field trials of slotted sand blast perforation of productive deposits. St. Petersburg: Nedra, 2005. 180 p. (In Russ.).

7. *Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Gladyshev S.V., Popov S.N., Matyashov S.V.* Changes in the stress-strain state and the filtration-capacitive properties of a fractured productive object during slot perforation // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2002. No. 11. P. 15–21. (In Russ.).
8. *Ashikhmin S.G., Chernyshov S.E., Kashnikov Yu.A., Macdonald D.I.M.* A geomechanical analysis of orientation and placement of jet slots on terrigenous reservoir permeability // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2018. No. 6. P. 132–135. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135> (In Russ.).
9. ANSYS. Technical description. 2019.
10. *Popov S.N., Smetannikov O.Yu.* Development of a numerical model of a granular reservoir near-well zone that takes into account the changes in porosity and permeability under the influence of injected water and varying effective stresses // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2018. No. 8. P. 52–59. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-8-52-59> (In Russ.).
11. *Popov S.N.* Development of 3D geomechanical model of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 2(25). P. 3. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art3> (In Russ.).

## Сравнительный анализ эффективности оптического и калориметрического методов изучения околокритического состояния углеводородных смесей

В.Э. Поднек<sup>1\*</sup>, В.П. Воронов<sup>1</sup>, Ю.Ф. Кияченко<sup>1</sup>, А.С. Сирота<sup>2</sup>

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

2 – ПАО «Газпром», г. Москва

E mail: \*podnek77@gmail.com

**Аннотация.** На примере бинарной углеводородной смеси метан–пентан, моделирующей простейшую газоконденсатную систему, показано, что оптический метод изучения околокритического состояния углеводородного флюида, использующий измерение интенсивности критической опалесценции в окрестности критической точки жидкость–газ, дает более точные и надежные результаты для пограничной кривой и значений критических параметров флюида, чем классическая адиабатическая калориметрия, использующая метод термограмм для фиксации изменения фазового состояния флюида.

**Ключевые слова:** углеводородные смеси, фазовое поведение, пограничная кривая, критическая точка, околокритическое состояние, критическая опалесценция, рэлеевское рассеяние света, адиабатическая калориметрия, критические параметры.

**Для цитирования:** Поднек В.Э., Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Сирота А.С. Сравнительный анализ эффективности оптического и калориметрического методов изучения околокритического состояния углеводородных смесей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 37–61. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4>

В работе [1] авторами был предложен эффективный инструментальный оптический способ идентификации, изучения и контроля околокритического состояния углеводородных (УВ) смесей, основанный на универсальном явлении критической опалесценции (КО) – аномальном (на порядок и более) росте интенсивности рэлеевского рассеяния света на тепловых флуктуациях плотности и компонентного состава смеси с приближением к критической точке жидкость–газ [2–4]. В этой же работе [1] была представлена экспериментальная оптическая установка измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света УВ смесями с оптической ячейкой высокого давления [5]. На примере

изучения бинарной смеси метан–n-пентан, приготовленной в равной весовой пропорции компонентов, обозначаемой далее как C1C5, сделана попытка провести качественное сравнение возможностей (результатов) оптического и калориметрического способов изучения околокритического состояния УВ смесей. В указанной установке отсутствовала функция измерения давления исследуемой смеси, что не позволило выявить все конкурентные преимущества оптического метода перед другими методами, прежде всего, калориметрическим, и, как следствие, сделать более определенное заключение о возможностях и перспективах предложенного оптического метода в изучении околокритических УВ смесей.

В данной работе приводится краткое описание доработанной оптической установки измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света околокритическими УВ смесями с датчиком давления в оптической ячейке. Наличие последнего превращает установку в эффективный анализатор околокритического состояния УВ смесей – специализированный прибор для идентификации и выделения на фазовой диаграмме смеси области околокритического состояния, построения в указанной области пограничной кривой и надежной оценки значений критических параметров.

Тестирование разработанного оптического метода и оценка возможностей доработанной оптической установки проводятся на той же самой бинарной УВ смеси C1C5 в том же температурном интервале, в котором в работе [1] было проведено калориметрическое изучение указанной смеси. Здесь же дается более полное представление результатов калориметрических измерений и оценка надежности получаемых калориметрическим методом значений критических параметров смеси. Приводятся результаты оптических измерений интенсивности рассеяния света смесью C1C5, дополненные измерением давления, плотности и температуры исследуемого образца, и проводится количественное сравнение с результатами калориметрических измерений, свидетельствующее о высокой эффективности оптического метода в идентификации и изучении околокритического состояния УВ смесей. В частности, по результатам оптических измерений на фазовой диаграмме УВ смеси в переменных температура–давление, в дополнение к пограничной кривой и положению критической точки, впервые приведена инструментально определенная область предпереходного околокритического

состояния смеси, характеризуемая чрезвычайной узостью по давлению.

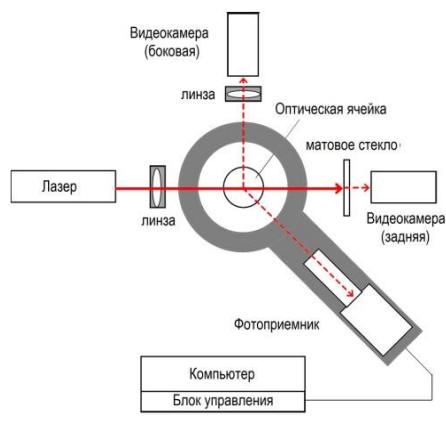
Проведенный сравнительный анализ результатов оптических и калориметрических измерений показывает, что в околокритической области оптический метод дает гораздо более точные и надежные результаты при гораздо меньших энергетических, временных и трудовых затратах. При этом выбор в качестве объекта исследования смеси C1C5, упоминавшейся ранее лишь однажды в работе Б. Сейджа и др. (1942) [6], выявил существенные различия экспериментально определенных значений критических параметров смеси с литературными данными и результатами математического моделирования, что ставит под сомнение надежность полученных ранее значений критических параметров ряда смесей метан–н-пентан [6], закладываемых в расчетные схемы при математическом моделировании фазового поведения многокомпонентных УВ с большим содержанием н-пентана.

#### **Установка измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света с датчиком давления в оптической ячейке**

Установка измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света околокритическими УВ флюидами [1] собрана по классической оптической схеме [3] с горизонтальной плоскостью рассеяния (рис. 1). Установка включает в себя источник света – лазер (1), термостат (3) с оптической ячейкой высокого давления [5] и фотоприемник рассеянного излучения (2), расположенный под углом 45° к входящему в ячейку лазерному лучу. Для получения дополнительной информации о поведении образца при фазовых превращениях установка снабжена двумя видеокамерами.

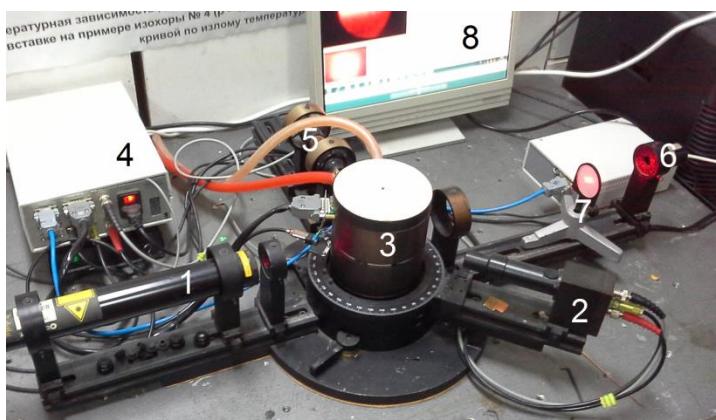
Первая (5) – боковая, расположенная под углом 90° к лазерному лучу со стороны, противоположной фотоприемнику, дает изображение луча в объеме образца (внутри ячейки). Вторая (6) – задняя, расположенная на выходе луча из ячейки, дает изображение пятна на матовом стекле (7) от прошедшего через образец лазерного луча. Установка

управляется рабочей программой, установленной на персональном компьютере, через цифровой блок управления – специализированный контроллер (4). На экран монитора компьютера (8) в режиме реального времени выводится актуальная экспериментальная информация и изображения с двух видеокамер.



**Рис. 1.** Установка измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света околограническими УВ флюидами: **а** – оптическая схема, **б** – внешний вид [1]

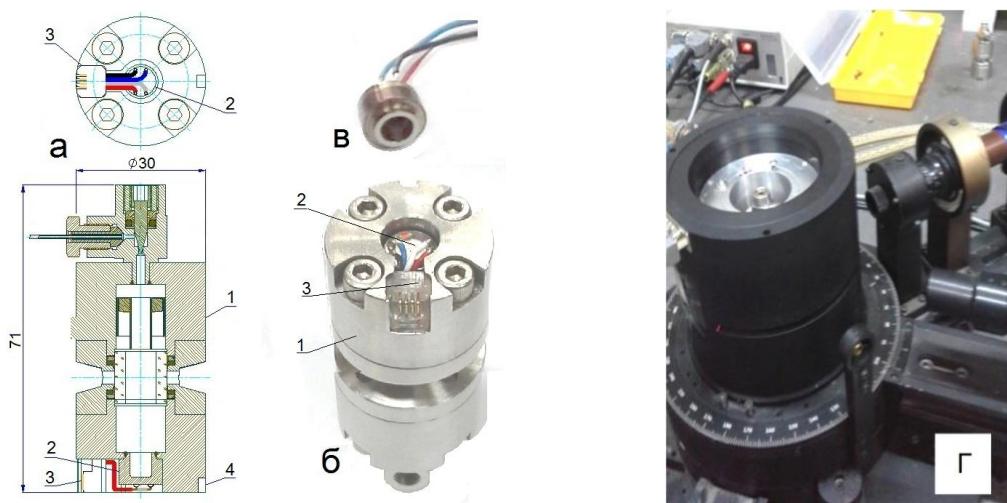
В целях расширения возможностей экспериментальной оптической установки в изучении фазового поведения УВ флюидов, оптическая ячейка [5] снабжена датчиком давления Type 4421 фирмы JUMO (Германия). Конструкция оптической ячейки с датчиком представлена на рис. 2. В донную часть оптической ячейки (1) вварен датчик давления (2). Соединение датчика с измерительной схемой осуществляется с помощью разъема (3), доработанного из сетевого соединителя RJ9. Надежность соединения разъема (3) с ответной частью в термостате обеспечивается штифтовой системой ячейка–термостат со штифтовой канавкой (4) на корпусе ячейки [5]. Датчик давления калибровался индивидуально, в полностью собранной и заправленной метаном оптической ячейке, по образцовому манометру класса точности 0,03 ПДЭ-020И-ДИ производства НПП «ЭЛЕМЕР».



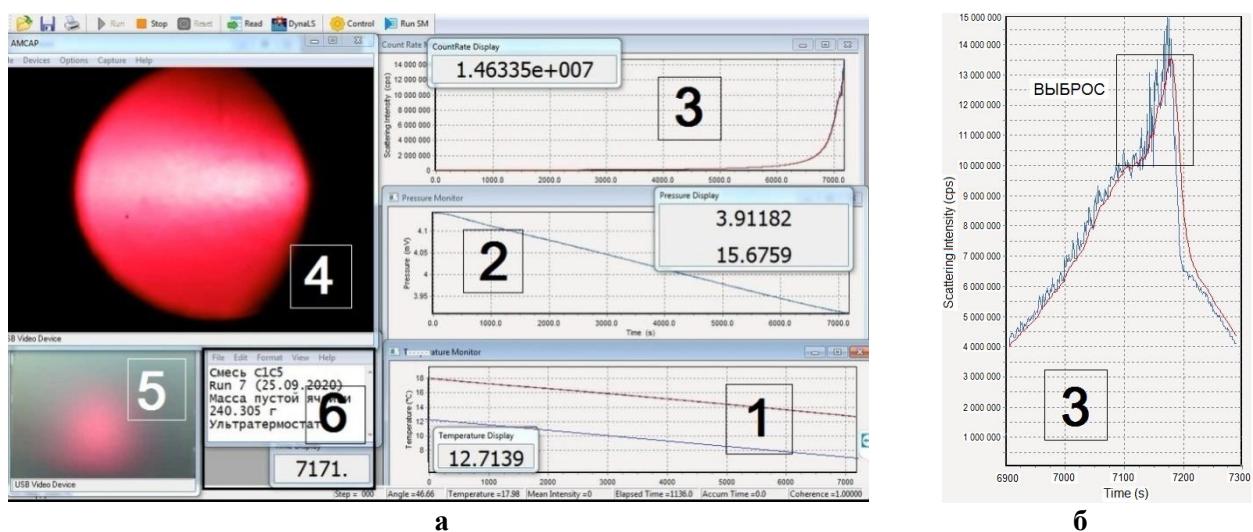
**б**

Встраивание датчика давления в ячейку потребовало доработки измерительной части установки и управляющей программы. В частности, в экранный интерфейс (рис. 3) последней было введено дополнительное окно (2), отображающее величину измеряемого давления.

Наличие штифтовой системы фиксации оптической ячейки в термостате и встроенного электрического разъема датчика давления позволяют оперативно извлекать ячейку для взвешивания и в том же положении устанавливать ее обратно. При этом малая масса ячейки, менее 250 г, при внутреннем объеме 3,15 см<sup>3</sup> позволяет пользоваться прецизионными аналитическими весами для определения плотности исследуемого образца. В нашем случае это были весы Sartorius BP 301S с верхним пределом измерений 303 г и разрешением 0,1 мг.



**Рис. 2.** Оптическая ячейка [5] с вваренным в ее донную часть датчиком давления: а – конструкция, б – внешний вид со стороны донной части, в – вид тензодатчика до интеграции в ячейку, г – вид сверху на открытый термостат с установленной в него оптической ячейкой (справа видна боковая видеокамера, сфокусированная в середину внутреннего объема ячейки)



**Рис. 3.** Пример изображения на экране компьютера, управляющего работой оптической установки  
а – в ходе измерений  
1 – временная зависимость температуры образца, °C; 2 – временная зависимость сигнала датчика давления, мВ и Мпа; 3 – временная зависимость интенсивности светорассеяния, cps; 4 – окно визуального контроля фазового состояния смеси в ячейке; 5 – изображение пятна на матовом стекле от прошедшего через образец лазерного луча; 6 – вспомогательное информационное окно с указанием времени с начала измерений, сек  
б – фрагмент временной зависимости интенсивности светорассеяния (3) на оклопротической изохоре № 7 смеси C1C5, демонстрирующий дополнительный выброс интенсивности светорассеяния, связанный с началом перехода смеси в двухфазное состояние

Доработанная оптическая установка позволяет измерять интенсивность ( $i$ ) рассеяния света исследуемым флюидом совместно с измерением давления ( $P$ ), плотности ( $\rho$ ) и температуры ( $T$ ) образца, т.е. проводить

комплекс  $P\rho Ti$  измерений, а с учетом наличия встроенных видеокамер, еще и осуществлять визуальный контроль за изменением фазового состояния исследуемого флюида и рассеивающей среды.

Соответственно, область возможного проведения оптических (*P<sub>p</sub>T<sub>i</sub>*) измерений оказывается значительно шире области критической опалесценции, на которую изначально был ориентирован предложенный в [1] инструментальный оптический метод.

### **Методика оптических (*P<sub>p</sub>T<sub>i</sub>*) измерений**

Оптические (*P<sub>p</sub>T<sub>i</sub>*) измерения проводятся с одной начальной заправкой оптической ячейки исследуемым образцом при его медленном охлаждении из области однофазного состояния на последовательности изохор, покрывающих область критической опалесценции [1]. За последнюю принимается область фазовой диаграммы смеси, в которой интенсивность светорассеяния на порядок и более превышает характерное (базовое) значение, фиксируемое вдали от критической точки. В свою очередь, за область околокритического состояния смеси принимается сама область КО.

В указанной области переходы смеси в двухфазное состояние отмечаются острыми (лямбда-образными) пиками интенсивности светорассеяния, являющимисяrudиментами основного (сингулярного) пика интенсивности светорассеяния на критической изохоре, пересекающей пограничную кривую в критической точке. Значения интенсивности в максимумах указанных пиков уменьшаются с удалением от критической точки. Соответственно, положение критической точки исследуемой смеси на экспериментально определенной пограничной кривой определяется абсолютным максимумом интенсивности критической опалесценции.

Оптические (*P<sub>p</sub>T<sub>i</sub>*) измерения выполняются с небольшим заходом в двухфазную область для более надежной идентификации перехода и более четкой

прорисовки пика интенсивности светорассеяния с целью более точного нахождения температуры перехода.

Перевод смеси, находящейся в ячейке, на изохору с меньшей плотностью осуществляется выпусканием из ячейки части исследуемого образца, контролируемым по показаниям датчика давления. Перед выпусканием смесь в ячейке переводится в однофазное состояние и хорошо перемешивается. Для более точного определения плотности исследуемой смеси и контроля отсутствия утечек, ячейка с образцом взвешивается дважды – до и после прогона смеси по соответствующей изохоре.

Помимо отдельно определяемой плотности смеси (своей для каждой проходящей изохоры), измеряемыми величинами являются температура, давление и интенсивность светорассеяния в условных единицах – числе счетов фотонов (рассеянного излучения, зарегистрированных фотоприемником) в секунду (cps = counts per second).

Измерения интенсивности светорассеяния проводятся лишь на тех изохорах, при пересечении которыми пограничной кривой в интенсивности светорассеяния выделяются острые (лямбда-образные) пики, свидетельствующие о нахождении смеси в околокритическом состоянии. Вне околокритической области эти пики вырождаются в слабые изломы, трудно определяемые при конечной точности измерения интенсивности рассеяния. Оптический метод теряет свои преимущества. Однако наличие измерителя давления и возможность визуального контроля изменения фазового состояния исследуемого образца позволяют существенно расширить возможности оптического (*P<sub>p</sub>T<sub>i</sub>*) метода в части нахождения пограничной кривой смеси в широкой области изменения термобарических параметров.

### **Бинарная смесь C1C5 (метан и н-пентан в равной весовой пропорции)**

Как и в работе [1], в качестве объекта для тестирования оптического метода изучения околокритического фазового поведения УВ смеси была выбрана бинарная смесь C1C5. Критические параметры указанной смеси были заявлены в работе Б. Сейджа и др. [6] на основе результатов PVT исследований ряда других смесей метан–н-пентан с большим содержанием н-пентана [6]. Выбор авторами смеси C1C5 обусловлен тем, что приведенная Сейджем и др. экспериментальная оценка значения критической температуры смеси 314К и ее расчетные значения, полученные с использованием пакетов инженерных термодинамических расчетов REFPROP 9.1 и PVTSim (PR78) – 317K и 308K соответственно, представлялись чрезвычайно удобными для тестовых экспериментальных исследований околокритического состояния смеси. Указанная смесь была предварительно исследована авторами оптическим и калориметрическим методами в работе [1] в рамках презентации потенциальных возможностей разработанного оптического метода. При этом полученные экспериментальные значения критической температуры смеси оказались значительно ниже, чем значение, приведенное Б. Сейджем и др. [6], и значения, рассчитанные средствами математического моделирования. Последнее обусловило необходимость заново приготовить смесь C1C5 и провести повторное оптическое, теперь (P<sub>P</sub>T<sub>i</sub>), исследование ее околокритического состояния с целью не только провести более полное сравнение с полученными ранее результатами калориметрических измерений, но и сравнить весь набор экспериментально

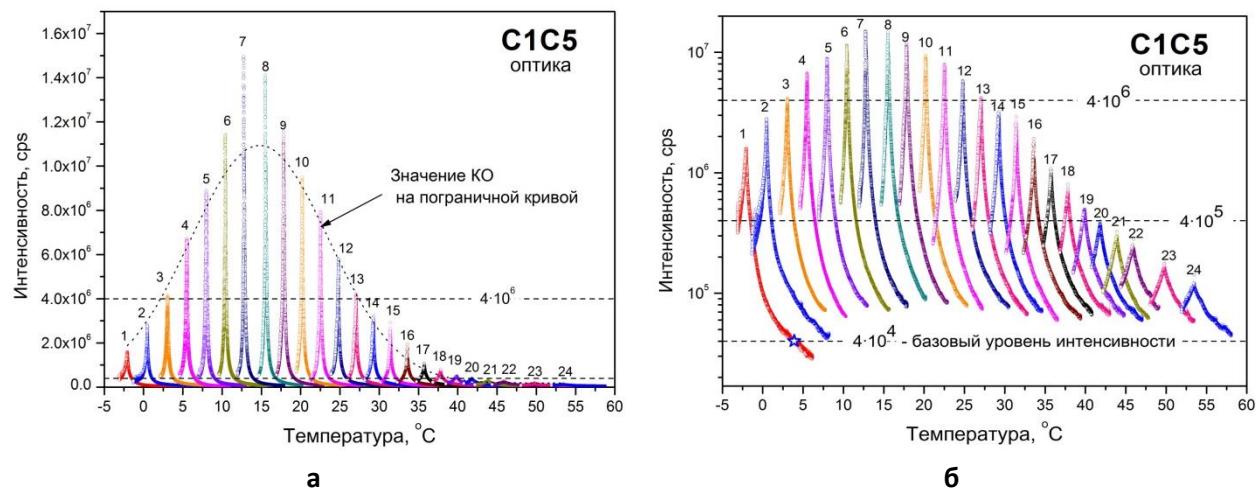
получаемых критических параметров смеси с результатами работы [6].

В данной работе изучение фазового поведения УВ смеси C1C5 оптическим (P<sub>P</sub>T<sub>i</sub>) методом проведено на 50-ти изохорах в интервале температур от –5 до 110 °C, в том же интервале, где были получены результаты калориметрических измерений, представленные в работе [1]. При этом только первые 24 изохоры можно отнести к околокритическим, пересекающим пограничную кривую, когда исследуемая смесь находится в околокритическом состоянии.

### **Результаты оптических (P<sub>P</sub>T<sub>i</sub>) измерений в околокритической области**

Оптические (P<sub>P</sub>T<sub>i</sub>) измерения на первых 24 пройденных изохорах смеси C1C5 проводились в интервале плотностей  $\rho$  от 0,337 до 0,235 г/см<sup>3</sup> и температур Т от –3 до 59 °C. В исследованную область фазовой диаграммы смеси вошел участок пограничной кривой смеси с критической точкой и криконденбаром, а также прилегающая к нему область предпереходного околокритического состояния.

Измерения проводились по изложенной выше методике со скоростью охлаждения смеси 3 град/час. При этом переход смеси в двухфазное состояние отмечался острым (лямбда-образным) пиком интенсивности светорассеяния со значением в максимуме, достигавшим для некоторых изохор двух и более порядков величины интенсивности вдали от критической точки (рис. 4). Температуры, соответствующие максимумам указанных острых пиков, приняты за температуры переходов смеси из однофазного в двухфазное состояние (пересечения пограничной кривой).

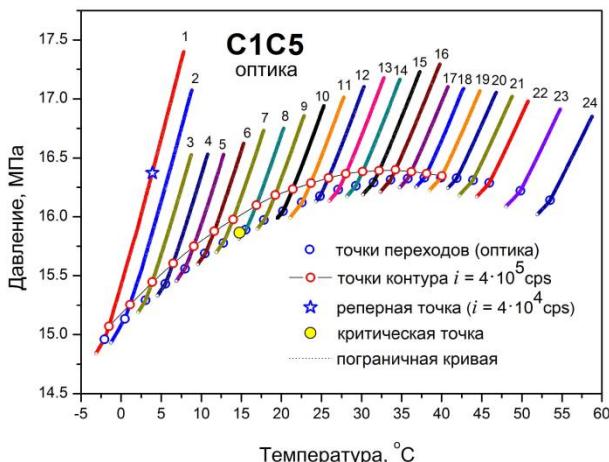


**Рис. 4.** Температурные зависимости интенсивности светорассеяния на первых 24 пройденных изохорах смеси C1C5: **а** – в линейном, **б** – в логарифмическом масштабах; номера пиков соответствуют номерам изохор в порядке их прохождения (уменьшения плотности смеси)

Значение интенсивности светорассеяния на первой изохоре  $i_0 = 4 \cdot 10^4$  cps, измеренное за 5,9 градуса до точки перехода, принято за базовое, соответствующее для данной серии измерений интенсивности светорассеяния вдали от критической точки (см. рис. 4б). При этом уровни  $i_1 = 4 \cdot 10^5$  cps и  $i_2 = 4 \cdot 10^6$  cps соответствуют значениям интенсивности светорассеяния, на один и два порядка превышающим принятые базовые значения. Значение интенсивности, на порядок превышающее базовое ( $4 \cdot 10^5$  cps) принято за границу области критической опалесценции, выступающей также границей предпереходной околокритической области.

Изломы изохор, представленных на рис. 5, соответствуют переходам смеси в двухфазное состояние. Температурные позиции изломов согласуются с позициями максимумов острых пиков интенсивности светорассеяния, представленных на рис. 4. При этом

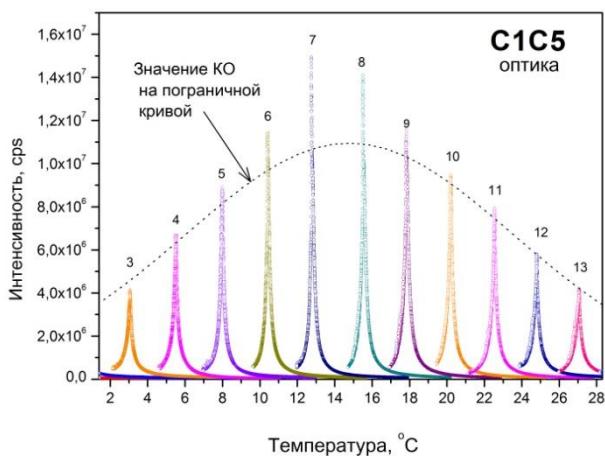
точность определения температур переходов по оптическим данным несоизмеримо выше, чем по изломам изохор, особенно в окрестности критической точки, где изохоры сильно изгибаются, а их изломы становятся исчезающе малыми. Точки переходов, приведенные на рис. 5, определены по температурным позициям максимумов острых пиков интенсивности светорассеяния. Изохоры на рис. 5 пронумерованы в порядке их прохождения. Пунктиром показана пограничная кривая смеси, полученная методом интерполяции по указанным точкам. Здесь же приведены точки контура равной интенсивности светорассеяния ( $i_1 = 4 \cdot 10^5$  cps), выступающего границей околокритической области. Значения плотности, температуры и давления в экспериментально определенных точках пограничной кривой смеси и на контурах равной интенсивности, выступающих границами околокритической и критической областей, приведены в табл. П1 в Приложении.



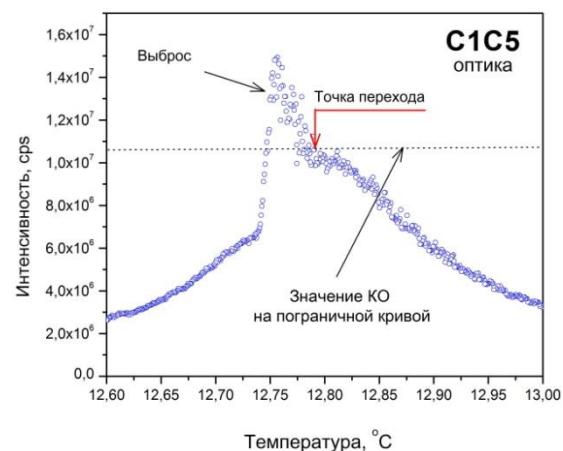
**Рис. 5.** Температурные зависимости давления на первых 24 пройденных изохорах смеси C1C5 с указанием точек пересечения пограничной кривой и границы окологранической области, определенных оптическим способом

Критическая температура и, соответственно, критическая точка на экспериментально определенной пограничной кривой смеси, определяется по абсолютному максимуму интенсивности критической опалесценции [1]. На рис. 6а приведены пики интенсивности светорассеяния на изохорах № 3–13 с наибольшими значениями интенсивности на пограничной кривой среди всех пройденных изохор. Из данного рисунка следует, что изохоры № 7 и № 8 наиболее близки к действительной критической изохоре смеси. На рис. 6б в увеличенном масштабе приведен

пик интенсивности светорассеяния на изохоре № 7. Видно, что указанный пик явно обладает «тонкой» структурой. А именно, с приближением сверху к пограничной кривой интенсивность светорассеяния на указанной изохоре сначала достигает некоторого максимального (предельного для однофазного состояния на данной изохоре) значения, после чего следует резкий (взрывной) выброс интенсивности, связанный с появлением дополнительного рассеяния на неоднородностях, обусловленных началом перехода смеси в двухфазное состояние.



**Рис. 6а.** Температурные зависимости интенсивности светорассеяния на окологранических изохорах № 3–13

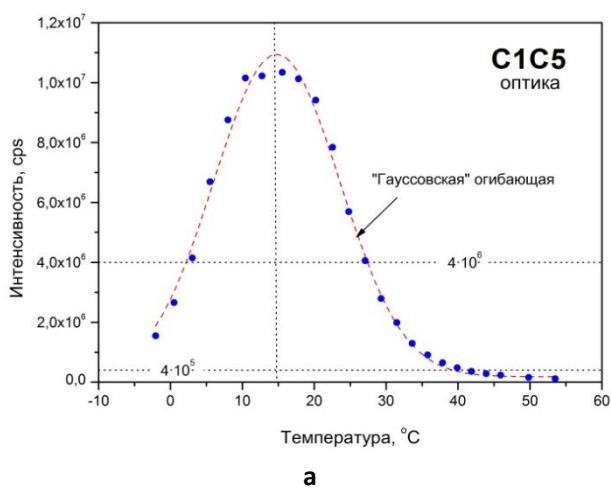


**Рис. 6б.** Тонкая структура пика интенсивности светорассеяния на изохоре № 7

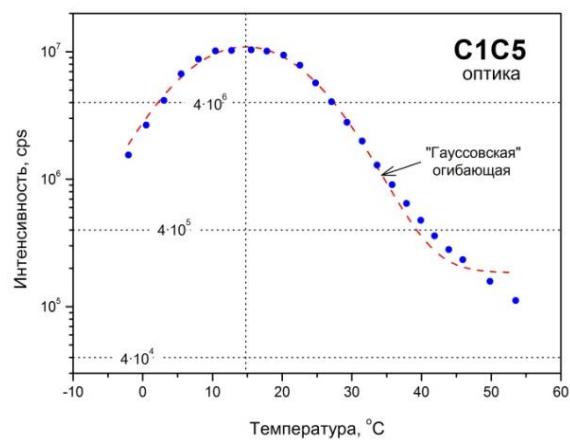
Момент выброса интенсивности хорошо фиксируется обеими видеокамерами (см. рис. 3). Так, изображение, даваемое боковой камерой (окно 4), представляет собой «туман» или «сияние» всего поля зрения. При этом изображение лазерного луча в образце частично или полностью исчезает. В свою очередь, задняя видеокамера (окно 5) фиксирует практически полное исчезновение проходящего через образец лазерного луча. Указанное «промежуточное» максимальное значение интенсивности светорассеяния со стороны области однофазного состояния принимается авторами за действительное значение

интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой смеси.

На рис. 7 приведены значения интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой для всех пройденных изохор смеси C1C5. Обработка указанных значений на подходящую колоколообразную (гауссовскую) зависимость дает наиболее вероятное значение критической температуры смеси  $14,78 (\pm 0,15) ^\circ\text{C}$ , определенное как значение температуры в максимуме указанной («гауссовой») огибающей. Значения интенсивностей, представленные на рис. 7, приведены в табл. П1 в Приложении.



а



б

**Рис. 7.** Значения интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой смеси C1C5 для изохор № 2–16: **а** – в линейном, **б** – в логарифмическом масштабах

Заметим, что «гауссовская» огибающая значений интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой смеси формируется в широком температурном интервале на двух декадах изменения значений интенсивности (см. рис. 7б), а потому ее параметры, включая позицию максимума, определяющую значение критической температуры, слабо зависят от «регулярной» части – базового значения интенсивности светорассеяния вдали от критической точки. При этом то, что позиция максимума «гауссовой» огибающей

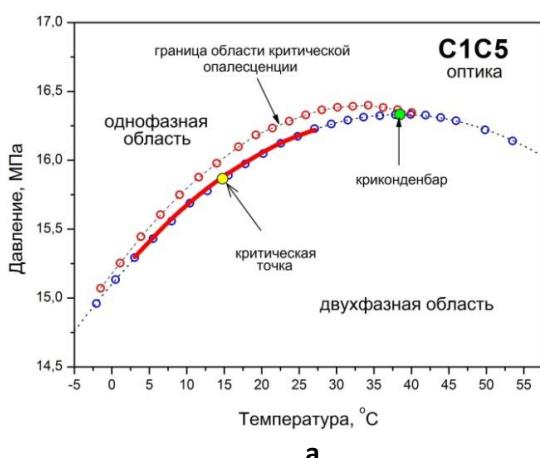
значений интенсивности КО на пограничной кривой близка к позиции абсолютного максимума измеряемой интенсивности светорассеяния (с учетом выбросов) свидетельствует о том, что утверждение флюктуационной теории о выделенности критической точки на пограничной кривой абсолютным максимумом интенсивности критической опалесценции, возможно, остается в силе и с учетом вклада дополнительного (не рэлеевского) рассеяния света, обусловленного началом распада однородного состояния смеси.

Из рис. 7б, так же, как и из рис. 4б, следует, что температурная ширина предпереходной околокритической области вдоль пограничной кривой, в которой интенсивность светорассеяния на порядок и более превышает базовое (регулярное) значение вдали от критической точки, составляет величину около 50 градусов, тогда как температурная ширина «критической» области, где превышение составляет два порядка и более, – величину около 25 градусов, что на два порядка превышает погрешность определенного выше значения критической температуры смеси. В свою очередь, разность давлений в 0,2 МПа на границе околокритической области и на пограничной кривой для околокритических изохор № 7 и № 8 задает характерную ширину предпереходной околокритической области смеси по давлению (см. рис. 5). Наконец, разность давлений в 0,03 МПа на границе критической

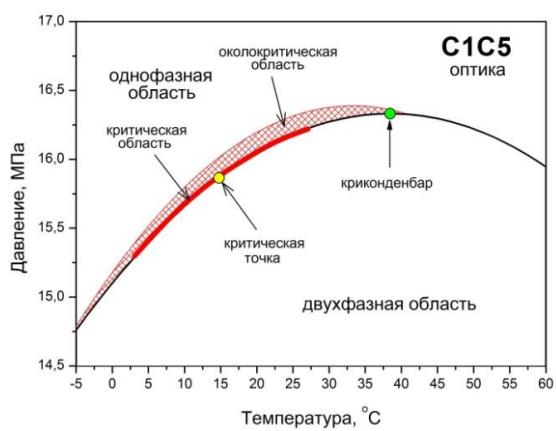
области и пограничной кривой для указанных изохор задает аналогичную величину для критической области (см. табл. П1 в Приложении).

Заметим, что в целях унификации за базовое значение интенсивности светорассеяния вдали от критической точки может приниматься значение интенсивности на критической (или близкой к ней) изохоре за 5–10 градусов до пересечения пограничной кривой.

На рис. 8 представлена фазовая диаграмма смеси C1C5 в переменных температура–давление, построенная по результатам оптических (РрTi) измерений на изохорах № 1–24. На рис. 8а фазовая диаграмма представлена наборами экспериментальных точек для пограничной кривой и границ предпереходных околокритической и критической областей с параметрами, приведенными в табл. П1 в Приложении.



а



б

**Рис. 8. Фазовая диаграмма смеси C1C5 в околокритической области:**

**а** – представленная экспериментальными точками (Приложение, табл. П1), **б** – в схематичном виде, после аппроксимации соответствующих наборов экспериментальных точек полиномиальными зависимостями

На рис. 8б та же фазовая диаграмма смеси представлена в схематичном виде после аппроксимации соответствующих наборов экспериментальных точек простейшими (квадратичными) полиномиальными зависимостями. Красным цветом со штриховой линией на рис. 8б выделена предпереходная

околокритическая область, определенная как область инструментально фиксируемой критической опалесценции. Сплошным красным цветом показана критическая область, где интенсивность светорассеяния на два порядка и более превышает значение вдали от критической точки.

На практике выделение околокритической и критической областей УВ смеси имеет важное значение для планирования технологических режимов разработки залежей УВ сырья, находящихся в переходной зоне между летучей нефтью и ретроградным газоконденсатом, т.е. при пластовой температуре, близкой к критической. Надежное установление пограничной кривой, критических параметров и границ областей околокритического и критического состояний по температуре и давлению является одним из требований к современным экспериментальным методам изучения околокритического состояния УВ смесей.

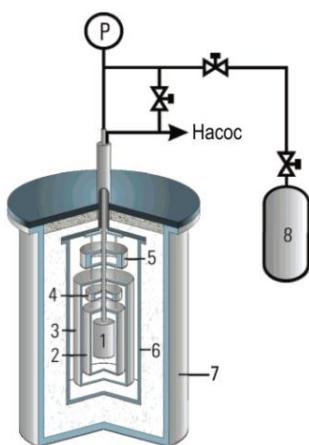
Проведенный ( $P_Ti$ ) анализ касался возможностей оптического способа изучения околокритического состояния УВ смеси C1C5, характерным признаком которого является наличие критической опалесценции и, в частности, острых пиков интенсивности светорассеяния на пограничной кривой. При плотности смеси  $\rho$  менее  $0,235 \text{ г/см}^3$ , интенсивность светорассеяния сильно уменьшается и, в пределах погрешности оптических измерений, пики интенсивности

на пограничной кривой не выделяются. При этом наличие измерителя давления и возможность визуального контроля изменения фазового состояния смеси в ячейке позволяют и далее (при меньших плотностях) фиксировать переход смеси в двухфазное состояние.

Для удобства проведения сравнительной оценки эффективности оптического и калориметрического методов изучения околокритического состояния УВ смеси сразу же переходим к описанию метода, условий проведения и результатов калориметрического изучения фазового поведения смеси C1C5, кратко изложенных в работе [1].

#### Адиабатический калориметр. Метод термограмм

Калориметрическое изучение фазового поведения смеси C1C5 проводилось на адиабатическом калориметре ИПНГ РАН, схема и внешний вид которого показаны на рис. 9. Конструкция калориметрических измерений подробно рассмотрены в работе [7].



а



б

Рис. 9. Адиабатический калориметр

а – принципиальная схема конструкции: 1 – экспериментальная ячейка, 2, 3 – медные экраны для предотвращения потерь за счет теплового излучения, 4, 5 – медные кольца для предотвращения утечки тепла через провода и соединительный капилляр, 6 – вакуумная рубашка, 7 – цилиндрический сосуд Дьюара с жидким азотом, 8 – баллон высокого давления с исследуемым образцом

б – процесс заливки жидкого азота в установку

Калориметрические измерения проводились методом термограмм, часто называемым сканирующим режимом, нагреванием смеси из области двухфазного состояния со скоростью 1–1,5 град/час с перемешиванием образца. Достоинством метода является то, что он позволяет получать непрерывные зависимости давления и теплоемкости смеси от температуры, что удобно, в частности, для выделения узких температурных аномалий указанных величин, обусловленных изменением фазового состояния смеси. Измеряемыми величинами, помимо косвенно определяемой плотности исследуемого образца (см. ниже) и непрерывно меняющейся температуры, являлись давление в образце и количество подводимого в калориметрическую ячейку тепла. Температурные производные указанных величин – изохорный температурный коэффициент давления  $(\partial P/\partial T)_V$  и изохорная теплоемкость смеси  $C_V$  определялись в результате математической обработки полученных данных. Измерение температуры ячейки осуществлялось платиновым термометром сопротивления уровня точности, близкого к эталонному. Рабочие режимы установки обеспечивались многоканальной прецизионной цифровой контрольно-измерительной системой «Аксамит 6».

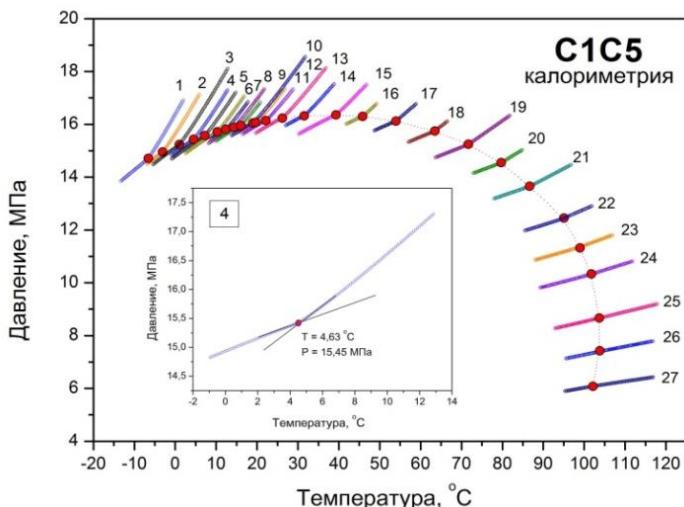
Следствием сложности внутреннего устройства адиабатического калориметра является то, что калориметрическая ячейка жестко встроена в конструкцию установки. Это делает невозможным прямое определение плотности исследуемого образца простым взвешиванием ячейки с образцом на аналитических весах, как это делается в оптическом методе (см. выше). При объеме калориметрической ячейки около 15 см<sup>3</sup>, плотность исследуемого образца рассчитывается по разности начальной массы загруженной в калориметр

смеси и суммарной массы смеси, отобрannой в приемный пробоотборник при последовательных переводах смеси с пройденной изохоры на изохору с меньшей плотностью.

### **Результаты калориметрического изучения фазового поведения смеси C1C5**

Калориметрические измерения проводились по вышеизложенной методике на последовательности из 27 изохор в интервале плотностей  $\rho$  от 0,346 до 0,071 г/см<sup>3</sup> и температур  $T$  от –20 до 120 °C. Измерения покрыли область фазовой диаграммы смеси, в которую вошел участок пограничной кривой со всеми особыми точками – критической точкой (КТ), криконденбаром (ККБ) и крикондентермом (ККТ) – и прилегающая к нему околокритическая область, определяемая как область аномалий изохорного температурного коэффициента давления  $(\partial P/\partial T)_V$  и изохорной теплоемкости смеси  $C_V$ , являющихся температурными производными основных измеряемых термодинамических величин смеси.

На рис. 10 в переменных «температура–давление» представлен весь набор пройденных изохор смеси C1C5. Номера изохор соответствуют последовательности их прохождения (уменьшения плотности смеси). Точки пересечения пограничной кривой определены по позициям изломов изохор (скаков температурного коэффициента давления  $(\partial P/\partial T)_V$ ), а в окрестности крикондентерма, где изломы изохор на пограничной кривой становятся исчезающе малыми, – по скачкам изохорной теплоемкости  $C_V$  [7]. Значения плотности, температуры и давления в определенных калориметрическим способом точках пограничной кривой смеси C1C5 приведены в табл. П2 в Приложении.



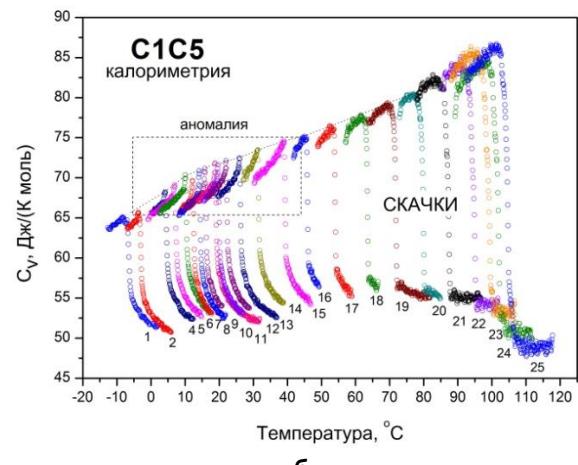
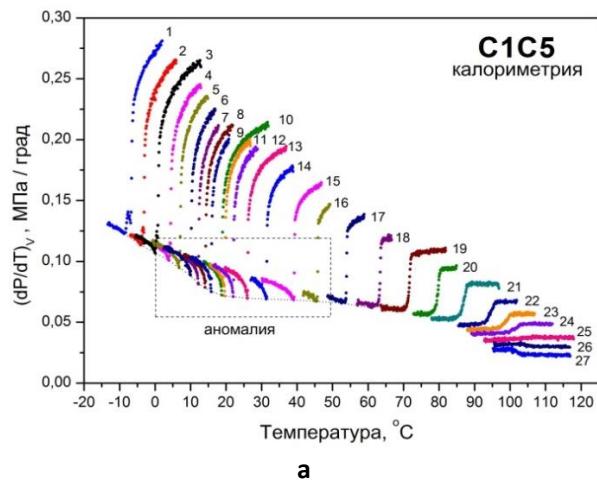
..... – пограничная кривая смеси  
C1C5 в переменных температура–  
давление

На вставке:  
на примере изохоры № 4  
( $\rho = 0,327 \text{ г}/\text{см}^3$ )  
проиллюстрировано  
нахождение точки пограничной  
кривой по излому температурной  
зависимости давления

**Рис. 10.** Температурные зависимости давления на пройденных изохорах и пограничная кривая смеси C1C5 в переменных температура–давление по результатам калориметрических измерений

На температурных зависимостях производной  $(\partial P/\partial T)_V$  и теплоемкости  $C_V$  смеси C1C5 в окрестности точек перехода из двухфазного в однофазное состояние явно выделяются участки аномалий указанных величин со стороны как однофазной, так и двухфазной областей (рис. 11). Хотя аномалии со стороны однофазной (высокотемпературной) области выглядят более яркими, их явное выделение более проблематично, поскольку в окрестности точек переходов, в отличие от аномалий со стороны двухфазной области, их трудно отделить от размытых

скачков соответствующих величин. Известно, что в окрестности критической точки аномалии производной  $(\partial P/\partial T)_V$  и теплоемкости  $C_V$  линейно связаны [8]. Это означает, что для выделения области аномалий, т.е. области околокритического состояния смеси, достаточно ограничиться нахождением области аномалий одной из указанных величин, наиболее хорошо определенной. Из сравнения аномалий на рис. 11а и рис. 11б очевидно, что в данном случае такой величиной является производная  $(\partial P/\partial T)_V$  со стороны области двухфазного состояния.

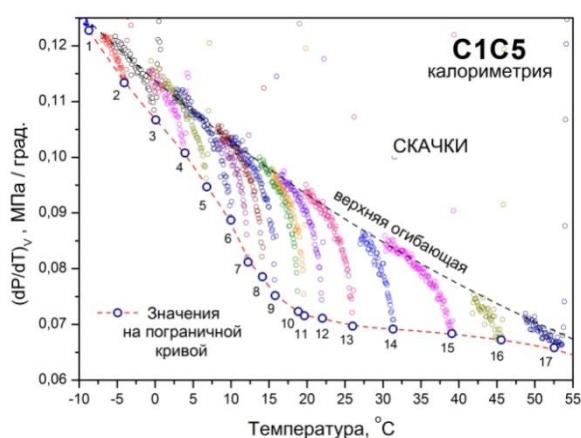


**Рис. 11.** Температурные зависимости смеси C1C5 для всех пройденных изохор:  
**а** – изохорного температурного коэффициента давления  $(\partial P/\partial T)_V$ , **б** – изохорной теплоемкости  $C_V$  (б);  
на графиках выделены участки аномалий указанных величин со стороны области двухфазного состояния

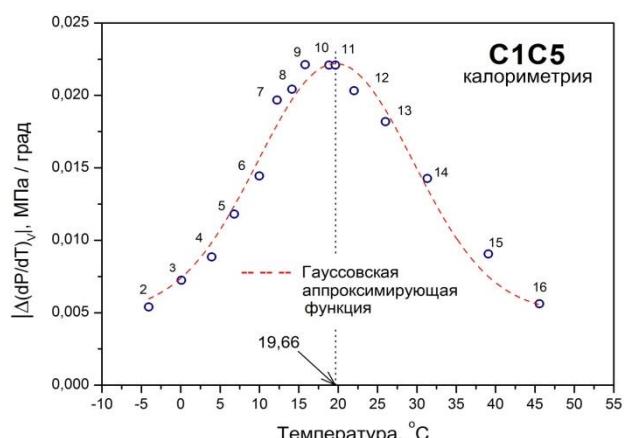
С учетом сказанного, положение критической точки на пограничной кривой смеси естественно определять по максимуму абсолютного значения аномалии производной  $(\partial P/\partial T)_v$ . Заметим, однако, что строгое выделение аномалий производных  $(\partial P/\partial T)_v$  в околоскритической области предполагает также нахождение соответствующих «регулярных» частей указанных величин (разных для разных изохор), что возможно лишь по результатам обработки данных калориметрических измерений на больших температурных интервалах. Последнее является трудоемкой и вряд ли оправданной задачей, требующей в любом случае привлечения модели околоскритического поведения смеси, подобно тому, как это сделано в работе [9]. Для грубой количественной оценки отсчет величин аномалий производной  $(\partial P/\partial T)_v$  на пограничной кривой можно вести относительно верхней огибающей семейства кривых  $(\partial P/\partial T)_v$  со стороны области двухфазного состояния (рис. 12).

На рис. 13 приведены абсолютные значения величин аномалий температурного коэффициента давления на пограничной кривой со стороны области двухфазного

состояния,  $|\Delta(\partial P/\partial T)_v|$ , определенные, как описано выше. Аппроксимация указанных значений стандартной колоколообразной (гауссовской) зависимостью дает наиболее вероятное значение критической температуры смеси  $19,7^{\circ}\text{C}$ , определяемое как значение в максимуме указанной аппроксимационной зависимости. Заметим, что поскольку величины аномалий производной  $(\partial P/\partial T)_v$  в любом случае не превышают 25% от значений последних на пограничной кривой (против двух порядков величин аномалий критической опалесценции в оптике, см. выше), эта оценка чрезвычайно чувствительна к выбору «регулярной» части температурной зависимости производной  $(\partial P/\partial T)_v$  и к виду аппроксимирующей функции. Как следствие, это не позволяет считать полученное значение критической температуры заметно отличным от значения  $16,95^{\circ}\text{C}$ , полученного авторами, при тех же экспериментальных данных [1], когда использовался другой вид (cusp) аппроксимирующей функции. Разницу в  $3^{\circ}\text{C}$  можно принять в качестве оценки точности определения критической температуры смеси изложенным калориметрическим способом.



**Рис. 12.** Участок аномалий производной  $(\partial P/\partial T)_v$  вблизи пограничной кривой со стороны области двухфазного состояния



**Рис. 13.** Абсолютные значения аномалий производной  $(\partial P/\partial T)_v$  на пограничной кривой, отсчитанные относительно верхней огибающей семейства кривых  $(\partial P/\partial T)_v$  со стороны области двухфазного состояния

Из рис. 11–13 также следует, что температурная ширина области аномалий значений производной  $(\partial P/\partial T)_V$  (и теплоемкости  $C_V$ ) вдоль пограничной кривой составляет 50–60 °С, что согласуется с характерной температурной шириной предпереходной околокритической области, определенной оптическим (РрТи) методом. В свою очередь, из рис. 12 следует, что характерная ширина области аномалий значений производной  $(\partial P/\partial T)_V$  (и теплоемкости  $C_V$ ) по давлению вблизи критической точки не превышает 0,3–0,5 МПа, что также согласуется с результатами оптических (РрТи) измерений.

Таким образом, надежное выделение области околокритического состояния и нахождение критических параметров даже простейшей модельной (бинарной) УВ смеси калориметрическим способом оказывается весьма проблематичным по причине чрезвычайной слабости соответствующих аномалий (сравним рис. 4 и рис. 11) и необходимости привлечения для их выделения неуниверсальных «регулярных» частей, подлежащих отдельному определению. В оптическом методе, где аномалия критической опалесценции может превышать значение «регулярной» части (значения интенсивности вдали от критической точки) на два порядка и более, указанные задачи легко решаются совместно с нахождением пограничной кривой.

#### **Оптические (РрТи) измерения вне области критической опалесценции. Сравнение результатов оптических и калориметрических измерений**

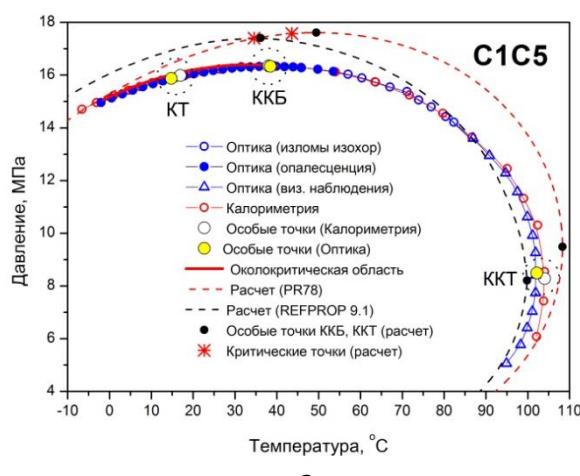
Измерение давления и видеоконтроль изменения фазового состояния смеси в ячейке позволяют при оптических (РрТи) измерениях проводить фиксацию перехода смеси в двухфазное состояние и вне

околокритической области, правда, с гораздо меньшей точностью. С удалением от критической точки, происходящем с уменьшением плотности исследуемой смеси, после исчезновения острых (лямбда-образных) пиков интенсивности светорассеяния на пограничной кривой оптические (РрТи) измерения были продолжены без измерения интенсивности светорассеяния. При этом точки пересечения пограничной кривой на изохорах № 25–37 определялись как в калориметрии – по изломам изохор, а на изохорах № 38–50, пересекающих пограничную кривую вблизи крикондентерма, – визуально, по кратковременному увеличению резкости изображения проходящего через образец лазерного луча за счет спонтанного рождения в его объеме мельчайших (не видимых глазом) капель конденсата. Соответствующие параметры точек пограничной кривой смеси С1С5 вне околокритической области приведены в табл. П3 в Приложении.

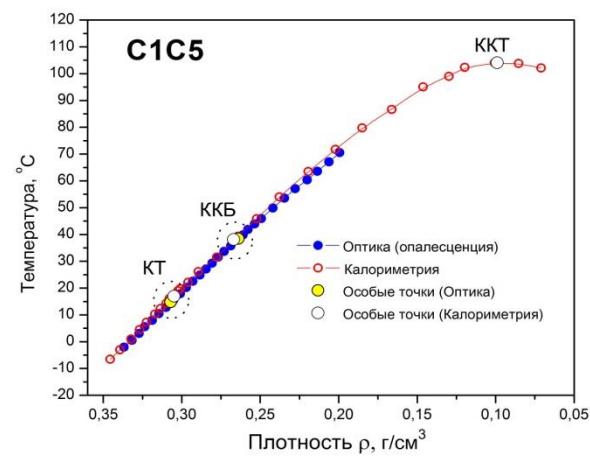
На рис. 14а приведены пограничные кривые смеси С1С5 в переменных температура–давление, построенные по результатам оптических (РрТи) и калориметрических измерений. Здесь же, для сравнения, приведены пограничные кривые смеси, полученные по результатам математического моделирования в пакетах REFPROP 9.1 и PVTsim (PR78). Наблюдается практически полное совпадение пограничных кривых смеси, полученных разными экспериментальными методами: оптическим – охлаждением смеси из области однофазного состояния со скоростью 3 град/час без перемешивания образца – и калориметрическим – нагреванием смеси из области двухфазного состояния со скоростью 1–1,5 град/час с перемешиванием.

Отмечаемое небольшое расхождение экспериментально определенных пограничных кривых смеси в окрестности криконтентерма связано, возможно, с температурным гистерезисом (переохлаждением) при переходах из однофазного в двухфазное состояние вдали от критической точки без перемешивания образца, как это имеет место при оптических измерениях. Хотя определенные разными экспериментальными способами критические точки смеси несколько различаются, они лежат на одной пограничной кривой, что свидетельствует о достаточно высокой погрешности определения, как минимум, одной из них. Кроме того, необходимо учитывать возможное небольшое различие в составах смеси C1C5, исследованной оптическим и калориметрическим способами в разное время.

Наконец, на рис. 14б приведены пограничные кривые смеси C1C5 в переменных температура–плотность, построенные по результатам оптических (Р<sub>pt</sub>T<sub>i</sub>) и калориметрических [1] измерений с указанием экспериментально определенных особых точек (определение плотности смеси при оптических измерениях было ограничено изохорами № 1–29). Вновь, как и в переменных температура–давление, наблюдается практически полное совпадение пограничных кривых, определенных разными экспериментальными способами. Нарастающее с увеличением числа измерений отставание по плотности калориметрических данных от оптических, может быть связано с систематической потерей малых объемов образца при сложной процедуре косвенного определения плотности исследуемой смеси при калориметрических измерениях.



а



б

**Рис. 14. Пограничные кривые смеси C1C5 построенные по результатам оптических (Р<sub>pt</sub>T<sub>i</sub>) и калориметрических измерений:**  
а – в переменных температура–давление, б – температура–плотность

Сравнение оптических и калориметрических данных показывает, особенно в свете яркой аномалии критической опалесценции в окрестности критической точки смеси, что

оптический метод обеспечивает более высокую точность выделения области околокритического состояния, нахождения в ней пограничной кривой и определения положения критической точки.

Показательным является то, что калориметрический метод не в состоянии выделить предпереходную критическую область, определяемую оптическим методом как область, где интенсивность светорассеяния на два порядка и более превышает значение вдали от критической точки. Вместе с тем, ограниченность обсуждаемого оптического ( $P_{\text{PTi}}$ ) метода предпереходной околокритической областью означает, что адиабатическая калориметрия как метод изучения фазового поведения УВ смесей, по-прежнему остается незаменимой при построении их фазовых диаграмм в широкой области изменения термобарических параметров, особенно, в области низких температур.

#### **Сравнение полученных результатов с литературными данными и результатами математического моделирования**

Простота состава, доступность компонентов, возможность быстрого приготовления и наличие на фазовой диаграмме смеси всех трех особых точек пограничной кривой при умеренных

значениях термобарических параметров (0–100 °C, 5–20 МПа), делают смесь C1C5 примером простейшей «эталонной» газоконденсатной системы, пригодной как для тестирования различных экспериментальных установок и методик соответствующих термодинамических измерений, так и для теоретического анализа особенностей фазового поведения бинарных УВ смесей в окрестности особых точек пограничной кривой и математического моделирования. В то же время, сравнение полученных авторами значений параметров особых точек пограничной кривой смеси C1C5 с имеющимися литературными данными [6, 10] и значениями, рассчитываемыми современными средствами математического моделирования, выявили их явное несоответствие друг другу. Наблюдается чрезвычайно большое различие в значениях параметров как критической точки, так и криконденбара, недопустимое для столь простой (простейшей) бинарной УВ смеси (табл. 1). В частности, значения критической температуры смеси различаются более чем на 20 градусов.

Таблица 1

**Параметры особых точек пограничной кривой смеси C1C5, определенные оптическим ( $P_{\text{PTi}}$ ), калориметрическим [1] и PVT [6, 10] методами вместе со значениями, рассчитываемыми средствами математического моделирования**

Параметры	Методы и способы определения параметров особых точек					
	Оптика ( $P_{\text{PTi}}$ )	Калориметрия	По B. Sage, 1942	По B. Sage, 1970*	REFPROP 9.1	PVTsim (PR78)
$T_{\text{кт}}, ^\circ\text{C}$	14,78	16,95	41,11	38,55	43,59	34,59
$P_{\text{кт}}, \text{МПа}$	15,87	15,99	16,86	16,82	17,58	17,40
$\rho_{\text{кт}}, \text{г}/\text{см}^3$	0,307	0,305	0,265	0,265	0,272	0,280
$T_{\text{KKB}}, ^\circ\text{C}$	38,46	38,08	–	21,55	49,47	36,12
$P_{\text{KKB}}, \text{МПа}$	16,33	16,35	–	16,92	17,61	17,41
$\rho_{\text{KKB}}, \text{МПа}$	0,264	0,267	–	–	0,262	–
$T_{\text{KKT}}, ^\circ\text{C}$	102,19	104,04	98,83	98,35	108,30	99,83
$P_{\text{KKT}}, \text{МПа}$	8,49	8,28	7,94	7,90	9,49	8,209
$\rho_{\text{KKT}}, \text{МПа}$	–	0,099	0,081	–	0,094	–

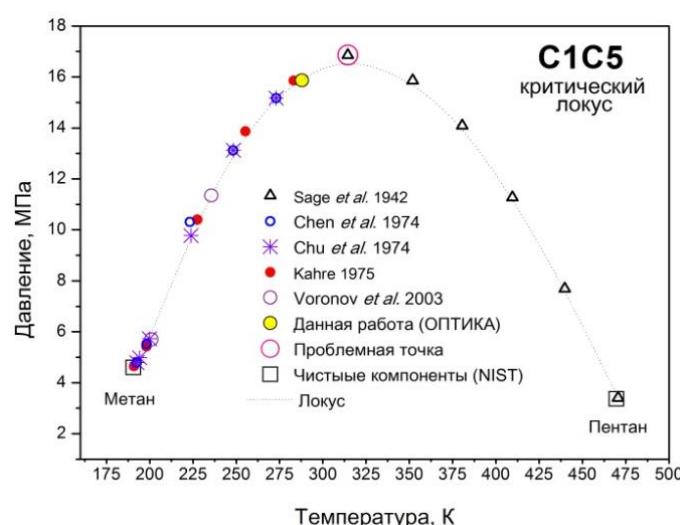
\*Пересмотренные данные работы [6]

На основе анализа имеющегося литературного материала авторам представляется, что в работе [6] за параметры критической точки смеси C1C5 были ошибочно приняты параметры криконденбара, которые в указанной работе не конкретизировались. На это указывает удивительное совпадение, с точностью дооборот, значений критических параметров и параметров криконденбара, определенных оптическим (P<sub>p</sub>T<sub>i</sub>) и калориметрическим [1] способами с одной стороны, и заявленными Б. Сейджем и др. [6] – с другой (см. табл. 1). В более поздней работе В. Берри и Б. Сейджа [10], где пересматривались результаты, полученные ранее в работе [6], заявленная температура криконденбара оказалась на 20 °С ниже критической, что вообще меняет тип фазовой диаграммы смеси с первого на второй (по Куенену), и противоречит не только экспериментальным данным авторов, но и результатам математического моделирования (см. табл. 1). Все это тем более удивительно, поскольку параметры крикондентерма, как экспериментально определенные авторами,

так и заявленные Б. Сейджем и др. [6], а также полученные средствами математического моделирования, во всех случаях оказались близкими (см. табл. 1). Все это ставит под вопрос не только результаты Б. Сейджа и др. [6] по критическим параметрам системы метан–н-пентан, но и надежность результатов математического моделирования ее фазового поведения.

В указанной ситуации естественным представляется проверить соответствие найденных авторами статьи критических параметров смеси C1C5 критическому локусу системы метан–н-пентан, аккумулирующему результаты большого числа экспериментальных исследований, проведенных разными авторами, разными методами, на разных установках и при разных пропорциях компонентов.

На рис. 15 представлен критический локус бинарной системы метан–н-пентан в переменных температура–давление, построенный по результатам PVT [6, 11–13], калориметрических [9] и проведенных авторами оптических (P<sub>p</sub>T<sub>i</sub>) измерений.



**Рис. 15.** Критический локус бинарной системы метан–н-пентан в переменных температура–давление, включающий все имеющиеся на сегодняшний день экспериментальные данные

Критические параметры чистых компонентов (метана и н-пентана), на которые опирается локус, взяты из базы данных Национального института стандартов США (NIST) [14]. Большим кружком обведена точка с критическими параметрами, заявленными Б. Сейджем и др. [6] для смеси C1C5. Согласно рисунку, указанная точка представляется как точка с максимальным значением давления на критическом локусе. Однако если это так, она же должна быть одновременно и криконденбаром смеси C1C5, что явно противоречит результатам более поздней работы В. Берри и Б. Сейджа [10].

Все это означает, что данные Б. Сейджа и др. [6] по смеси C1C5, считающиеся классическими, должны быть перепроверены. Корректные данные по критическим параметрам бинарной смеси метан–н-пентан важны по причине того, что они используются при настройке параметров математических моделей фазового поведения многокомпонентных УВ смесей [15].

*Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ), грант № 20-08-01188 А.*

### Литература

1. Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э. и др. Оптический метод изучения фазового поведения окологранических углеводородных флюидов // Вестник газовой науки. 2018. № 5(37). С. 201–211. <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-5-37-2018-201-211.pdf>
2. Анисимов М.А. Критические явления в жидкостях и жидких кристаллах. М.: Наука, 1987. 272 с.
3. Фабелинский И.Л. Молекулярное рассеяние света. М.: Высшая школа, 1965. 512 с.
4. Giglio M., Vendramini A. Light scattering from a binary mixture near the vapor–liquid critical line // Optics Communications. 1973. Vol. 9, No. 1. P. 80–83. [https://doi.org/10.1016/0030-4018\(73\)90340-4](https://doi.org/10.1016/0030-4018(73)90340-4)
5. Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э. Простая оптическая ячейка высокого давления для экспериментального изучения окологранического фазового поведения модельных и природных углеводородных смесей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 3(18). С. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art15>

### Заключение

Таким образом, оптический (P<sub>P</sub>Ti) метод показал себя чрезвычайно эффективным при анализе окологранического состояния УВ смеси. Это обеспечивается прямым наблюдением наиболее яркой флуктуационной аномалии – критической опалесценции, что делает метод чрезвычайно чувствительным к изменению фазового состояния исследуемого флюида в окрестности критической точки. Метод идеален для идентификации и выделения области предпереходного окологранического состояния, построения в ней пограничной кривой и качественной оценки значений критических параметров смеси. Метод может быть доработан до инструментального отслеживания появления мениска на середине высоты оптической ячейки, что в совокупности с наблюдением критической опалесценции является на сегодняшний день самым надежным способом определения критических параметров жидких смесей.

6. Sage B.H., Reamer H.H., Olds R.H., Lacey W.N. Phase equilibria in hydrocarbon systems. Volumetric and phase behavior of the methane–n-pentane system // Industrial & Engineering Chemistry. 1942. Vol. 34. P. 1108–1117. <https://doi.org/10.1021/ie50393a021>
7. Voronov V.P., Gorodetskii E.E., Safonov S.S. Thermodynamic properties of methane hydrate in quartz powder // Journal of Physical Chemistry B. 2007. Vol. 111, No. 39. P. 11486–11496. <https://doi.org/10.1021/jp0724368>
8. Воронов В.П., Городецкий Е.Е., Куликов В.Д., Григорьев Б.А. Скачки различных термодинамических производных на границе двухфазной области // Вести газовой науки. 2012. № 3(11). С. 6–19. <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/006-019-sbornik-plasty-v53.pdf>
9. Voronov V.P., Belyakov M.Yu., Gorodetskii E.E., Kulikov V.D., Muratov A.R., Nagaev V.B. Phase behavior of methane–pentane mixture in bulk and in porous media // Transport in Porous Media. 2003. Vol. 52. P. 123–140. <https://doi.org/10.1023/A:1023572003514>
10. Berry V.M., Sage B.H. Phase behavior in binary and multicomponent systems at elevated pressures: n-pentane and methane–n-pentane // Nat. Stand. Ref. Data Ser., Nat. Bur. Stand. (U.S.). 1970. Vol. 32. 73 p. <https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/Legacy/NSRDS/nbsnsrds32.pdf>
11. Chen R.J.J., Chappellear P.S., Kobayashi R.J. Dew-point loci for methane–n-pentane binary system // Journal of Chemical & Engineering Data. 1974. Vol. 19, No. 1. P. 58–61. <https://doi.org/10.1021/je60060a010>
12. Kahre L.C. Low-temperature K data for methane–n-pentane // Journal of Chemical & Engineering Data. 1975. Vol. 20, No. 4. P. 363–367. <https://doi.org/10.1021/je60067a027>
13. Chu T-C., Chen R.J.J., Chappellear P.S., Kobayashi R. Vapor–liquid equilibrium of methane–n-pentane system at low temperatures and high pressures // Journal of Chemical & Engineering Data. 1976. Vol. 21, No. 1. P. 41–44. <https://doi.org/10.1021/je60068a012>
14. Thermophysical properties of fluid systems // National Institute of Standards and Technology, U.S.: NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database Number 69. <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>
15. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П1

**Значения плотности, температуры, давления и интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой и на контурах равной интенсивности, выступающих границами околокритической и критической областей, смеси С1С5 по результатам оптических измерений в околокритической области**

№ изо-хоры	Параметры точек пограничной кривой в околокритической области (ОПТИКА)			Интенсивность критической опалесценции на пограничной кривой	Параметры границы околокритической области (контур $i = 4 \cdot 10^5$ cps)		Параметры границы критической области (контур $i = 4 \cdot 10^6$ cps)	
	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	T, °C	P, МПа		$i$ , в ед. 10 <sup>6</sup> cps	T, °C	P, МПа	T, °C
1	0,337	-2,06	14,96	1,55	-1,51	15,07	—	—
2	0,332	0,48	15,13	2,65	1,11	15,25	—	—
3	0,327	3,06	15,29	4,15	3,89	15,45	3,06	15,30
4	0,324	5,51	15,43	6,69	6,49	15,60	5,57	15,44
5	0,319	7,98	15,56	8,75	9,06	15,75	8,08	15,58
6	0,315	10,43	15,69	10,15	11,61	15,88	10,60	15,70
7	0,310	12,75	15,78	10,22	14,00	15,98	12,97	15,81
8	0,305	15,56	15,89	10,34	16,90	16,10	15,73	15,92
9	0,301	17,83	15,97	10,13	19,24	16,18	18,03	15,99
10	0,297	20,20	16,05	9,42	21,44	16,23	20,34	16,07
11	0,293	22,54	16,12	7,84	23,69	16,28	22,64	16,13
12	0,288	24,81	16,17	5,69	25,89	16,33	24,85	16,18
13	0,285	27,08	16,23	4,05	28,04	16,37	27,07	16,22
14	0,281	29,29	16,26	2,79	30,14	16,38	—	—
15	0,277	31,50	16,29	1,99	32,18	16,39	—	—
16	0,273	33,62	16,31	1,29	34,24	16,40	—	—
17	0,269	35,79	16,32	0,91	36,23	16,38	—	—
18	0,265	37,85	16,33	0,65	38,14	16,37	—	—
19	0,261	39,91	16,33	0,48	40,02	16,35	—	—
20	0,258	41,89	16,33	0,36	—	—	—	—
21	0,254	43,91	16,31	0,28	—	—	—	—
22	0,249	45,94	16,29	0,23	—	—	—	—
23	0,242	49,83	16,22	0,16	—	—	—	—
24	0,235	53,53	16,14	0,11	—	—	—	—

Таблица П2

**Значения плотности, температуры и давления в точках пограничной кривой смеси C1C5  
по результатам калориметрических измерений**

№ изохоры	$\rho$ , $\text{г}/\text{см}^3$	T, $^{\circ}\text{C}$	P, МПа
1	0,346	-6,57	14,71
2	0,339	-3,06	14,96
3	0,332	1,05	15,23
4	0,327	4,53	15,43
5	0,323	7,24	15,57
6	0,317	10,27	15,71
7	0,314	12,36	15,81
8	0,310	14,30	15,88
9	0,308	16,06	15,95
10	0,302	18,99	16,05
11	0,301	19,70	16,07
12	0,296	22,17	16,14
13	0,289	26,18	16,23
14	0,278	31,52	16,32
15	0,264	39,30	16,35
16	0,252	45,85	16,30
17	0,238	53,99	16,12
18	0,219	63,47	15,75
19	0,202	71,72	15,24
20	0,185	79,73	14,55
21	0,166	86,65	13,65
22	0,146	95,08	12,45
23	0,130	98,99	11,32
24	0,120	101,80	10,33
25	0,101	103,70	8,66
26	0,085	103,82	7,43
27	0,071	102,12	6,08

Таблица П3

**Значения плотности, температуры и давления в точках пограничной кривой смеси С1С5  
по результатам оптических измерений вне оклопокритической области**

№ изохоры	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	T, °C	P, МПа	Метод определения
25	0,228	57,04	16,03	Излом изохоры
26	0,220	60,35	15,90	Излом изохоры
27	0,214	63,60	15,73	Излом изохоры
28	0,206	67,06	15,54	Излом изохоры
29	0,199	70,50	—	Излом изохоры
30	—	71,15	15,37	Излом изохоры
31	—	—	—	Излом изохоры
32	—	73,93	15,05	Излом изохоры
33	—	76,54	—	Излом изохоры
34	—	—	—	Излом изохоры
35	—	76,94	14,79	Излом изохоры
36	—	80,37	14,43	Излом изохоры
37	—	82,32	14,22	Излом изохоры
38	—	86,95	13,60	визуально
39	—	90,86	12,94	визуально
40	—	94,71	12,28	визуально
41	—	97,53	11,58	визуально
42	—	99,92	10,62	визуально
43	—	101,17	9,92	визуально
44	—	101,86	9,27	визуально
45	—	101,91	8,41	визуально
46	—	101,90	7,73	визуально
47	—	101,10	7,04	визуально
48	—	99,89	6,41	визуально
49	—	98,30	5,77	визуально
50	—	94,93	5,06	визуально

## Comparative analysis of the efficiency of optical and calorimetric methods for studying the near-critical state of hydrocarbon mixtures

V.E. Podnek<sup>1\*</sup>, V.P. Voronov<sup>1</sup>, Yu.F. Kiyachenko<sup>1</sup>, A.S. Sirota<sup>2</sup>

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

2 – Gazprom PJSC, Moscow

E-mail: \*podnek77@gmail.com

**Abstract.** By the example of a binary hydrocarbon methane–pentane mixture simulating the simplest gas-condensate system, it is shown that the optical method for studying the near-critical state of hydrocarbon fluid, using the measurement of the intensity of critical opalescence in the vicinity of the liquid–gas critical point, gives more accurate and reliable results for the dew–bubble curve and values of critical parameters of the fluid than classical adiabatic calorimetry, which uses the thermogram method to record the change in the phase state of the fluid in the near-critical region.

**Keywords:** hydrocarbon mixtures, phase behavior, dew–bubble curve, critical point, near-critical state, critical opalescence, Rayleigh light scattering, adiabatic calorimetry, critical parameters.

**Citation:** Podnek V.E., Voronov V.P., Kiyachenko Yu.F., Sirota A.S. Comparative analysis of the efficiency of optical and calorimetric methods for studying the near-critical state of hydrocarbon mixtures // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 37–61. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4> (In Russ.).

### References

1. Voronov V.P., Kiyachenko Yu.F., Podnek V.E. et al. An optical method for studying phase behavior of the near-critical hydrocarbon fluids // Vesti Gazovoy Nauki. 2018. No. 5(37). P. 201–211. <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-5-37-2018-201-211.pdf> (In Russ.).
2. Anisimov M.A. Critical phenomena in liquids and liquid crystals. Philadelphia: Gordon and Breach Science Publishers, 1991. 416 p.
3. Fabelinskii I.L. Molecular scattering of light. New York: Plenum Press, 1965. 622 p.
4. Giglio M., Vendramini A. Light scattering from a binary mixture near the vapor–liquid critical line // Optics Communications. 1973. Vol. 9, No. 1. P. 80–83. [https://doi.org/10.1016/0030-4018\(73\)90340-4](https://doi.org/10.1016/0030-4018(73)90340-4)
5. Kiyachenko Yu.F., Podnek V.E. Simple high-pressure optical cell for experimental investigation of near-critical hydrocarbon mixtures // Actual Problems of Oil and Gas. 2017. Iss. 3(18). P. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art15> (In Russ.).
6. Sage B.H., Reamer H.H., Olds R.H., Lacey W.N. Phase equilibria in hydrocarbon systems. Volumetric and phase behavior of the methane–n-pentane system // Industrial & Engineering Chemistry. 1942. Vol. 34. P. 1108–1117. <https://doi.org/10.1021/ie50393a021>
7. Voronov V.P., Gorodetskii E.E., Safonov S.S. Thermodynamic properties of methane hydrate in quartz powder // Journal of Physical Chemistry B. 2007. Vol. 111, No. 39. P. 11486–11496. <https://doi.org/10.1021/jp0724368>

8. Voronov V.P., Gorodetskiy Ye.Ye., Kulikov, Grigoryev B.A. Jumps in various thermodynamic derivatives at the two-phase region boundary // *Vesti Gazovoy Nauki.* 2012. No. 3(11) P. 6–19. <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/006-019-sbornik-plasty-v53.pdf> (In Russ.).
9. Voronov V.P., Belyakov M.Yu., Gorodetskii E.E., Kulikov V.D., Muratov A.R., Nagaev V.B. Phase behavior of methane–pentane mixture in bulk and in porous media // *Transport in Porous Media.* 2003. Vol. 52. P. 123–140. <https://doi.org/10.1023/A:1023572003514>
10. Berry V.M., Sage B.H. Phase behavior in binary and multicomponent systems at elevated pressures: n-pentane and methane–n-pentane // *Nat. Stand. Ref. Data Ser., Nat. Bur. Stand. (U.S.).* 1970. Vol. 32. 73 p. <https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/Legacy/NSRDS/nbsnsrds32.pdf>
11. Chen R.J.J., Chappelar P.S., Kobayashi R.J. Dew-point loci for methane–n-pentane binary system // *Journal of Chemical & Engineering Data.* 1974. Vol. 19, No. 1. P. 58–61. <https://doi.org/10.1021/je60060a010>
12. Kahre L.C. Low-temperature K data for methane–n-pentane // *Journal of Chemical & Engineering Data.* 1975. Vol. 20, No. 4. P. 363–367. <https://doi.org/10.1021/je60067a027>
13. Chu T-C., Chen R.J.J., Chappelar P.S., Kobayashi R. Vapor–liquid equilibrium of methane–n-pentane system at low temperatures and high pressures // *Journal of Chemical & Engineering Data.* 1976. Vol. 21, No. 1. P. 41–44. <https://doi.org/10.1021/je60068a012>
14. Thermophysical properties of fluid systems // National Institute of Standards and Technology, U.S.: NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database Number 69. <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>
15. Brusilovsky A.I. Hydrocarbon fluids phase behavior applied to oil and gas reservoirs. Moscow: Graal, 2002. 575 p. (In Russ.).

## Надежность подземного хранения водорода совместно с метаном в терригенных геологических формациях

О.П. Абрамова, Д.С. Филиппова\*, Е.А. Сафарова\*\*

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: \*filippovads@ipng.ru, \*\*safarovaelisaveta@gmail.com

**Аннотация.** Рассмотрены основные природные источники водорода и сопутствующих газов – диоксида углерода и сероводорода – для хранения водорода совместно с метаном в геологических формациях. Показана роль основных гидрохимических и микробиологических процессов, вызывающих риски утечек и потерь водорода за счет активизации физико-химических и микробиологических реакций, влияющих на деформационные изменения в окружающем геологическом пространстве подземных резервуаров.

**Ключевые слова:** водород, метан, подземные хранилища газа, конденсационные воды, ацетогенез, метаногенез, терригенные отложения.

**Для цитирования:** Абрамова О.П., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А. Надежность подземного хранения водорода совместно с метаном в терригенных геологических формациях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 62–76. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art8>

### Введение

В последние годы большое внимание уделяется изучению возможности использования водорода как экологически чистого и высокоэффективного энергоносителя. Возникают вопросы, связанные с его хранением. Предлагаются варианты совместного хранения водорода с метаном в отработанных нефтегазовых месторождениях или в подземных хранилищах метана в терригенных отложениях. Однако физико-химические свойства водорода и метана значительно отличаются по многим параметрам, а их совместное накопление может активизировать микробиологические и абиотические процессы с последующими негативными явлениями [1–3].

Водород, нагнетаемый в подземные хранилища газа (ПХГ), участвует в абиотических реакциях, приводящих к коррозии и разрушению материалов и пород,

потребляется микроорганизмами, что влияет на геохимические параметры пластовых систем, приводит к его потерям. Ниже рассмотрены процессы трансформации геологической среды под влиянием гидрохимических и микробиологических факторов при совместном хранении водорода и метана в подземных условиях.

В подземных хранилищах, созданных в истощенных нефтегазовых месторождениях, помимо закачанных объемов  $\text{CH}_4$  и  $\text{H}_2$  могут сохраняться и другие газы, например, двуокись углерода или сероводород, генерированные во вмещающей толще или мигрировавшие из подстилающих отложений по зонам трещин, геодинамических растяжений, литологическим окнам. С недоучетом этих факторов связан риск ошибочной интерпретации баланса метана и водорода в пластовой системе подземного хранилища газа.

**Природные источники водорода и сопутствующих газов – диоксида углерода и сероводорода – в истощенных нефтегазовых месторождениях как потенциальных подземных резервуарах для хранения газообразного водорода с метаном**

Водород ( $H_2$ ), будучи самым распространенным химическим элементом на планете, является не только компонентом водорастворенных газов нефтегазоносных бассейнов, но и выполняет исключительную геохимическую роль, определяя кислотно-щелочные и окислительно-восстановительные свойства флюидонасыщенных систем [4–6]. В целом, концентрации свободного водорода в осадочных породах невелики: они фиксируются от следовых значений до первых процентов от общей массы свободных и растворенных газов; в подземных водах нефтегазовых

месторождений содержание водорода примерно такое же (табл. 1). Повышенные концентрации водорода могут возникать под мощными и надежными флюидоупорами (из-за снижения скорости диффузии), при значительной доле пород с высококонцентрированным органическим веществом в разрезе отложений; в отдельных случаях повышенное содержание водорода может быть зафиксировано вдоль разломов.

Стоит отметить, что структуры, упомянутые в табл. 1, могут рассматриваться как природные объекты совместного нахождения метана и водорода, а поэтому служить основой для изучения термобарических, микробиологических и физико-химических условий совместного нахождения в природных условиях водорода с метаном (и продуктами их взаимодействия).

Таблица 1

**Некоторые сведения о содержании водорода в газах нефтегазопромысловых объектов [6–8]**

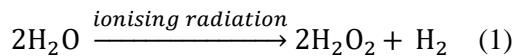
Объекты наблюдения (в том числе месторождения, находящиеся в длительной эксплуатации)	Глубина, м	Газовые компоненты (% от общего объема растворенных газов)		
		$H_2$	$CO_2$	$CH_4$
1	2	3	4	5
Тимано-Печорский бассейн				
Усинское	3086–3095	3,6	0,60	76,40
Волго-Уральский бассейн				
Ромашкинское	4700–5099	3,07	2,16	11,02
Мухановское	2208–2223	12,20	1,30	47,4
Мухановское	2113–2138	14,20	0,60	11,4
Ромашкинское	1832–1960	8,30	10,0	73,6
Припятский бассейн				
Осташковичское	2835–2855	16,44	0,25	67,64
Давыдковское	3490–3500	37,74	нет данных	29,08
Азово-Кубанский и Терско-Каспийский бассейны				
Карабулак-Ачалукское	2355–2350	0,40	0,9	90,78
Величаевско-Колодезное	3160–3640	10,90	10,0	70,95
Расшеватское	2870–2860	0,90	2,50	93,30

## Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Западно-Сибирский бассейн				
Мулымынское	1515–1528	1,43	7,07	86,56
Ватинское	2783–2786	9,34	1,69	60,14
Иркутский бассейн				
Братское	3414–3430	2,28	2,29	80,99
Среднеботуобинское	1912–1920	1,11	0,53	77,05
Лено-Вилуйский бассейн				
Средневилуйское	2994–3018	4,30	0,80	91,20
Пробы бурового раствора ряда скважин Нижнего Поволжья				
Соколовогорская, скв. 33	1000	23,30	нет данных	нет данных
Багаевская, скв. 12	1600	22,20	нет данных	нет данных
Радионовская, скв. 31	1350	14,70	нет данных	нет данных
Урицкая, скв. 12	1500	15,43	нет данных	нет данных
Жирновская, скв. 39	1050	49,13	нет данных	нет данных
Коробковская, скв. 21	1780	11,20	нет данных	нет данных

Взгляды на генезис водорода различны. Например, в низах осадочного чехла Западной Сибири, в складчатом комплексе и в породах фундамента водород может иметь abiогенное происхождение. В водах домезозойских отложений на отдельных структурных площадях содержание водорода резко повышается: 22,6% (Перегребинская) и 32,0% (Урманская); в юрской водонапорной толще нередко достигает 20,0% (Сибирская, Перегребинская, Алешкинская, Сургутская, Большелереченская, Орловская площади) [7 и др.]. Из abiогенных источников генерации водорода названы ультрамафитовые породы, которые подверглись серпентинизации, в большой мере это касается офиолитов в пределах складчатых поясов. Но эти районы, как правило, лежат за пределами углеводородных провинций [9]. Поэтому, наиболее важным в этой генетической группе следует считать процесс радиолиза, который представляет собой диссоциацию молекул

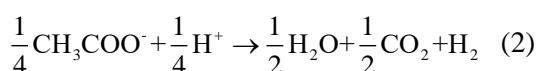
воды под воздействием ионизирующего излучения и является основой одной из технологий получения водорода (1):



При этом не исключено, что природа водорода, обнаруживаемого в месторождениях, связана с радиолизом под контролем радиоактивного распада калия (там, где есть эвапоритовые отложения, особенно пласти, обогащенные калием) [10, 11].

Важно подчеркнуть, что бактериальная генерация водорода не уступает по масштабам его abiогенному синтезу. В осадках значительные концентрации водорода не фиксируются из-за его высокой подвижности, а также потребления различными микроорганизмами в анаэробных условиях – сульфат-редуцирующими и метанообразующими, а в аэробных – представителями автотрофных водородных бактерий [4, 9, 12].

Микроорганизмы способны продуцировать водород путем ферментации соединений азота и ряда других элементов, анаэробного окисления углерода в присутствии воды и растворенных в ней органических кислот (ОК) по формуле (2):



Сопутствующими процессами взаимодействия водорода с метаном в присутствии бактерий нередко являются сероводород и углекислый газ.

Углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ), также, как и водород, весьма реакционноспособен, вступает в целый ряд геохимических превращений, за счет чего оценка его баланса для отдельных локальных структур затруднена.  $\text{CO}_2$  имеет три основных генетических источника (органический, термокаталитический, abiогенный), на значимость которых общего взгляда не существует. По мнению Э.М. Галимова, диоксид углерода, образованный биохимическим путем, достигает 90% от общего количества этого газа на Земле [13]. Наблюдаемые масштабы генерации углекислого газа в земной коре колоссальны. Есть примеры, когда газ, растворенный в подземных водах, полностью состоит из  $\text{CO}_2$ . Так, в районе Кавказских Минеральных Вод растворенные газы пластовых вод мезозойских отложений почти на 100% состоят из углекислоты при газонасыщенности до  $16000\text{--}23000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$  [7]. В Шаймском районе Западной Сибири также выявлены воды с преобладанием в составе водорас растворенных газов диоксида углерода до 96% при газонасыщенности вод, достигающей  $18000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$  [13]. В большинстве случаев содержание углекислого газа в составе

водорас растворенного комплекса пластовых водносит подчиненный характер.

Сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ) является побочным продуктом разложения органических веществ вод и пород в природных и техногенных условиях. Основными генетическими источниками  $\text{H}_2\text{S}$  являются взаимодействие водорода с сероорганическими соединениями рассеянных или водорас растворенных органических веществ и нефтей, а также сульфатредукционные процессы и abiогенный синтез. Как правило, увеличение доли этого газа в общем газовом балансе подземных вод происходит в карбонатных и сульфатодержащих бассейнах [14]. Так, в Канаде залежи сероводородных газов приурочены к карбонатным породам, переслаивающимся с ангидритами; содержание  $\text{H}_2\text{S}$  изменяется от 5 до 52%. В США на месторождениях Примексиканской впадины залежи приурочены к верхнеюрским известнякам; концентрации  $\text{H}_2\text{S}$  достигают 80–97%. Для всех зон сероводорододержащих газов (как свободных, так и растворенных) характерна приуроченность к карбонатно-эвaporитовым нефтегазовым формациям [15]. Выявлена зависимость и от фазового состояния УВ. Так, к зонам распространения газовых и газоконденсатных залежей с относительно низким конденсатным фактором (не более  $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) приурочены малосернистые газы (сероводорода менее 1%). В зонах газонефтяных, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей с высоким конденсатным фактором ( $200\text{--}300 \text{ см}^3/\text{м}^3$  и более) в газах содержание сероводорода – более 1% [14].

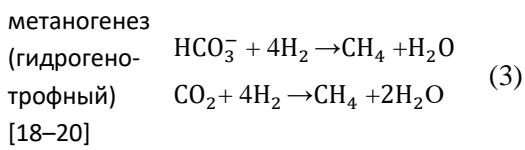
Образующийся сероводород является чрезвычайно реакционно-способным веществом; он может находиться в растворенном виде в водной или углеводородной фазе, в газообразном виде или взаимодействовать с тяжелыми металлами, образуя сульфиды.

Сероводород представляет серьезную проблему для газовой индустрии вследствие своей токсичности, коррозионной активности, способности к образованию нерастворимых осадков сульфида железа, вызывает образование стабильных водонефтяных эмульсий. Он токсичен для человека и представляет опасность для окружающей среды.

### **Гидрохимические и микробиологические процессы, вызывающие потери водорода и возникновение коррозийных эффектов**

Реакционные взаимодействия между минералами горных пород, органическими веществами и газами в подземных условиях происходят под контролем микробных сообществ и обусловлены фундаментальной ролью водорода как мощного источника энергии для микробиологических сообществ, инициирующих метаногенез, ацетогенез, сульфат- и железо(III)редукцию [16, 17].

Реакции, приводящие к потере водорода, достаточно разнообразны, часть из них идет с участием гидрокарбонат-иона воды. Так, в результате метаногенеза реализуется реакция превращения водорода в метан с участием гидрокарбонат-иона (и/или диоксида углерода) формуле (3):



Указанные реакции метаногенеза хорошо известны. В.П. Исаев эти процессы называет «антагонизмом метана и водорода» [17], отчетливо проявляющимся на месторождениях УВ, особенно на газо(нефте)водяных контактах. Приведем

некоторые примеры. В приконтурных водах Ярактинского месторождения (Восточная Сибирь) газонефтяная залежь приурочена к песчаному пласту, приконтурные воды месторождения характеризуются повышенными напорами по сравнению с газовой частью залежи (больше на 2–3 МПа) и температурой (больше на 3–5 °C). Предполагается, что одна из причин повышенных давлений и температур – интенсивная флюидогенерация в результате деятельности микрофлоры. Как следствие, углекислый газ образует в перекрывающих отложениях вокруг месторождения четкую кольцевую аномалию с максимумом концентраций в зоне водонефтяного контакта, где окисление УВ идет активно, концентрация CO<sub>2</sub> здесь на порядок выше, чем над скоплениями нефти и газа. По водороду в вышележащих отложениях фиксируется отрицательная аномалия с минимумом концентраций над газовой частью залежи. Такая взаимосвязь в распределении метана и водорода часто фиксируется на многих нефтегазовых месторождениях. Инъекции водорода в резервуар, где в пластовых или конденсационных водах преобладающим анионом является гидрокарбонат-ион, приводят к повышению двух видов рисков: а) снижению объемов хранимого водорода; б) развитию углекислотной коррозии.

Более сложные реакции, связанные с потерями водорода и генерированием метана, формируются при участии ОК, находящихся в конденсационных и пластовых водах. Органические кислоты в конденсационных и пластовых водах месторождений УВ обнаружены в различных качественных и количественных составах.

Важно, что максимальные их содержания зафиксированы в водах газоконденсатных и нефтяных месторождений (табл. 2), что

объясняется генетическим единством органического вещества, свободных и водорастворенных углеводородов.

Таблица 2

**Содержание органических кислот в водах нефтяных (приконтурных), газовых и газоконденсатных месторождений [21]**

Органические кислоты	Воды нефтяных месторождений	Воды газоконденсатных месторождений	Воды газовых месторождений
ОК жирные летучие с водяным паром	<u>6–3500*</u> 510	<u>93–2175</u> 959	<u>20–117</u> 44
ОК высокомолекулярные	<u>0,05–0,72</u> 0,20	<u>0,05–0,21</u> 0,10	0,05

\*приконтурные воды

Механизм попадания органических кислот в конденсационные и пластовые воды сложен и реализуется в несколько этапов, в каждом из которых весьма значимую роль играет микробиологический фактор.

Так, на первом этапе, вследствие дезинтеграции клеточных структур разбираются углеводы, белки и жиры. Липидная составляющая органической массы осадочных отложений в результате ацидогенеза превращается в жирные кислоты – высшие (твердые, хорошо растворимые в спирте и эфире) и низшие (летучие); в основе

этого механизма лежит гидролиз. Таким образом, формируется совокупность более простых органических кислот алифатического ряда.

Наиболее распространенные в водах нефтяных и газовых месторождений из низших органических кислот – муравьиная, уксусная, масляная – представляют интерес как смешивающиеся в воде во всех соотношениях [19]. В различных бассейнах летучие органические кислоты обнаруживаются в широких интервалах значений (табл. 3).

Таблица 3

**Содержание органических кислот в подземных водах нефтегазовых месторождений [18, 19]**

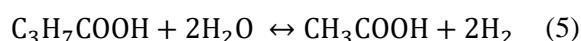
Нефтегазо-вые бассейны	Типы подземных вод	Геологический возраст	Глубина залегания пород, м	T, °C	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Жирные кислоты, летучие с паром
Азово-Кубанский	Приконтурные	N; P; K <sub>1</sub> ; I <sub>3</sub>	750–2854	13–63	2,4–42,0	<u>15,0–3500,0</u> 524
	Законтурные	N; P; K <sub>1</sub>	123–2763	12–53	7,8–54,3	<u>201–909</u> 484
	Непродуктивных горизонтов	N	1678–2156	34–63	2,1–98,7	<u>51–183</u> 81,6
	Газоконденсатных месторождений	N; P; K <sub>1</sub> ; T	1148–3612	46–52	2,9–47,5	<u>93–2175</u> 959
	Приконтурные	K <sub>1</sub>	1960–2168	нет данных	19,8–24,4	<u>96–570</u> 270
Западно-Сибирский	Законтурные	K <sub>1</sub>	2110–2114	45	16	<u>0,0–15,0</u> 10,5
	Непродуктивных горизонтов	K; I	944–2800	27–66	0,6–5,6	<u>0,6–115,2</u> 57,9
	Приконтурные	K <sub>1</sub>	1360–1361	70–74	1,0–2,1	<u>0,1–6,0</u> 3,0

Второй этап – ацетогенез – преобразование летучих органических кислот в уксусную (и муравьиную) с выделением водорода, углекислоты и воды; причем и здесь в результате гидролиза и под действием ацетотрофных бактерий осуществляются по формулам (4, 5) следующие реакции:

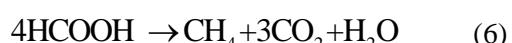
Переход пропановой (пропионовой) кислоты в этановую (уксусную)



Переход бутановой (масляной) кислоты в этановую (уксусную)



Третий этап – метаногенез – реализуется по двум направлениям. Первый из них – литотрофный – идет так, как показано в предыдущих реакциях. Второй происходит под контролем ацетотрофов по формуле (6):



Четвертый этап – декарбоксилирование – связан с отщеплением карбоксильной группы от карбоновой кислоты с выделением двуокиси углерод по формуле (7):



Таким образом, процесс бактериальной переработки жирных кислот до летучих органических (уксусной и муравьиной) связан с активным и постоянным выделением  $\text{CO}_2$  в массовом количестве до 22–26%. Образование водорода

вследствие литотропного метагенеза оценивается только в 2–5% [20]. Однако такие оценки могут быть признаны как самые общие. Очевидно, что на каждом конкретном промысловом объекте соотношения объемов продуктов литогенеза, метаногенеза, ацетогенеза будут иметь различные значения.

В этом плане интерес представляет анализ промысловой гидрохимической информации на конкретном объекте хранения метана – Северо-Ставропольском ПХГ, где был выполнен определенный объем микробиологических исследований [22, 23]. Воды подземного хранилища характеризуются низкой минерализацией, гидрокарбонатно-натриевым типом, нейтрально или слабощелочной средой. Интерес представляет высокое содержание не только гидрокарбонат-иона, но и летучих органических кислот (табл. 4).

Как видно из приведенных данных, воды заселены разнообразной анаэробной микрофлорой. Даже в условиях, когда в ПХГ водород не закачивался, новообразованные (за счет микробиологических процессов)  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2$ , вступая во взаимодействие, формировали достаточно значимые объемы метана (до 50,5%) и ацетата (45,5%).

Кроме того, определены сульфатредуцирующие бактерии разных метаболических типов, окисляющие монокарбоновые кислоты. Таким образом, за счет закачки газа, внесения определенной доли свежих конденсационных вод, их возможного предварительного обогащения аэробными бактериями в водах Северо-Ставропольского ПХГ возникают процессы метаногенеза, ацетогенеза и сульфат-редукции [24].

Таблица 4

**Химический состав проб воды Северо-Ставропольского ПХГ,  
отобранных на этапе закачки газа [22]**

№ скважины, пробы	рН	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Содержание отдельных компонентов					Содержание жирных кислот				
			SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Σ HCO <sub>3</sub> <sup>+</sup> CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	NH <sub>4</sub>	Feобщ	Σ H <sub>2</sub> S, HS <sup>-</sup> , S <sup>2-</sup>	формиат	ацетат	пропионат	бутират	изо-бутират
Нижний продуктивный горизонт: наблюдательные скважины (80–163) и система очистки и подготовки газа												
80	7,1	1,4	33	619	7,7	50	2	0	80	10	10	0
163	7,5	4,5	130	1528	14	10	2	0	3	0	0	0
ГКС	5,8	1,3	773	5	16	500	2	25	1290	10	0	0
••ГРП-2	6,3	0,8	10	23	н.д.	50	20	26	220	215	10	0
Верхний продуктивный горизонт: наблюдательные скважины (22–116) и система очистки и подготовки газа												
22	9,3	23,3	1	485	33,2	10	15	0	3	0	0	0
143	8,2	6,1	11	2651	12, 5	25	2	0	390	496	15	15
115	7,7	3,8	4	1222	52	10	2	0	3	0	0	0
802	8,1	7,9	24	1470	19,6	10	15	6	96	30	0	0
147	7,4	2,1	38	597	н.д.	25	н.д.	0	30	0	0	0
134	7,1	2,3	32	1099	37,3	2000	2	0	5	0	0	0
116	6,3	24,2	5	156	33,8	10	18,5	0	3	0	0	0
ДКС-2	5,2	5,5	292	6	н.д.	5000	62	39	14000	150	1000	500
••ГРП-2	5,4	3,5	24	6	78	1000	2	7	1540	20	40	0
••ГРП-12	6,5	0,6	83	27	н.д.	10000	н.д.	6	3300	100	1290	0

**Примечания:** н.д. – нет данных

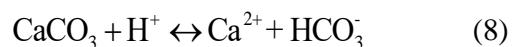
- Минерализация вычислялась по сумме компонентов Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, Cl<sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>
- В пробе ГРП-2 нижнего горизонта обнаружен этанол (100мг/л), а в пробах ГРП-2, ГРП-12 верхнего горизонта – метанол (3000 и 1000 мг/л соответственно) [23, 24]

**Гидрохимические процессы,  
влияющие на изменение  
фильтрационно-емкостных свойств  
вмещающих пород**

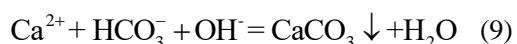
Активная реакционная способность водорода на контакте с вмещающими породами и покрышками подземного хранилища может сопровождаться растворением породообразующих минералов или осаждением солей из водного раствора, т.е. вторичным минералообразованием.

В первую очередь это касается карбонатов кальция, которые весьма часто присутствуют в терригенных отложениях в виде цементирующего материала. При

растворении солей органических кислот образуется углекислый газ – CO<sub>2</sub>, появляются карбонат- и гидрокарбонатные ионы – CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. Между ними устанавливается карбонатно-кальциевое равновесие, которое нарушается при изменении давления, температуры и увеличения кислотности водной среды [25, 26], часто – за счет водорастворенных органических кислот. Снижение величины pH создает благоприятные условия для растворения карбоната кальция [25, 26], по формуле (8):



Реакция обратима, при удалении CO<sub>2</sub> из раствора и увеличении величины pH возникают процессы, ведущие к осаждению CaCO<sub>3</sub> из раствора по формуле (9):



В первом случае следует ожидать улучшения фильтрационных свойств, формирования дополнительного пустотного пространства, а во втором – возможности развития процессов вторичной карбонатизации, т.е. снижения объемного пространства для хранения газа.

Еще один процесс с участием водорода при окислительно-восстановительных реакциях описан в работах [27, 28]. Экспериментально было установлена возможность восстановления пирита (FeS<sub>2</sub>) водородом в слабощелочных условиях до пирротина (FeS) при парциальном давлении до 30 бар и температуре до 150 °C по формуле (10):



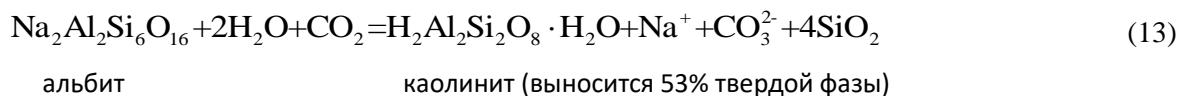
При этом были отмечены изменения текстуры вторичной фазы пирротина на фоне растворения пирита, т.е. восстановительная роль водорода должна рассматриваться как ограничительный параметр. Скорость реакции зависела от ряда факторов, включая температуру, парциальное давление водорода, содержание сероводорода и величину pH. Эти исследования выполнялись для прогнозирования влияния процесса восстановления пирита в условиях захоронения ядерных отходов, но полученные результаты могут быть использованы и для оценки геохимического воздействия водорода как восстановителя при его подземном хранении, так как пирит в виде включений довольно часто встречаются в терригенных песчано-глинистых породах.

В условиях подземного хранения газообразного водорода в терригенных отложениях вполне возможны также и другие – абиотические процессы. Даже незначительная доля присутствия, например, водных силикатов железа в литологическом составе вмещающих пород и флюидоупорах подземного хранилища может нарушать равновесное состояние в этой системе. С участием водорода реакции окислительно-восстановительного характера способны привести к изменению состава пород, а дальнейшие процессы растворения и осаждения минеральных солей будут способствовать изменению их емкостно-фильтрационных свойств [29]. Так проявляется реакционная способность водорода при восстановлении трехвалентного железа. Гематит, нередко присутствующий в терригенных песчано-глинистых отложениях в виде тонкодисперсных примесей, может восстанавливаться при воздействии водорода до магнетита [29] по формуле (11):



Контакт водной среды (насыщенной углекислым газом) с алюмосиликатными породами ведет к перераспределению состава основных породообразующих минералов, нарушению равновесия внутри системы, преобразованию первичного состава пород за счет гидролиза алюмосиликатов, процессов наложенного эпигенеза [30].

Примером может быть каолинизация калиевого, натриевого и кальциевого полевого шпата. Ионы водорода (H<sup>+</sup>) в этих процессах вытесняют ионы калия, натрия, кальция, разрушая кристаллическую структуру алюмосиликатов по формулам (12, 13):



В кальциевых полевых шпатах кремнезем содержится в меньшем количестве, поэтому при разложении,

например, аортита, см. формулу (14), вынос твердых веществ будет меньше:



Как видно из приведенных реакций, с помощью ионов водорода и при участии  $\text{CO}_2$  преобразуется состав аллюмосиликатов, их каолинизация, происходит вынос не только катионов кальция или натрия, но и твердой фазы кремнезема, с чем могут быть связаны зоны разуплотнения.

## Заключение

Хранение водорода с метаном может сопровождаться коррозией наземного и подземного оборудования, выпадением на инженерных конструкциях серных и карбонатных отложений, снижением объемов  $H_2$ . Установлено, что риски снижения объемов  $H_2$  преимущественно могут быть связаны с: (1) превращением  $H_2$  в  $CH_4$  и  $H_2S$ ; (2) химическим взаимодействием  $H_2$  с породообразующими минералами, сопровождающимся изменением фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств коллекторов

и покрышек; (3) углекислотной и сульфатной коррозией металлических конструкций скважин. Названные эффекты будут усилены при увеличении влагосодержания газа и доли конденсационных вод, преобладании в резервуаре маломинерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого типа с повышенными концентрациями  $\text{CO}_2$  и органических кислот, развития специфических микробиологических сообществ, типичных для строгого анаэробиоза (водород является легко утилизируемым субстратом и используется как сульфатредуцирующими, так и метанобразующими микроорганизмами).

При выборе ПХГ под хранение Н<sub>2</sub> рекомендуется отдавать предпочтение резервуарам с терригенными коллекторами, выдержаными флюидоупорами и без признаков современной тектонической дестабилизации.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», № AAAA-A19-119101690016-9).*

### Литература

1. *Panfilov M.* Underground storage of hydrogen: in situ self-organisation and methane generation // Transport in Porous Media. 2010. Vol. 85, No. 3. P. 841–865. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9595-7>
2. *Carden P.O., Paterson L.* Physical, chemical and energy aspects of underground hydrogen storage // International Journal of Hydrogen Energy. 1979. Vol. 4, No. 6. P. 559–569. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(79\)90083-1](https://doi.org/10.1016/0360-3199(79)90083-1)
3. *Pichler M.* Assessment of hydrogen–rock interactions during geological storage of CH<sub>4</sub>–H<sub>2</sub> mixtures: Master’s thesis. Leoben: Montanuniversität, 2013. 97 p.
4. *Молчанов В.И.* Генерация водорода в литогенезе. Новосибирск: Наука, 1981. 142 с.
5. *Никаноров А.М.* Гидрохимия. Л.: Гидрометеоиздат, 1989. 351 с.
6. *Драйвер Дж.* Геохимия природных вод / Пер. с англ. Л.Н. Барабанова, Г.А. Соломина. М.: Мир, 1985. 440 с.
7. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник / Под ред. Л.М. Зорькина. М.: Недра, 1989. 382 с.
8. *Корценштейн В.Н.* Водорастворенные газы нефтегазоносных бассейнов. М.: Наука, 1981. 128 с.
9. *Gregory S., Barnett M., Field L., Milodowski A.* Subsurface microbial hydrogen cycling: natural occurrence and implications for industry // Microorganisms. 2019. Vol. 7, No. 2. P. 53. <https://doi.org/10.3390/microorganisms7020053>
10. *Сметаников А.Ф.* Об образовании водорода при радиолизе кристаллизационной воды карналлита и возможные следствия этого явления // Геохимия. 2011. № 9. С. 971–980.
11. *Sleep N.H., Meibom A., Fridriksson Th., Coleman R.G. et al.* H<sub>2</sub>-rich fluids from serpentinization: geochemical and biotic implications // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2004. Vol. 101, No. 35. P. 12818–12823. <https://doi.org/10.1073/pnas.0405289101>
12. *Vovk I.F.* Radiolytic salt enrichment and brines in the crystalline basement of the East European Platform // Saline water and gases in crystalline rocks: GAC Special Paper No. 33 / Ed. by P. Fritz, S.K. Frape. Ottawa: Geological Association of Canada, 1987. P. 197–210.
13. *Галимов Э.М.* Проблемы геохимии углерода // Геохимия. 1988. № 2. С. 258–279.
14. Условия раздельного формирования зон нефтегазонакопления в земной коре: Сб. ст. В 2 ч. / Под ред. С.П. Максимова. Тюмень: ЗапСибНИИГНИ, 1979. 324 с.
15. *Панкина Р.Г., Мехтиева В.А., Гуреева С.М., Шкутник Е.Н.* Генезис CO<sub>2</sub> в нефтяных попутных газах (по изотопному составу углерода) // Геология нефти и газа. 1978. № 2. С. 38–43.
16. *Schwartz E., Fritsch J., Friedrich B.* H<sub>2</sub>-metabolizing prokaryotes // The Prokaryotes / Ed. by E. Rosenberg, E.F. DeLong, S. Lory, E. Stackebrandt, F. Thompson. Berlin; Heidelberg: Springer, 2013. P. 119–199. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-30141-4\\_65](https://doi.org/10.1007/978-3-642-30141-4_65)
17. *Исаев В.П., Костюченкова Е.П., Павленко В.В.* Структура ореолов рассеяния газов над залежами углеводородов // Геология нефти и газа. 1985. № 12. С. 44–51.
18. *Гусев М.В., Минеева Л.А.* Микробиология: Учебник. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1985. 376 с.

19. Schink B., Thiemann V., Laue H., Friedrich M. Desulfotignum phosphitoxidans sp. nov., a new marine sulfate reducer that oxidizes phosphite to phosphate // Archives of Microbiology. 2002. Vol. 177, No. 5. P. 381–391. <https://doi.org/10.1007/s00203-002-0402-x>
20. Cord-Ruwisch R., Seitz H.-J., Conrad R. The capacity of hydrogenotrophic anaerobic bacteria to compete for traces of hydrogen depends on the redox potential of the terminal electron acceptor // Archives of Microbiology. 1988. Vol. 149, No. 4. P. 350–357. <https://doi.org/10.1007/BF00411655>
21. Швец В.М. Органические вещества подземных вод. М.: Недра, 1973. 191 с.
22. Иванова А.Е., Борзенков И.А., Тарасов А.Л., Милехина Е.И., Беляев С.С. Микробиологические исследования на объектах подземного газового хранилища в процессе закачки газа // Микробиология. 2007. Т. 76, № 4. С. 515–523.
23. Тарасов А.Л., Борзенков И.А., Беляев С.С. Исследование трофических связей анаэробных микроорганизмов из подземного хранилища газов в процессе утилизации метанола // Микробиология. 2011. Т. 80, № 2. С. 192–199.
24. Беленко С.В. Совершенствование геолого-промышленного контроля эксплуатации ПХГ при водонапорном режиме: на примере Северо-Ставропольского ПХГ в зеленой свите: Автореф. ... канд. геол.-минерал. наук. Ставрополь: Сев.-Кавказ. гос. ун-т, 2004. 26 с.
25. Абукова Л.А., Иванова А.В., Исаева Г.Ю. Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 90–94.
26. Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А. и др. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 10. С. 34–41.
27. Ganser C., Eng B. Neues Energiespeicherkonzept für erneuerbare Energien in Form von Lageenergiespeicherung // Techniken zur Energiewende: Studentische Fachkonferenz im Masterstudiengang Elektrische Systeme. Konstanz: Hochschule Konstanz, 2013. S. 70–76.
28. Truche L., Jodin-Caumont M.C., Lerouge C., Berger G. et al. Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar // Chemical Geology. 2013. Vol. 351. P. 217–228. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2013.05.025>
29. Yekta A.E., Pichavant M., Audigane P. Evaluation of geochemical reactivity of hydrogen in sandstone: application to geological storage // Applied Geochemistry. 2018. Vol. 95. P. 182–194. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2018.05.021>
30. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.

# Reliability of underground storage of hydrogen together with methane in terrigenous geological formations

O.P. Abramova, D.S. Filippova\*, E.A. Safarova\*\*

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: \*filippovads@ipng.ru, \*\*safarovaelisaveta@gmail.com

**Abstract.** The main natural sources of hydrogen and associated gases – carbon dioxide and hydrogen sulfide – for storing hydrogen together with methane in geological formations are examined. The role of the main hydrochemical and microbiological processes that cause risks of leakage and loss of hydrogen due to the activation of physicochemical and microbiological reactions that affect deformation changes in the surrounding geological space of underground reservoirs is shown.

**Keywords:** hydrogen, methane, underground gas storages, condensation waters, acetogenesis, methanogenesis, terrigenous deposits.

**Citation:** Abramova O.P., Filippova D.S., Safarova E.A. Reliability of underground storage of hydrogen together with methane in terrigenous geological formations // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 62–76. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art8> (In Russ.).

## References

1. Panfilov M. Underground storage of hydrogen: in situ self-organisation and methane generation // Transport in Porous Media. 2010. Vol. 85, No. 3. P. 841–865. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9595-7>
2. Carden P.O., Paterson L. Physical, chemical and energy aspects of underground hydrogen storage // International Journal of Hydrogen Energy. 1979. Vol. 4, No. 6. P. 559–569. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(79\)90083-1](https://doi.org/10.1016/0360-3199(79)90083-1)
3. Pichler M. Assessment of hydrogen–rock interactions during geological storage of CH<sub>4</sub>–H<sub>2</sub> mixtures: Master's thesis. Leoben: Montanuniversität, 2013. 97 p.
4. Molchanov V.I. Hydrogen generation in lithogenesis. Novosibirsk: Nauka, 1981. 142 p. (In Russ.).
5. Nikonorov A.M. Hydrochemistry. Leningrad: Hydrometeoizdat, 1989. 351 p. (In Russ.).
6. Drever J. The geochemistry of natural waters. Englewood Cliffs: Prentice-Hall Inc., 1982. 388 p.
7. Waters of oil and gas fields of the USSR: Reference book / Ed. by L.M. Zorkin. Moscow: Nedra, 1989. 382 p. (In Russ.).
8. Kortsenstein V.N. Dissolved gases of oil and gas basins. Moscow: Nauka, 1981. 128 p. (In Russ.).
9. Gregory S., Barnett M., Field L., Milodowski A. Subsurface microbial hydrogen cycling: natural occurrence and implications for industry // Microorganisms. 2019. Vol. 7, No. 2. P. 53. <https://doi.org/10.3390/microorganisms7020053>
10. Smetannikov A.F. Hydrogen generation during the radiolysis of crystallization water in carnallite and possible consequences of this process // Geochemistry International. 2011. Vol. 49, No. 9. P. 916–924. <https://doi.org/10.1134/s0016702911070081>

11. *Sleep N.H., Meibom A., Fridriksson Th., Coleman R.G.* et al. H<sub>2</sub>-rich fluids from serpentinization: geochemical and biotic implications // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2004. Vol. 101, No. 35. P. 12818–12823. <https://doi.org/10.1073/pnas.0405289101>
12. *Vovk I.F.* Radiolytic salt enrichment and brines in the crystalline basement of the East European Platform // Saline water and gases in crystalline rocks: GAC Special Paper No. 33 / Ed. by P. Fritz, S.K. Frape. Ottawa: Geological Association of Canada, 1987. P. 197–210.
13. *Galimov E.M.* Carbon geochemistry // Geochemistry International. 1988. Vol. 25, No. 9. P. 94–110.
14. Conditions for the separate formation of oil and gas accumulation zones in the Earth's crust: Collected papers. In 2 parts / Ed. by S.P. Maximov. Tyumen: West-Siberian Oil Geological Research and Development Institute, 1979. 324 p. (In Russ.).
15. *Pankina R.G., Mekhtieva V.A., Gureeva S.M., Shkutnik E.N.* Genesis of CO<sub>2</sub> in oil-associated gas (relying on the analysis of carbon isotope composition) // Geologiya Nefti i Gaza. 1978. No. 2. P. 38–43. (In Russ.).
16. *Schwartz E., Fritsch J., Friedrich B.* H<sub>2</sub>-metabolizing prokaryotes // The Prokaryotes / Ed. by E. Rosenberg, E.F. DeLong, S. Lory, E. Stackebrandt, F. Thompson. Berlin; Heidelberg: Springer, 2013. P. 119–199. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-30141-4\\_65](https://doi.org/10.1007/978-3-642-30141-4_65)
17. *Isaev V.P., Kostyuchenkova E.P., Pavlenko V.V.* Gas diffusion halo structure above hydrocarbon pools // Geologiya Nefti i Gaza. 1985. No. 12. P. 44–51. (In Russ.).
18. *Gusev M.V., Mineeva L.A.* Microbiology: Textbook. Moscow: Moscow State University, 1985. 376 p. (In Russ.).
19. *Schink B., Thiemann V., Laue H., Friedrich M.* Desulfotignum phosphitoxidans sp. nov., a new marine sulfate reducer that oxidizes phosphite to phosphate // Archives of Microbiology. 2002. Vol. 177, No. 5. P. 381–391. <https://doi.org/10.1007/s00203-002-0402-x>
20. *Cord-Ruwisch R., Seitz H.-J., Conrad R.* The capacity of hydrogenotrophic anaerobic bacteria to compete for traces of hydrogen depends on the redox potential of the terminal electron acceptor // Archives of Microbiology. 1988. Vol. 149, No. 4. P. 350–357. <https://doi.org/10.1007/BF00411655>
21. *Shvets V.M.* Organic matter of groundwater. Moscow: Nedra, 1973. 191 p. (In Russ.).
22. *Ivanova A.E., Borzenkov I.A., Tarasov, A.L., Milekhina, E.I., Belyaev S.S.* A microbiological study of an underground gas storage in the process of gas injection // Microbiology. 2007. Vol. 76, No. 4. P. 453–460. <https://doi.org/10.1134/s002626170704011x>
23. *Tarasov A.L., Borzenkov I.A., Belyayev S.S.* Investigation of the trophic relations between anaerobic microorganisms from an underground gas repository during methanol utilization // Microbiology. 2011. Vol. 80, No. 2. P. 180–187. <https://doi.org/10.1134/s0026261711020159>
24. *Belenko S.V.* Improvement of geological field control of UGS operation in a water-driven mode: on the example of the North Stavropol UGS facility in a green suite: Synopsis of Ph.D. thesis. Stavropol: North Caucasus State University, 2004. 26 p. (In Russ.).
25. *Abukova L.A., Ivanova A.V., Isaeva G.Yu.* The technology of automated choice of the method of studying mineral scaling in reservoir and borehole conditions // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2002. No. 2. P. 90–94. (In Russ.).
26. *Delya S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A.* et al. Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin

oilfield // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2012. No. 10. P. 34–41. (In Russ.).

27. *Ganser C., Eng B.* Neues Energiespeicherkonzept für erneuerbare Energien in Form von Lageenergiespeicherung // Techniken zur Energiewende: Studentische Fachkonferenz im Masterstudiengang Elektrische Systeme. Konstanz: Hochschule Konstanz, 2013. S. 70–76.

28. *Truche L., Jodin-Caumon M.C., Lerouge C., Berger G.* et al. Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar // Chemical Geology. 2013. Vol. 351. P. 217–228. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2013.05.025>

29. *Yekta A.E., Pichavant M., Audigane P.* Evaluation of geochemical reactivity of hydrogen in sandstone: application to geological storage // Applied Geochemistry. 2018. Vol. 95. P. 182–194. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2018.05.021>

30. *Lebedev B.A.* Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins. Leningrad: Nedra, 1992. 239 p. (In Russ.).

# Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности

**А.И. Никонов**

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва  
E-mail: nikson59@rambler.ru

**Аннотация.** В работе представлены результаты исследований оценки оседания земной поверхности над месторождениями углеводородов, получаемые методом математического моделирования и на основе натурных наблюдений. Целью данных исследований является обоснование изменения первоначальных физико-механических и прочностных свойств продуктивных отложений в процессе воздействия на них различными методами разработки, сравнение оценок оседания земной поверхности, получаемых расчетными и геодезическими методами с учетом неоднородности геологического строения месторождений и техногенных факторов воздействия. Показано, что величина расчетного оседания поверхности над месторождением, полученная на единичных данных коэффициента поровой сжимаемости пород и без учета воздействия от применяемых методов разработки, не позволяет объективно оценить данный процесс по площади месторождения. Сделан вывод о необходимости проведения повторных профильных нивелирных и гравиметрических наблюдений для реальной оценки процесса оседания земной поверхности, что позволит осуществлять контроль промышленной и экологической безопасности природных и природно-техногенных объектов на месторождении.

**Ключевые слова:** геодинамический полигон, оседание земной поверхности, разработка, месторождения углеводородов, геодезические методы, изменение физических свойств пород.

**Для цитирования:** Никонов А.И. Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 77–92.  
<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5>

## Введение

Разработка нефтегазовых месторождений в разных тектонических, литофаunalных и гидродинамических условиях осуществляется с использованием методов физического и физико-химического воздействия на продуктивные отложения. В результате современных методов воздействия на продуктивные отложения при длительной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений происходят геодинамические процессы, приводящие к оседанию земной поверхности.

Данные явления над нефтяными, нефтегазовыми и нефтегазоконденсатными

месторождениями выявлены как за рубежом, так и у нас в стране [1, 2]. Обязательным условием выявления современных геодинамических процессов над разрабатываемыми месторождениями является наличие профильных геодезических измерений на начальной стадии разработки и проведение по ним последующих повторных циклов наблюдений. Полученные значения оседания земной поверхности над разрабатываемыми объектами составляют от 0,8 до 4–6 и более метров, что соответствует уровню относительных вертикальных и горизонтальных деформаций горных пород  $10^{-5}$ – $10^{-3}$ .

Одной из причин нечастого выявления оседаний над месторождениями углеводородов в России является отсутствие профильных измерений высотных отметок земной поверхности, проходящих через их территорию, с самого начала разработки. Массовое освоение месторождений в Западной Сибири и других регионах начиналось в период 80–90 гг. 20-го века, а проектирование геодинамических полигонов на них осуществлялось после 2003 г. на основе РД 07-603-03 (Инструкция по производству маркшейдерских работ), повторные геодезические измерения на них проводились на различных стадиях разработки месторождений.

Многие авторы, исследовавшие связь разработки месторождений УВ с оседанием над ними земной поверхности, полагают, что основной причиной данного процесса является сжимаемость порового пространства пород-коллекторов с уменьшением давления в разрабатываемых пластах. В этих оценках, в большинстве случаев, не учитываются дополнительные факторы, формирующие итоговое оседание земной поверхности, к которым относятся воздействие веса вышележащих пород при снятии давления в пласте, а также тектонические условия преодоления сил литостатического давления, обуславливающего напряженно-деформированное состояние пород [3].

В связи с незначительными величинами расчетных значений оседания земной поверхности (до 0,5 м), определение которых основывается на изменении коэффициента поровой сжимаемости продуктивных отложений и уровне перепада давления на начальной и конечной стадиях разработки месторождений, некоторыми

исследователями [4] высказывается мнение о нерациональности постановки геодинамических наблюдений при данных деформациях пород-коллекторов. В большинстве случаев невозможно учесть характер изменения прочностных, физико-механических и электрических свойств пород в зависимости от воздействия на них применяемых методов разработки, поэтому и расчетные, и геофизические методы, используемые для диагностики процесса деформации пород, не будут показывать истинные значения для данного месторождения. Сравнение значений оседания земной поверхности на основе расчетных методов с результатами натурных (нивелирных) измерений, в которых отражены процессы разработки, позволило бы внести некоторую ясность в проведение дальнейших исследований процессов деформации коллекторов.

Целью данной статьи является обсуждение вопросов, связанных с методами разработки месторождений и их влиянием на характер изменения структуры порового пространства и прочностных свойств пород и на оценку уровня деформации земной поверхности, полученную методами математического моделирования.

#### **Проблема сопоставления расчетных и замеренных значений оседаний земной поверхности**

В приведенных оценках оседания земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями УВ, полученных на основе математического моделирования и результатов геодезических измерений, существует проблема сопоставления и интерпретации данных, а также объективной оценки процессов, происходящих в недрах.

Это связано с тем, что в научной литературе по месторождениям РФ практически отсутствуют публикации о проведении повторных нивелирных наблюдений за оседанием земной поверхности. Имеющиеся данные, например, в работах [5–7], показывают, что наблюдательная сеть геодинамических полигонов не отвечает нормативным требованиям (РД 07-603-03), что приводит к необъективности полученных результатов вертикальной деформации земной поверхности и снижению уровня промышленной безопасности для объектов нефтегазового комплекса (НГК). К таким, принципиальным, нарушениям относятся:

- несоблюдение дистанции между реперами (пунктами наблюдений) по профилю, которые должны располагаться на расстоянии от 300 до 500 м друг от друга, в приведенных работах эти расстояния составляют от 1,0 до 1,5 и более километров;

- трассирование нивелирных профилей, которые не проходят через центральные части антиклинальных структур;

- замыкание профилей на опорные пункты (то есть неподвижные для данной системы), которые не выходят за границу горного отвода или зоны воздействия методов разработки на них;

- профильные линии на месторождении соединяют пункты геодезических наблюдений, высотные отметки которых получены методом триангуляции, что приводит к осреднению их значений.

Увеличение длительности интервалов повторных наблюдений (например, 1 раз в 2–3 года и более), приводит к невозможности исключения сезонных (метеорологических) факторов-помех, которые могут

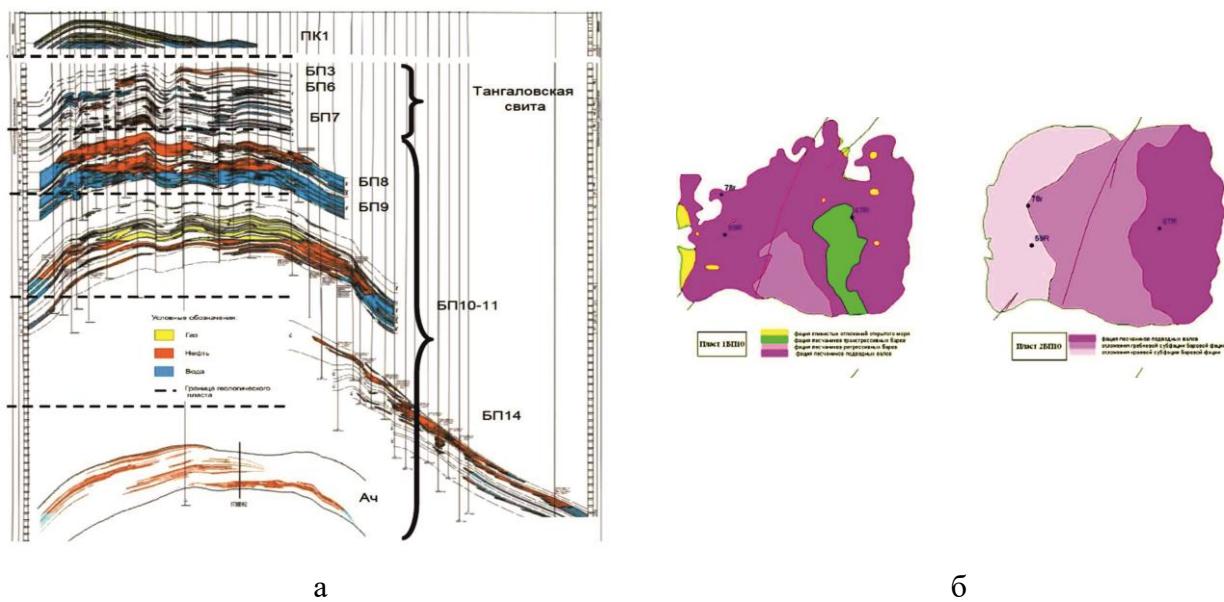
принципиально исказить результат наблюдений [8].

В связи с этим, приведенные результаты нивелирных измерений деформации земной поверхности над месторождениями (Новомолодежное, Губкинское, Комсомольское) [5–7] позволяют говорить о выявленных тенденциях опускания поверхности Земли только на качественном уровне и не могут быть использованы для оценки уровня безопасности, а также анализа процессов разработки месторождения и сопоставления этих результатов с результатами расчетных методов.

Использование разных подходов в применении методов математического моделирования для описания процесса обширного оседания земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями УВ приведено в работе [3]. Во всех этих моделях ключевым параметром для оценки оседания земной поверхности является коэффициент сжимаемости порового (трещинного) пространства, который берется из справочной литературы или, крайне редко, по результатам лабораторных исследований керна [9]. Лабораторные исследования, выполненные на небольшом количестве кернового материала разведочных скважин, не позволяют охарактеризовать коэффициент сжимаемости пород во всем продуктивном комплексе отложений месторождения как по разрезу, так и по площади. Важно отметить, что полученные значения оседаний земной поверхности расчетными методами носят предварительный, оценочный характер и могут изменяться при поступлении более точных данных о физико-механических свойствах горных пород в процессе последующих стадий разработки месторождения.

Для примера, на рис. 1 приведен разрез продуктивных комплексов пород Тасовского месторождения (имеющего размеры 19×20 км), залегающих на глубинах от 900 до 3800 м, а рядом с ним – фациальная

структурра отложений одного из пластов ( $\text{БП}_{10}$ ), где показано, как в пределах его площади меняется гранулометрический состав пород, переходя от песчаных тел в глинистые отложения.



**Рис. 1. Схематический разрез Тасовского месторождения (а) и площадное распространение фациальной структуры пластов 1 и 2 БП<sub>10</sub> (б) [10]**

Оценка реального оседания земной поверхности может быть выполнена на основе комплекса геодезических методов, включая космические, для получения качественной характеристики по площади месторождения, но с обязательными профильными нивелирными наблюдениями.

#### **Методы интенсификации нефтегазоотдачи пластов как дополнительные факторы влияния на величину оседания земной поверхности**

При разработке залежей углеводородов на месторождениях, являющихся, как правило, многопластовыми системами, содержащими жидкие и газообразные флюиды, используются физические и

физико-химические методы техногенного воздействия на продуктивные пласти. Применение этих методов обосновывается в проектах разработки каждого месторождения с соблюдением нормативных документов по охране недр, рационального их пользования и экономической эффективности.

Например, на нефтяных и газонефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи пластов применяется гидродинамическое воздействие для поддержания пластового давления (ППД), а также «нестационарное заводнение» и методы, направленные на вовлечение в разработку недренируемых или слабодренируемых запасов (участков, зон и пропластков).

К ним относятся: циклическое заводнение, гидроразрыв пласта пород (ГРП), оптимизация перепадов между пластовым и забойным давлениями в скважине, многообъемное внутрипластовое заводнение по ограничению водопритоков к скважинам, организация барьерной, площадной и других модификаций внутrikонтурного заводнения, оказывающих физическое, а в ряде случаев и химическое воздействия на породы пласта.

Одним из распространенных методов химического воздействия на карбонатные породы является их солянокислотная обработка с целью увеличения трещинно-пустотного объема, образование которого происходит за счет способности соляной кислоты вступать в реакцию с этими породами с образованием солей (хлористые кальций и магний), воды и углекислого газа. Полученная соль и двуокись углерода растворяются в водном растворе, который остается после реакции кислоты с породой и образовавшейся при реакции водой. Для увеличения поровой проницаемости в терригенных песчано-глинистых породах широко используется их глинокислотная обработка с различными соотношениями плавиковой и соляной кислоты, когда плавиковая кислота разрушает цементирующие породу силикатные (глинистые) минералы, а соляная кислота способствует поддержанию кислой среды в растворе и невозможности перехода в гель образующейся при этом кремневой кислоты, а также переводит получающуюся при этом слаборастворимую соль  $\text{AlF}_3$  в хорошо растворимую соль  $\text{AlCl}_3$ .

На газовых и газоконденсатных месторождениях различают пассивные и активные способы разработки:

- пассивные способы, приводящие к истощению пластовой энергии и основанные

на регулировании технологических режимов работы только эксплуатационных скважин;

- активные способы, основанные на регулировании энергии пласта, предотвращающие или значительно снижающие выделение в нем конденсата.

Кроме изложенных выше, выделяют методы глобального и локального воздействия на пласт. Глобальные методы предусматривают воздействие на весь пласт или его часть через систему нагнетательных и эксплуатационных скважин, с целью обеспечения поддержания пластового давления, или способствуют вытеснению уже выпавшего конденсата в пласт. Для поддержания пластового давления в пласт закачивают рабочий агент: углеводородные, неуглеводородные газы или их смеси. Закачку рабочего агента осуществляют через нагнетательные скважины, при высоком сопротивлении которых проводят очистку призабойной зоны и забоя продувкой газом, кислотной обработкой, торпедированием, дополнительной перфорацией, гидроразрывом пласта.

Поддержание пластового давления осуществляется также путем закачки в пласт воды ( заводнением). При данном способе поддержания давления возможно преждевременное обводнение залежи и скважин вследствие неоднородности коллекторских свойств пласта по площади и толщине, что ограничивает перспективы закачки воды на газоконденсатных месторождениях. Этот метод поддержания пластового давления используют на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями, разработка которых связана с проявлением повышенной деформации продуктивного коллектора.

Вытеснение из пласта выпавшего газового конденсата производят после разработки газовых месторождений на режиме истощения. В качестве рабочего агента используют воду или различные углеводородные (этан-пропановая смесь, широкая фракция легких углеводородов) или неуглеводородные (двуокись углерода, мицеллярные растворы) растворители.

Приведенные виды техногенного воздействия циклического и ступенчатого характера изменения пластового давления при их сочетании с физико-химическими методами направлены на увеличение естественной поровой, порово-трещинной и трещинной проницаемости коллекторов в процессе разработки месторождения, что приводит к дополнительному оседанию земной поверхности.

Многими исследователями также отмечается, что неоднородность распределения уплотнения пород на этапах их литогенеза приводит к формированию в них природной анизотропии, микро- и макрозон напряженно-деформированного состояния, определяемых литологопетрографическими факторами, такими как отсортированность и окатанность зерен, степень сцементированности, минералогический состав цемента, включение линз и прослоев в исходную породу.

Перераспределение природного химического равновесия и напряженно-деформированного состояния пород за счет изменения в них давления, температуры и химического состава флюидной системы приводит к смещению физико-химического равновесия в системе «порода» – «флюид». Смена равновесных условий, например, при закачке пресных или пластовых вод, не принадлежащих данному горизонту,

отличных от пластовых по химическому составу, приводит к изменению концентрации исходных веществ и продуктов их реакции. Эти процессы способны приводить к растворению минералов горных пород и перераспределению продуктов их реакции в залежи или, наоборот, к кольматации порового пространства за счет выпадения осадка реагирующих веществ [11]. Эти процессы при оценке оседания земной поверхности на начальных стадиях разработки месторождения сложно смоделировать, так как исследования по площади месторождения проводятся на небольшом количестве скважин, не позволяющем в полной мере определить структурную и лиофикальную неоднородность пласта. Данный аспект также касается и определения природной поровой сжимаемости пород, которая, в основном, оценивается с помощью расчетных или гидродинамических (гидропрослушивание) методов, редко – путем лабораторных исследований на керне, который не способен охарактеризовать весь пласт [12].

Например, для месторождений Пермского края для карбонатных пород были проведены определения сжимаемости естественных трещин коллектора на основе методов гидропрослушивания и трассирующих индикаторов [13], которые показали, что коэффициент сжимаемости трещин изменяется от  $0,6 \times 10^{-2}$  до  $3,48 \times 10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup>, а коэффициент сжимаемости пор попадает в интервал значений от  $0,1 \times 10^{-4}$  до  $6 \times 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>. Из данного примера понятно, что сжимаемость трещинного пространства получить на образце керна в объеме пласта невозможно и при этом ее значение будет на два порядка выше, чем поровой.

В связи с этим недоучет трещинной сжимаемости при снижении гидродинамического давления в залежи приведет к снижению проницаемости пород пласта околоскважинной зоны и последующим мероприятиям: поднятию забойного давления в скважине для восстановления ее продуктивности, и, как следствие, дополнительному гидродинамическому воздействию на породы коллектора.

Для глинистых покрышек также показано, что изменение их прочности на разрыв с образованием в них трещин зависит от состава, структуры и глубины их залегания [14]. Интервалы изменения давления, при которых происходит разупрочнение глинистых пород в зависимости от их класса, определяются от 0,7 МПа на глубинах 1200–1400 м и до 1,0–3,0 МПа для глубин 1700–2500 м.

Многочисленные эксперименты по циклическому объемному деформированию образцов горных пород показывают [15], что высокопористые породы, в которых коэффициент эффективной пористости меняется в пределах 18–30%, уплотняются, а низкопористые, имеющие коэффициент эффективной пористости в интервале 0,36–7,4%, разрыхляются за счет дилатансии. При незначительных циклических воздействиях наличие химически или поверхностно активного флюида на основе эффекта Ребиндера приводит к образованию трещин в породе и увеличению ее фильтрационных свойств.

Больших различий в особенностях поведения геологических сред на определенном интервале давлений не проявляется [16]. Разрушение породы в основном протекает по межзеренным границам, а в полосах локализации заметно

разрыхление среды. В условиях сдвига прочность пород сильно зависит от гидростатического давления, а сдвиговая деформация обычно сопровождается изменением объема. Различие в поведении плотных и пористых пород проявляется при давлениях, превышающих некоторую пороговую величину. Тогда с ростом давления эффективная прочность пористых пород начинает снижаться за счет интенсивного разрушения зерен и скелета, в результате чего поровое пространство сокращается. Чем выше пористость, тем ниже этот порог.

Если рассматривать случаи стесненного дилатирования, то можно говорить о том, что на условия сдвига и прочность породы оказывают влияние факторы деформирования среды за пределами поверхности разрушения. Возникающие дилатантные напряжения тем выше, чем жестче массив, плотнее порода, крупнее ее зерна и прочнее минералы [17].

К агентам изменения пористости продуктивных отложений в процессе разработки месторождений относится процесс пескопроявления. Данное явление определяется как геологическими особенностями месторождений, так и применяемыми методами воздействия на разрабатываемый пласт.

К геологическим факторам относятся: глубина залегания пласта, пластовое давление, горное давление; степень сцепментированности породы и состав цемента, ее уплотненность и естественная проницаемость; состав флюидов и их фазовое состояние; физико-механический состав песчаных отложений; растворимость цементирующего материала.

К факторам потери прочности пород пласта (рыхление, растворение цемента, разрушение матрицы пород и др.) и последующего выноса продуктов разрушения породы из залежей относятся: ГРП, методы поддержания пластового давления, химическое воздействие на минеральный состав пород и цемента, а также их применение по длительности и степени проникновения в породы пласта.

Например, средние значения количества взвешенных частиц (КВЧ) в продукции скважин, наблюдавшиеся в Самарской области, составляли 100–300 мг/л при среднем дебите скважин 50 м<sup>3</sup>/сут, что соответствует выносу песка от 1 до 3 м<sup>3</sup>/год на скважину [18]. При пересчете на плотность мелкого песка (1600 кг/м<sup>3</sup>) это составляет от 1,6 до 4,8 тонн.

На Самотлорском месторождении, находящемся на поздней стадии разработки пласта БВ<sub>10</sub>, на вертикальных скважинах при перфорированной мощности пласта 11,7 м, среднем дебите жидкости – 121 м<sup>3</sup>/сут и депрессии – 11,5 МПа среднее значение КВЧ

составляет 156 мг/л. Для всех пластов группы ПК Ван-Еганского месторождения большинство скважин, эксплуатирующих данные пласты, при среднем дебите жидкости 83 м<sup>3</sup>/сут и средней перфорированной мощности 9 м КВЧ составляет 400 мг/л при средней депрессии на пласт всего 1,7 МПа. Для скважин данной группы характерны залповые выбросы песка с концентрацией от 1000 до 10000 мг/л [19].

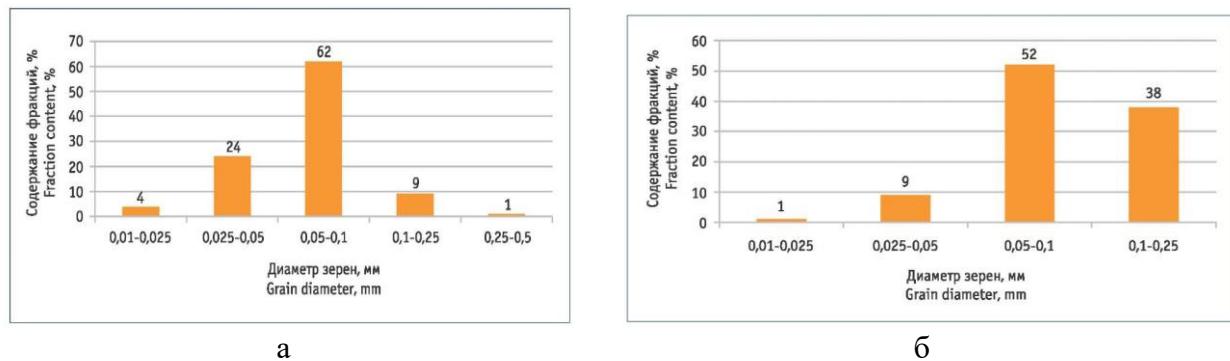
Ниже приведены таблица типичного распределения состава выносимых твердых компонентов из скважин Самотлорского и Ван-Еганского месторождений и рис. 2, где приведен гранулометрический состав выносимых частиц с этих месторождений [19]. Из таблицы понятно, что представленный состав минералов соответствует слабосцементированным или разрушенным песчаным породам.

В работе [20] также показано, что на вынос песка из пластов АВ<sub>2</sub> Самотлорского месторождения оказало влияние проведение серии ГРП в 2000 и 2001 гг.

Таблица

**Состав выносимых твердых компонентов  
из скважин Самотлорского и Ван-Еганского месторождений**

Минералогический состав	Содержание, % (пласти группы АВ Самотлорского месторождения)	Содержание, % (пласти группы ПК Ван-Еганского месторождения)
Кварц	62	55
Плагиоклаз	15	20
Гидроокислы железа	10	10
Обломки пород	5	10
Калишпат	5	3
Углистое вещество	3	–



**Рис. 2.** Распределение гранулометрического состава выносимых частиц на скважинах пластов:  
а) группы АВ Самотлорского месторождения; б) группы ПК Ван-Еганского месторождения [19]

Необходимо отметить, что к слабосцементированным песчаникам, являющимся продуктивными отложениями, относятся практически все месторождения Западной Сибири, частично – Астраханской области, Татарстана, Поволжья и других нефтегазодобывающих регионов РФ. Исходя из представленных средних значений КВЧ на одну скважину, даже если учитывать только стадию падающей добычи (10–15 лет), количество извлекаемых твердых частиц из коллекторов месторождений может составлять сотни и более тонн за этот период разработки.

В исследованиях по оценке влияния эффективного давления ( $P_{\text{эфф}}$ ) на динамику физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа, рассмотренных в работе [21], приведены данные об изменениях коэффициента пористости, сжимаемости порового пространства коллекторов месторождений Западной и Восточной Сибири и сахалинского шельфа. Показано, что изменение эффективного давления на 10,0 МПа в процессе разработки месторождений обуславливает изменения пористости образцов коллекторов разных нефтегазовых месторождений на 0,1–0,2 абсолютных процентов пористости.

Снижение пластового давления на 10,0 МПа приводит к изменению средней величины сжимаемости порового пространства от 3,41% до 5,11% относительно средней величины коэффициента сжимаемости порового пространства при эффективном давлении. В этой же работе показаны результаты исследования на кернах продуктивных отложений Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения путем увеличения  $P_{\text{эфф}}$  с начального значения до значения, наблюдающегося после снижения  $P_{\text{пл}}$ , на 10,0 МПа. На графике (рис. 3) показаны расчетные относительные изменения средних значений исследуемых физических свойств пород при росте  $P_{\text{эфф}}$ . Максимальный рост отмечается у электрических параметров – удельного электрического сопротивления и параметра пористости, а максимальное снижение – для сжимаемости порового пространства. Минимальные изменения наблюдались для объемного веса и коэффициента пористости.

Приведенные значения изменения сжимаемости имеют нелинейный характер и могут приводить к изменениям объема продуктивного пласта и как следствие – к просадке его кровли и земной поверхности.

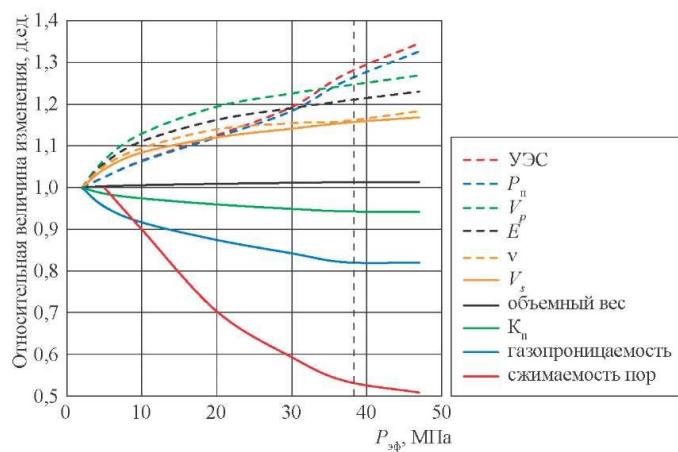


Рис. 3. Относительные изменения комплекса петрофизических параметров при росте  $P_{зп}$  [21]

При всем многообразии видов воздействий на породы продуктивных отложений очевидным является тот факт, что наиболее сложное напряженно-деформированное состояние пород, вызванное действием депрессий и репрессий на пласт, формируется в призабойной зоне скважин. Следовательно, реакция пород на изменение пластового давления на одну и ту же величину, выражаяющаяся в изменении пористости и проницаемости, будет значительней в околоскважинной зоне, чем в удаленных от нее частях пласта. Это

означает, что максимальные изменения физических свойств пород коллектора на начальной стадии разработки относятся к околоскважинным зонам, а изменения по площади месторождения будут относиться к началу стадии падающей добычи.

Для учета и контроля аномальных деформаций в массиве горных пород над месторождением автором данной статьи в работе [22] представлена схема (рис. 4) последовательного учета уровня относительных деформаций земной поверхности при разработке месторождения.



Рис. 4. Блок-схема контроля и учета геодинамических процессов при проектировании и разработке месторождений [22]

Данный подход позволяет на основе расчетных методов и наблюдаемых параметров оседания на каждой новой стадии разработки месторождения проводить зонирование территории по оценке деформации земной поверхности, а также корректировку уровня воздействия на скважины и продуктивные пласти с целью уменьшения уровня геодинамических процессов.

### **Выводы**

Представленные в научной литературе данные об оценке оседания земной поверхности над месторождениями УВ на основе математического моделирования и натурных наблюдений не позволяют провести их сравнение на количественном уровне. Это связано с тем, что проведение нивелирных наблюдений выполняется с нарушением нормативных документов (РД 07-603-03) и не отражает объективной оценки геодинамических процессов, а в расчетных методах невозможно предусмотреть анизотропии физических свойств пород в пределах продуктивных пластов и их изменения в процессе разработки месторождения.

Применяемые методы воздействия на продуктивные отложения при разработке месторождений УВ и анализ возможных изменений параметров пористости,

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных исследований», № АААА-А19-119022090096-5).*

### **Литература**

1. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Кузьмин Ю.О., Бакиров Р.Х. и др. Современная геодинамика и сейсмичность юго-востока Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. 240 с.
2. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Пороудин Г.А. Оценка процессов проседания земной поверхности при разработке газовых месторождений (на примере Северо-Ставропольского

проницаемости и прочности пород-коллекторов позволяют сделать вывод о необходимости проектирования и ведения геодинамических наблюдений в пределах всех месторождений без ограничений их размеров и глубины залегания.

Необходимость проведения геодинамических исследований продиктована также использованием новых современных технологий, более мощных технических устройств добычи УВ и экономическими требованиями для данного вида деятельности, которые создают условия «хищнической» добычи углеводородов без осознания экологических последствий для данных территорий [23].

Проведение повторных геодезических наблюдений за деформацией земной поверхности должно основываться на соответствии нормативным документам, сертифицированным методам и утвержденным методикам их применения, с целью сравнения результатов, полученных на разных месторождениях.

Геодинамические наблюдения (нивелирные и гравиметрические) создают основу промышленной и экологической безопасности объектов нефтегазового комплекса и ландшафтных условий, а также способны служить дополнительным методом контроля разработки месторождения.

месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 7. С. 54–57.

3. Кузьмин Ю.О. Актуальные вопросы использования геодезических измерений при геодинамическом мониторинге объектов нефтегазового комплекса // Вестник СГУГиТ. 2020. Т. 25, № 1. С. 43–54. <https://doi.org/10.33764/2411-1759-2020-25-1-43-54>

4. Шмонин В.И., Шмонин И.Б. О направлениях оптимизации системы маркшейдерского контроля деформаций земной поверхности и сооружений при разработке месторождений углеводородов // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2017. Т. 40, № 3. С. 82–89. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2017-40-3-82-89>

5. Васильев Ю.В., Мисюров Д.А., Филатов А.В. Техногенное влияние разработки комсомольского месторождения на современные деформационные процессы // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 11–20. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-2-11-20>

6. Васильев Ю.В., Иноземцев Д.П., Мисюров Д.А., Долганов И.М., Филатов А.В. Анализ и интерпретация результатов маркшейдерско-геодезических измерений на Губкинском геодинамическом полигоне // Маркшейдерский вестник. 2018. № 1. С. 58–67.

7. Васильев Ю.В., Радченко А.В. Анализ результатов геодинамического мониторинга на Новомолодежном месторождении // Маркшедерия и недропользование. 2017. № 1(87). С. 38–41.

8. Кузьмин Ю.О. Геодинамические полигоны – эффективный инструмент обеспечения эколого-промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса // Гео-Сибирь. 2008. Т. 1, № 2. С. 22–26.

9. Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Оценка геодинамических последствий разработки Бованенковского НГКМ // Гео-Сибирь. 2008. Т. 1, № 2. С. 10–15.

10. Трофименко Д.Д. Геологические основы для проектирования и анализ текущего состояния разработки Тасовского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2019. № 3. С. 175–191.

11. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.

12. Никонов А.И. Проблемы сейсмогеофизических методов при создании геологических моделей нефтегазовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. Вып. 3(15). С. 8. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art8>

13. Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытия и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 16. С. 61–69. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.16.7>

14. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.

15. Кольчицкая Т.Н., Михайлов Н.Н. Влияние циклических режимов эксплуатации скважин на изменение состояния нефтегазовых пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 81–84.

16. Стефанов Ю.П. Режимы дилатансии и уплотнения развития деформации в зонах локализованного сдвига // Физическая мезомеханика. 2010. Т. 13, Спецвыпуск. С. 44–52.
17. Николаевский В.Н. Собрание трудов. Геомеханика. Т. 1. Разрушение и дилатансия. Нефть и газ. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2010. 640 с.
18. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 5. С. 159–169.
19. Якимов С.Б., Шпоренко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку электроцентробежных насосов с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория Нефтегаз. 2016. № 3. С. 84–99.
20. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2004. 23 с.
21. Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Вести газовой науки. 2018. № 5(37). С. 82–99.
22. Никонов А.И. Зонирование территории месторождений УВ по уровню деформаций земной поверхности для учета современных геодинамических воздействий на эксплуатационные и ликвидированные скважины // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 4(23). С. 25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art25>
23. Никонов А.И., Тупысев М.К., Шаповалова Е.С., Юррова М.П. Геодинамические факторы техногенной оценки воздействия на ландшафт при разработке нефтегазовых месторождений // Нефтепромысловое дело. 2014. № 12. С. 51–56.

# Technogenic factors of impact on productive sediments of hydrocarbon deposits and their relation to potential deformation of the Earth's surface

A.I. Nikonov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow  
E-mail: nikson59@rambler.ru

**Abstract.** The article presents the results of the studies of the assessment of subsidence of the Earth's surface above hydrocarbon fields, obtained by mathematical modeling and on the basis of field observations. The purpose of these studies is the substantiation of changes in the initial physical-mechanical and strength properties of productive deposits in the process of exposure to them by various methods of development, comparison of estimates of subsidence of the Earth's surface obtained by calculation and geodetic methods, taking into account the heterogeneity of the geological structure of the fields and the technogenic factors of impact. It is shown that the value of the calculated surface subsidence over the field, obtained on single data of the coefficient of pore compressibility of rocks and without taking into account the impact of the applied methods of development, does not allow an objective assessment of this process over the field area. The conclusion is made about the necessity of repeated profile leveling and gravimetric observations for a real assessment of the subsidence process of the Earth's surface, which allows to control the industrial and environmental safety of natural and natural-technogenic objects in the field.

**Keywords:** geodynamic landfill, subsidence of the Earth's surface, development, hydrocarbon deposits, geodetic methods, changes in the physical properties of rocks.

**Citation:** Nikonov A.I. Technogenic factors of impact on productive sediments of hydrocarbon deposits and their relation to potential deformation of the Earth's surface // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 77–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5> (In Russ.).

## References

1. Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Kuzmin Yu.O., Bakirov R.Kh. et al. Contemporary geodynamics and seismicity of South-Western Tatarstan. Kazan: Fan Publ. House, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2012. 240 p. (In Russ.).
2. Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O., Poloudin G.A. Assessment of the Earth's surface subsidence processes during the development of gas fields: case study of the North Stavropol field // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2002. No. 7. P. 54–57. (In Russ.).
3. Kuzmin Yu.O. Topical issues of use of geodesic measurements at geodynamic monitoring of objects of oil and gas complex // Vestnik of SSUGT. 2020. Vol. 25, No. 1. P. 43–54. <https://doi.org/10.33764/2411-1759-2020-25-1-43-54> (In Russ.).
4. Shmonin V.I., Shmonin I.B. On optimization trends of survey monitoring system of Earth surface and structure deformations under hydrocarbon deposit development // Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits. Vol. 40, No. 3. P. 82–89. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2017-40-3-82-89> (In Russ.).

5. *Vasilev Yu.V., Mis'yurev D.A., Filatov A.V.* Anthropogenic influence of the Komsomolsk oil and gas condensate field on modern deformation processes // Oil and Gas Studies. No. 2. P. 11–20. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-2-11-20> (In Russ.).
6. *Vasilyev Yu.V., Inozemtsev D.P., Mis'yurev D.A., Dolganov I.M., Filatov A.V.* Analysis and interpretation of mine surveying-geodetic measurements on the geodynamic polygon of Gubkinskiy // Mine Surveying Bulletin. 2018. No. 1. P. 58–67. (In Russ.).
7. *Vasilyev Yu.V., Radchenko A.V.* Analysis of geodynamic monitoring results for Novomolodezhnoe field // Mine Surveying and Subsurface Use. 2017. No. 1(87). P. 38–41. (In Russ.).
8. *Kuzmin Yu.O.* Geodynamic test-areas as ecology-industrial safety oil and gas objects effective provision instrument // Geo-Siberia. 2008. Vol. 1, No. 2. P. 22–26. (In Russ.).
9. *Kuzmin Yu.O., Nikonov A.I.* Estimation of geodynamic consequences of devevelopment of Bovanenkovskoe oil-gas-condensate field // Geo-Siberia. 2008. Vol. 1, No. 2. P. 10–15. (In Russ.).
10. *Trofimenco D.D.* Geological foundations for the design and analysis of the current state of development of the Tasovskoye field // Science. Engineering. Technology (Polytechnical Bulletin). 2019. No. 3. P. 175–191. (In Russ.).
11. *Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gattenberger Yu.P., Abukova L.A., Leukhina O.I.* Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas fields development. Moscow: GEOS, 2007. 245 p. (In Russ.).
12. *Nikonov A.I.* Problems of seismogeophysical methods during elaboration of geological models of oil and gas fields // Actual Problems of Oil and Gas. 2016. Iss. 3(15). P. 8. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art8> (In Russ.).
13. *Martiushev D.A., Lekomtsev, A.V., Kotousov A.G.* Determining openness and compressibility of natural fractures of carbonate reserves in the Logovskoye deposit // Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining. 2015. No. 16. P. 61–69. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.16.7> (In Russ.).
14. *Osipov V.I., Sokolov V.N., Eremeev V.V.* Argillaceous caps of oil and gas fields. Moscow: Nauka, 2001. 238 p. (In Russ.).
15. *Kolchitskaya T.N., Mikhailov N.N.* Effect of cyclic well operation modes on changes in oil and gas reservoir condition // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2002. No. 5. P. 81–84. (In Russ.).
16. *Stefanov Yu.P.* Dilatation and compaction modes of deformation in localized shear zones // Fizicheskaya Mezomekhanika. 2010. Vol. 13, Special Issue. P. 44–52. (In Russ.).
17. *Nikolaevsky V.N.* Collected works. Geomechanics. Vol. 1. Fracture and dilatancy. Oil and gas. Moscow; Izhevsk: Research Center for Regular and Chaotic Dynamics, Institute for Computer Research, 2010. 640 p. (In Russ.).
18. *Bakhtizin R.N., Smolnikov R.N.* Features of oil production with high content of mechanical impurities // Scientific Online Journal Neftegazovoe Delo. 2012. No. 5. P. 159–169. (In Russ.).
19. *Yakimov S.B., Shportko A.A.* On the abrasive particle concentration influence on the running hours of electric centrifugal pumps with operating stages made of Ni-resist, type 1, at fields of NK Rosneft JSC // Territorija Neftegaz. 2016. No. 3. P. 84–99. (In Russ.).

20. *Kudryavtsev I.A.* Oil production technology improvement in conditions of intensive removal of mechanical impurities (by the example of Samotlorskoye field): Synopsis of Ph.D. thesis. Tyumen, 2004. 23 p. (In Russ.).
21. *Zhukov V.S., Semenov Ye.O., Kuzmin Yu.O.* Dynamics of physical properties of reservoirs at development of oil and gas fields // *Vesti Gazovoy Nauki*. 2018. No. 5(37). P. 82–99. (In Russ.).
22. *Nikonov A.I.* Oil and gas territories zoning by the surface deformation degree for the registration of recent geodynamic impact on producing and abandoned wells // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. Iss. 4(23). P. 25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art25> (In Russ.).
23. *Nikonov A.I., Tupysev M.K., Shapovalova E.S., Yurova M.P.* Geodynamic factors of technogenic assessment of influence on the landscape while developing oil and gas fields // *Oilfield Engineering*. 2014. No. 12. P. 51–56. (In Russ.).

# Технико-экономическая оценка эффективности инновационных цифровых технологий предупреждения осложнений и аварий при строительстве нефтяных и газовых скважин на примере Мусюршорского месторождения

Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили\*, К.К. Насекин

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: \*o.sardan@mail.ru

**Аннотация.** В 2019–2020 гг. в ИПНГ РАН была разработана автоматизированная система предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин, которая является составной частью цифрового месторождения. В статье на примере Мусюршорского месторождения показано, что использование системы позволяет значительно повысить технико-экономическую эффективность освоения запасов углеводородов. Для ее оценки были использованы две методики на основе разных критериев эффективности: общих удельных затрат на ликвидацию аварий и осложнений и предельно рентабельных запасов на одну скважину. Методики просты в использовании и значительно ускоряют процесс принятия экспертных заключений.

**Ключевые слова:** автоматизированная система, инновационные цифровые технологии, аварии и осложнения, строительство нефтяных и газовых скважин, рентабельные запасы, технико-экономическая эффективность.

**Для цитирования:** Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н., Насекин К.К. Технико-экономическая оценка эффективности инновационных цифровых технологий предупреждения осложнений и аварий при строительстве нефтяных и газовых скважин на примере Мусюршорского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 93–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art6>

Целью внедрения новых инновационных цифровых технологий является уменьшение количества аварий и осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин и снижение себестоимости буровых работ.

Повышение экономического эффекта от внедрения этих цифровых технологий на месторождении обусловлено следующими факторами:

- снижением общих расходов на ликвидацию аварий и осложнений;
- увеличением срока службы бурового и вспомогательного оборудования;
- снижением технологических и экологических потерь при возникновении аварий;
- повышением качества обработки больших массивов геолого-геофизической информации на основе применения современных информационных технологий.

В связи с тем, что к настоящему времени не было практического применения разработанной в ИПНГ РАН в 2019–2020 г автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций (АСПОАС) [1] на месторождениях РФ, в данной статье приведен тестовый пример расчета оценки ее технико-экономической эффективности при внедрении на Мусюшорском нефтяном месторождении Ненецкого автономного округа.

Как показал проведенный анализ исследований в области оценки эффективности освоения месторождений углеводородов, на сегодняшний день нет единого подхода к определению технико-экономической эффективности внедрения новых инновационных цифровых технологий с целью снижения количества аварий и осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин [2–7]. В связи с этим, на примере Мусюшорского нефтяного месторождения рассмотрим две методики расчета технико-экономической оценки этой инновации

### **1. Методика расчета затрат на ликвидацию аварий на основе учета затрат на предупреждение аварий и осложнений**

Методика основана на формировании и анализе затрат на ликвидацию аварий и осложнений при внедрении АСПОАС в процессе строительства нефтяных и газовых скважин [2]. Экономическая эффективность внедрения АСПОАС ( $\mathcal{E}_{\text{эфф}}$ ) определяется путем сравнения затрат по базовому и

новому вариантам, соответственно, до и после внедрения автоматизированной системы. Она достигается за счет сокращения времени и затрат на ликвидацию осложнений и аварий при строительстве скважин и рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{эфф}} = Z_{a1} - Z_{a2}, \quad (1)$$

где  $Z_{a1}$  – общие удельные затраты по базовому варианту (до внедрения автоматизированной системы), руб./скв.;  $Z_{a2}$  – общие удельные затраты по варианту с внедрением АСПОАС, руб./скв.

Затраты по варианту с внедрением АСПОАС отличаются от затрат по базовому варианту величиной затрат на внедрение этой системы, коммерческая стоимость которой составляет 10 млн руб.

В состав общих удельных затрат на ликвидацию осложнений и аварий включаются следующие затраты [2]:

- удельные затраты, зависящие от времени ликвидации аварий, руб./скв. ( $C_{ab}$ );
- общая стоимость материалов, израсходованных при ликвидации аварий, руб./скв. ( $Z_m$ );
- общая стоимость бурильного инструмента, пришедшего в негодность в результате аварии, руб./скв. ( $Z_{bi}$ );
- стоимость услуг сторонних организаций, руб./скв. ( $Z_y$ );
- стоимость создания и внедрения АСПОАС, руб./скв. ( $Z_{po}$ ).

Рассмотрим далее расчет затрат для Мусюшорского месторождения [2, 9].

Расчет удельных затрат:

$$C_{ab} = Z_q \times T = 13100 \times 984 = 12890400 \text{ (руб./скв. \times год)}, \quad (2)$$

$$C_{ab} = Z_q \times T = 9256 \times 984 = 9107904 \text{ (руб./скв. \times год)}, \quad (3)$$

где  $C_{ab}$  – затраты средств на ликвидацию аварий, руб./скв.;  $Z_q$  – себестоимость часа эксплуатации буровой установки по

затратам, зависящим от времени, руб./час;  $T$  – время, затраченное на ликвидацию аварий, час/скв.

$$Z_m = Z'_m \times H = 24585 \times 41 = 1008000 \text{ (руб./скв.×год)}, \quad (4)$$

$$Z_m = Z'_m \times H = 21381 \times 33 = 705600 \text{ (руб./скв.×год)}, \quad (5)$$

где  $Z'_m$  – стоимость материалов и химреагентов, израсходованных при ликвидации аварий на одну скважину

на 1 метр проходки, руб./м×скв.;  $H$  – мощность интервала бурения пласта, м.

$$Z_{bi} = \Pi_{bi} \times Z'_{bi} = 84000 \times 10 = 840000 \text{ (руб./скв.×год)}, \quad (6)$$

$$Z_{bi} = \Pi_{bi} \times Z'_{bi} = 58800 \times 10 = 588000 \text{ (руб./скв.×год)}, \quad (7)$$

где  $Z'_{bi}$  – расход бурового инструмента, шт./скв.;  $\Pi_{bi}$  – цена бурового инструмента

с учетом транспортных расходов, руб./шт.

$$Z_t = Z_t \times P \times H = 3036,6 \times 10 \times 41 = 1245000 \text{ (руб./скв.×год)}, \quad (8)$$

$$Z_t = Z_t \times P \times H = 3036,6 \times 10 \times 33 = 1002078 \text{ (руб./скв.×год)}, \quad (9)$$

где  $Z_t$  – стоимость транспортировки 1 т материалов и химреагентов со склада бурового предприятия до буровой, руб./скв.;  $P$  – расход материалов и химреагентов на 1 метр проходки, т/м.

Приведем расчет экономической эффективности внедрения системы по

формуле (1) на Мусюшорском месторождении [9].

Для расчета были использованы основные технико-экономические показатели для этого месторождения (по состоянию на 2014 г.), представленные в табл. 1.

Таблица 1

#### Основные технико-экономические показатели по Мусюшорскому месторождению

Наименование показателя	Условное обозначение	Ед. изм.	Базовый вариант	Вариант с внедрением АСПОАС
1	2	3	4	5
Себестоимость часа эксплуатации буровой установки по затратам, зависящим от времени	$Z_q$	руб./час	13100	9256
Среднее время ликвидации аварий	$T$	час	984	984
Затраты, зависящие от времени ликвидации аварий	$C_{ab}$	руб./скв.×год	12890400	9107904
Стоимость материалов, израсходованных при ликвидации аварий	$Z_m$	руб./скв.×год	1008000	705600

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Стоимость бурового инструмента, пришедшего в негодность в результате аварии	З <sub>би</sub>	руб./скв.хгод	840000	588000
Стоимость транспортировки 1 т материалов и химреагентов со склада бурового предприятия до буровой	З <sub>т</sub>	руб./скв.хгод	1245000	10020784
Количество пробуренных добывающих скважин	Ф <sub>дскв</sub>	ед.	16	16
Срок разработки месторождения	T <sub>раз</sub>	год	15	15
Общая стоимость внедрения АСПОАС в целом по месторождению	З <sub>сум</sub>	млн руб.	–	10
Стоимость внедрения автоматизированной системы на скважину в год	З <sub>по</sub>	руб./скв.хгод	–	41667
Общие удельные затраты на ликвидацию осложнений и аварий в год	З <sub>а</sub>	руб./скв.хгод	15983400	11445249
Экономический эффект на скважину в год от внедрения АСПОАС	Э <sub>эфф</sub>	тыс. руб./скв.хгод		4538,15

Экономическая эффективность от внедрения предлагаемых инновационных цифровых технологий, которая оценивается как снижение общих затрат на ликвидацию осложнений и аварий, составила 4,54 млн руб./скв.хгод.

## **2. Методика оценки технико-экономической эффективности снижения аварийности при строительстве скважин на основе экспресс-метода оперативной экономической оценки эффективности освоения запасов углеводородов**

Для оперативной технико-экономической оценки эффективности освоения запасов углеводородов при внедрении инновационных цифровых

технологий был разработан экспресс-метод, который позволяет оценить следующие экономические показатели [9, 10]:

- 1) предельно рентабельные запасы на новую скважину;
- 2) экономическую эффективность по величине предельно рентабельных запасов.

Первый показатель характеризует величину запасов углеводородов, приходящихся на одну добывающую скважину, при которой разработка месторождения будет рентабельна. Чем ниже этот показатель, тем проектируемая система разработки с учетом внедрения новых цифровых технологий будет более эффективна. Показатель зависит от величины удельных капитальных и эксплуатационных затрат [8].

Методика расчета предельно рентабельных запасов нефти на одну добывающую скважину подробно рассмотрена в работе [9].

Экономическая эффективность по величине предельно рентабельных запасов позволяет оценить, насколько изменятся предельно рентабельные запасы на новую скважину в случае применения инновационных методов разработки на основе цифровых технологий освоения и добычи углеводородов. Таким образом, этот показатель позволяет оценить эффективность их внедрения на месторождении.

Экономическая эффективность по величине предельно рентабельных запасов ( $\mathcal{E}_{\text{эфф1}}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{эфф1}} = (1 - Q_{\text{приз2}}/Q_{\text{приз1}}) \times 100 \%, \quad (10)$$

где  $Q_{\text{приз2}}$  – значение предельно рентабельных запасов по новому варианту;  $Q_{\text{приз1}}$  – значение

предельно рентабельных запасов по базовому варианту.

Как установлено ранее, сокращение числа аварий при внедрении АСПОАС составляет не менее 30% [2, 6]. При расчете предельно рентабельных запасов это было учтено в нормативе условно-постоянных эксплуатационных затрат. В этом же показателе учитываются расходы на создание и внедрение автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций. Эти расходы были приняты в размере 10 млн руб. в целом на месторождение. Расчеты проводились с учетом нормирования расходов на одну скважину.

Для Мусюршорского месторождения был проведен расчет технико-экономической эффективности по критерию предельно рентабельных запасов [8].

Расчет предельно рентабельных запасов по базовому и новому вариантам представлен ниже:

$$Q_{\text{приз1}} = \frac{(65079 + 27356 + 2378) + 15992 \times 15}{16452 - 184 / (1 - 0,65)} = 21 \text{ (тыс. т/скв.)}, \quad (11)$$

$$Q_{\text{приз2}} = \frac{(65079 + 27356 + 2378) + 11646 \times 15}{16452 - 184 / (1 - 0,65)} = 16 \text{ (тыс. т/скв.)}. \quad (12)$$

Результаты оперативной экономической оценки эффективности

освоения запасов углеводородов на основе экспресс-метода представлен в табл. 2.

Таблица 2

### Результаты технико-экономической оценки эффективности освоения Мусюршорского месторождения по экспресс-методу

Наименование показателя	Условное обозначение	Ед. изм.	Базовый вариант	Вариант с внедрением АСПОАС
1	2	3	4	5
1. Стоимость бурения скважины	Нкб	тыс. руб./скв.	65079	65079
2. Норматив капитальных затрат в обустройство скважины	Нкоб	тыс. руб./скв.	27356	27356
3. Норма капитальных затрат в обустройство, не входящее в сметы строек	Нкобнс	тыс. руб./скв.	2378	2378

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
4. Норма затрат в условно-постоянные эксплуатационные расходы	Нпс	тыс. руб./скв.	15992	11646
5. Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы	Нпр	руб./т жидкости	184	184
6. Цена реализации	Цреал	руб./т	16452	16452
7. Средняя обводненность продукции скважины	Вср	д.ед.	0,65	0,65
8. Средний срок работы скважины	Т	год	15	15
9. Предельно рентабельные запасы	Qприз	тыс. т/скв.	21	16
10. Экономическая эффективность варианта с внедрением АСПОАС	Ээфф1	%		24 %

Таким образом, показано, что экономическая эффективность варианта с внедрением АСПОАС для Мусюшорского месторождения повысилась на 24 %.

На основе сопоставления рассчитанных предельно рентабельных запасов ( $Q_{из}$ ) при внедрении АСПОАС с величиной извлекаемых запасов по скважине ( $Q_{из}$ ) по базовому варианту, можно сформулировать общую концепцию оценки освоения запасов углеводородов [10]:

- если  $Q_{из} < Q_{приз}$ , то освоение залежи не рентабельно;
- если  $Q_{из} > Q_{приз}$ , то промышленное освоение залежи целесообразно и рентабельно;
- если  $Q_{из} = Q_{приз}$ , то это соответствует граничному условию освоения залежи, когда выручка от реализации нефти окупит затраты по скважине.

Величина извлекаемых запасов на скважину ( $Q_{из}(t)$ ) по месторождению

рассчитывается с использованием следующей зависимости [9, 10]:

$$Q_{из}(t) = Q_n(t) / N_{фдобр}(t), \quad (13)$$

где  $Q_n(t)$  – суммарная годовая добыча нефти в целом по месторождению, тыс. т.;  $N_{фдобр}(t)$  – годовой фонд добывающих нефтяных скважин, ед.

На основании указанной концепции было проведено сравнение извлекаемых запасов ( $Q_{из}(t)$ ) и предельно рентабельных запасов ( $Q_{приз}$ ) для Мусюшорского месторождения. По базовому варианту предельно рентабельные запасы составляют 21 тыс.т/скв.×год (расчет по формуле (11)). При внедрении АСПОАС для этого месторождения предельно рентабельные запасы составили 16 тыс.т/скв.×год (расчет по формуле (12)), что обусловлено значительным снижением условно-постоянных затрат. Результаты сравнительной оценки экономической эффективности представлены в табл. 3.

Таблица 3

**Результаты исследований рентабельности разработки Мусюршорского месторождения**

Срок разработки	Фонд добывающих скважин Nфдб(t)	Суммарная годовая добыча нефти	Извлекаемые запасы на скважину Qиз(t)	Рентабельность для базового варианта	Рентабельность при внедрении АСПОАС
год	ед.	тыс.т.	тыс.т/скв.хгод	да/нет	да/нет
1	1	13,4044	13,40	нет	нет
2	1	61,6322	61,63	да	да
3	3	247,6852	82,56	да	да
4	7	279,4274	39,92	да	да
5	8	280,9758	35,12	да	да
6	9	236,1114	26,23	да	да
7	9	185,2886	20,59	нет	да
8	9	146,4708	16,27	нет	да
9	9	134,0836	14,90	нет	нет
10	9	123,1174	13,68	нет	нет
11	9	110,3284	12,26	нет	нет
12	9	100,793	11,20	нет	нет
13	9	89,229	9,91	нет	нет
14	9	77,0182	8,56	нет	нет
15	9	68,208	7,58	нет	нет

Сводные показатели технико-экономической эффективности для Мусюршорского месторождения представлены в табл. 4.

Таблица 4

**Основные сводные показатели технико-экономической эффективности при внедрении АСПОАС на Мусюршорском месторождении**

Показатели экономической эффективности	Ед. изм.	Величина показателя
Экономический эффект на скважину в год от внедрения АСПОАС	тыс. руб./скв.хгод	4538,15
Экономическая эффективность варианта по величине предельно рентабельных запасов	%	24
Увеличение срока рентабельной эксплуатации месторождения	год	2

## **Выводы**

Сравнение результатов проведенных расчетов показало, что обе методики применимы как на стадии освоения, так и на стадии промышленной разработки месторождений при внедрении АСПОАС.

По результатам проведенных исследований для условий Мусюршорского месторождения показано, что внедрение АСПОАС позволит значительно повысить технико-экономическую эффективность варианта.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).*

## **Литература**

1. Еремин Н.А., Черников А.Д., Сарданашвили О.Н. и др. Цифровые технологии строительства скважин. Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 4(100). С. 38–50.
2. Павловская А.В. Оценка эффективности научно-технических мероприятий в строительстве нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. Ухта: УГТУ, 2009. 112 с.
3. Косолапов Л.А. Анализ действующих методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов // Инвестиционно-строительная деятельность в условиях становления рыночных отношений: Сб. науч. тр. СПб.: С.-Петербург. гос. архитектур.-строит. ун-т, 2001. С. 78–87.
4. Андреев А.Ф., Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д. и др. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности. М.: НУМЦ Минприроды России, 1997. 340 с.
5. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. М.: Наука, 2006. 134 с.
6. Абу-Абед Ф.Н. Автоматизированная система мониторинга и снабжения объектов нефтегазодобывающей промышленности // Известия ТулГУ. Науки о Земле. 2018. Вып. 1. С. 121–131.
7. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Минприроды России от 20.09.2019 N 639). <http://docs.cntd.ru/document/561372501> (Дата обращения 26.11.2020).
8. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов. М.: МАКС Пресс, 2016. 148 с.
9. Пономарева И.А., Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений. М.: Наука, 2010. 112 с.
10. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. М.: МАКС Пресс, 2020. 245 с.

Установлено, что:

- экономическая эффективность второго варианта обусловлена снижением общих затрат на ликвидацию осложнений и аварий и составляет 4,54 млн руб./скв.×год;
- экономическая эффективность варианта по величине предельно рентабельных запасов увеличится на 24%;
- период рентабельной эксплуатации месторождения увеличится на два года.

# Technical and economic assessment of the efficiency of innovative digital technologies for preventing complications and accidents during oil and gas well construction: the case of the Musyurshorskoye field

**Yu.G. Bogatkina, O.N. Sardanashvili\*, K.K. Nasekin**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Science, Moscow

E-mail: \*o.sardan@mail.ru

**Abstract.** In 2019–2020, at the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, an automated system for preventing complications and accidents during oil and gas well construction was developed, which constitutes an integral part of the digital field. The article shows by the case of the Musyurshorskoye field that the use of the system allows to significantly increase the technical and economic efficiency of the development of hydrocarbon reserves. To assess it, two methods have been used based on different efficiency criteria: the total unit cost of liquidation of accidents and complications and the maximum profitable reserves per well. The methods are easy to use and speed up the process of making expert conclusions significantly.

**Keywords:** automated system, innovative digital technologies, accidents and complications, oil and gas well construction, profitable reserves, technical and economic efficiency.

**Citation:** Bogatkina Yu.G., Sardanashvili O.N., Nasekin K.K. Technical and economic assessment of the efficiency of innovative digital technologies for preventing complications and accidents during oil and gas well construction: the case of the Musyurshorskoye field // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 93–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art6> (In Russ.).

## References

1. Eremin N.A., Chernikov A.D., Sardanashvili O.N. et al. Digital well construction technologies. Creation of a high-performance automated system for preventing complications and emergencies during the construction of oil and gas wells // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 4(100). P. 38–50. (In Russ.).
2. Pavlovskaya A.V. Evaluation of the effectiveness of scientific and technical measures in the construction of oil and gas wells: Textbook. Ukhta: Ukhta State University, 2009. 112 p. (In Russ.).
3. Kosolapov L.A. Analysis of existing guidelines for assessing the effectiveness of investment projects // Investment and construction activities in the formation of market relations: Collected papers. St. Petersburg: St. Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering. 2001. P. 78–87. (In Russ.).
4. Andreev A.F., Dunaev V.F., Zubareva V.D. et al. Fundamentals of design analysis in the oil and gas industry. Moscow: Scientific and Educational Center of the Ministry of Natural Resources of Russia, 1997. 340 p. (In Russ.).
5. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G., Eremin N.A. Complex economic assessment of hydrocarbon deposits in investment projects. Moscow: Nauka, 2006. 134 p. (In Russ.).

6. *Abu-Abed F.N.* Automated system of monitoring and supply for objects of oil and gas industry // Proceedings of the Tula States University – Sciences of Earth. 2018. Vol. 1. P. 121–131. (In Russ.).
7. Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits (approved by the order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 20.09.2019 N 639). <http://docs.cntd.ru/document/561372501> (Accessed on 26.11.2020). (In Russ.).
8. *Bogatkina Yu.G., Ponomareva I.A., Eremin N.A.* Application of information technologies for economic evaluation of oil and gas investment projects. Moscow: MAKS Press, 2016. 148 p. (In Russ.).
9. *Ponomareva I.A., Eremin N.A., Bogatkina Yu.G.* Economic and methodical modeling of oil and gas field development. Moscow: Nauka, 2010. 112 p. (In Russ.).
10. *Bogatkina Yu.G.* Evaluation of the effectiveness of investment projects in the oil and gas industry using automated modeling mechanisms. Moscow: MAKS Press, 2020. 245 p. (In Russ.).

## Западная часть Терско-Каспийского прогиба как зона разгрузки глубинных флюидных систем

А.А. Даукаев

Комплексный научно-исследовательский институт им. Х.И. Ибрагимова РАН, г. Грозный  
E-mail: daykaev@mail.ru

**Аннотация.** В статье описаны механизмы формирования Терского и Сунженского антиклиниориев как основных зон нефтегазонакопления. Высказано предположение о формировании высокоамплитудных антиклинальных складок в верхнемеловых отложениях, в результате вертикальной миграции высоконапорных флюидов по глубинным разломам с прорывом их в верхние горизонты осадочного чехла в позднеорогенные фазы складчатости. Перечислены основные предпосылки глубинного генезиса нефти и газа – выраженная неравномерность распределения скоплений углеводородов, аномально высокое пластовое давление, гидрохимические аномалии.

**Ключевые слова:** Терско-Сунженская складчатая зона, миграция нефти, флюиды, надразломные антиклинальные зоны.

**Для цитирования:** Даукаев А.А. Западная часть Терско-Каспийского прогиба как зона разгрузки глубинных флюидных систем // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 103–112. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art7>

Целью данной работы является оценка перспектив глубокопогруженных зон западной части Терско-Каспийского прогиба (ТКП) в свете современных представлений о глубинном формировании углеводородов (УВ).

Основные задачи – анализ представлений о механизме формирования тектонической структуры и образования скоплений УВ; исследование взаимосвязей между процессами образования, миграции и площадным распределением скоплений углеводородов; определение основных предпосылок глубинного генезиса нефти и газа.

Рассматриваемый район характеризуется сложным разломно-блоковым строением (рис. 1). Здесь выявлены разновозрастные глубинные разломы субширотного, северо-восточного и северо-западного простирания. Некоторые из них

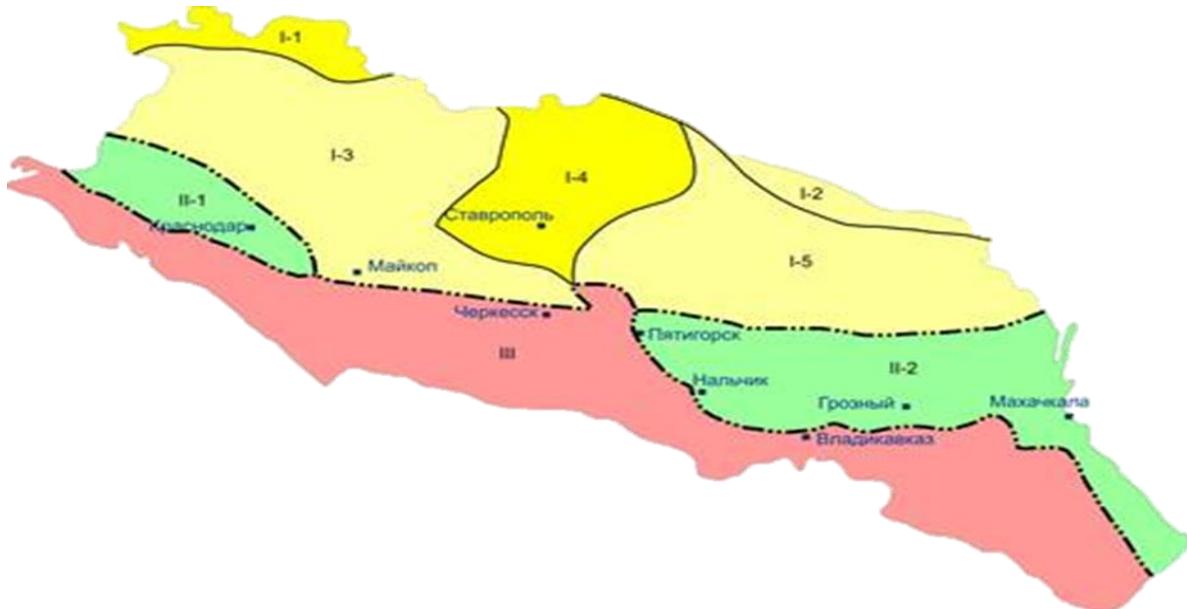
отнесены к так называемым шовным зонам.

Эффективность геологоразведочных работ в значительной степени определяется состоянием научных разработок в области нефтегазовой геологии, в частности, закономерностей размещения, условий формирования скоплений УВ и генезиса нефти.

Во второй половине XX века вопросы нефтегазоносности больших глубин стали актуальными в исследуемом районе в связи с истощением разрабатывавшихся с конца XIX века «верхних» нефтегазоносных горизонтов карагана и чокрака. Проблема освоения глубокозалегающих горизонтов актуальна в настоящее время для многих регионов с длительной историей изучения и добычи, с высокой степенью выработанности месторождений нефти и газа. [1].

Геологические исследования в рассматриваемом районе проводятся со второй половины XIX века Г. Абихом, Ф.Г. Кошкулем, А. Коншиным и др. [2–5]. К настоящему времени накоплен значительный объем

геологического материала, позволяющий провести тектоническое и нефтегазогеологическое районирование территории и наметить основные закономерности формирования и распределения скоплений нефти и газа.



**Рис. 1. Обзорная тектоническая схема Северного Кавказа**

Границы структур: первого порядка второго порядка

- I – Восточно-Европейская платформа и Скифская эпигерцинская плита: I-1 – Ростовское поднятие,
- I-2 – Зона Магических прогибов, I-3 – Азово-Кубанская впадина, I-4 – Ставропольский свод,
- I-5 – Терско-Кумская впадина; II – Предкавказские альпийские краевые прогибы:
- II-1 – Западно-Кубанский прогиб, II-2 – Терско-Каспийский прогиб;
- III – Складчато-глыбовое сооружение Большого Кавказа

### О механизмах формирования структуры Терско-Сунженской складчатой зоны, условиях образования и закономерностях распределения скоплений УВ

О геологической истории развития и механизмах формирования структуры Терско-Сунженской складчатой зоны существуют различные, часто противоположные, точки зрения [6, 7]. В результате изучения глубинного строения отмечены разломно-блоковая структура фундамента и ведущая роль

разноориентированных глубинных разломов в формировании структуры осадочного чехла. Ряд исследователей (М.И. Жемеричко, Н.В. Короновский, Б.А. Соколов, Н.Ш. Яндарбиев, В.В. Доценко и др.), отрицают конседиментационный характер складчатости Терско-Сунженской области, считают ее рифтовой структурой, связывая образование антиклинальных надразломных структур бескорневой складчатости с флюидогеодинамическими процессами (инъекционный механизм формирования антиклиниориев) [8].

То есть, предполагается формирование высокоамплитудных антиклинальных складок в верхнемеловых отложениях, перекрытых мощной толщей майкопских глинистых пород-покрышек, под действием вертикальной миграции высоконапорных флюидов и прорывом их из глубинных разломов в верхние горизонты осадочного чехла в позднеорогенные фазы тектонической активизации.

О формировании залежей УВ за счет вертикальной миграции флюидов свидетельствует ряд факторов, в частности, особенности пространственного распределения скоплений нефти и газа. Так, наиболее значимые месторождения УВ сосредоточены в пределах надразломных антиклинальных зон (Терской и Сунженской), см. таблицу. Площадь всей

рассматриваемой части ТКП составляет примерно 30–35 тыс. км<sup>2</sup>. Общая же площадь, занятая основными крупными месторождениями, с запасами более 90% от суммарных запасов всех месторождений региона – 350–400 км<sup>2</sup>, что свидетельствует о концентрированном поступлении флюидных потоков снизу вверх по глубинным разломам. На вертикальную миграцию нефти и газа указывает также многопластовый характер основных месторождений. Промышленная нефтегазоносность в них установлена в песчаных пластах миоцена, в толще известняков верхнего мела, в нижнемеловых аптских пластах, а на отдельных месторождениях – в карбонатных породах валанжина и верхней юры. Диапазон нефтегазоносности разреза возрастает по мере увеличения глубины разведки.

Таблица

**Распределение суммарных запасов нефти по стратиграфическим единицам в западной части ТКП (по состоянию на 01.01.2018)**

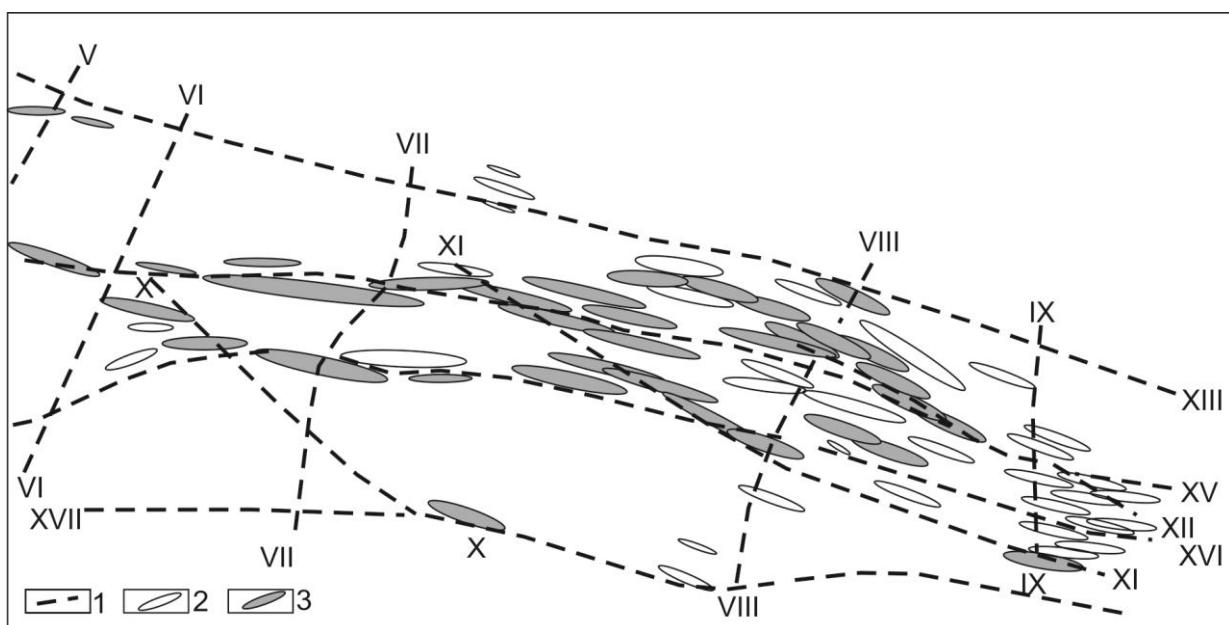
Структурные элементы второго порядка (зоны)	Распределение нефти по стратиграфическим комплексам			Всего начальных извлекаемых запасов нефти, тыс. т
	неогеновый	палеоген-верхнемеловой	нижнемеловой	
Притеречная	1103	14628	97	15828
Терская	3473	113772	6467	123712
Сунженская	120340	52066	14289	186695
Петропавловская	0	1700	0	1700
Черногорская моноклиналь	0	895	0	895

В работе П.П. Иванчука [9] геологические процессы, связанные «с прорывом высоконапорных термальных пластовых жидкостей по разного рода дислокациям» названы гидровулканализмом. Гидровулканические процессы обычно приурочиваются к активным фазам складкообразования в

различных регионах. При интенсивном росте антиклинальных складок с формированием различных разрывных нарушений флюидные потоки в раздробленном участке производят физическое и химическое воздействие на коренные породы, то есть естественный гидроразрыв, тем самым создавая ловушки для углеводородов.

Подобные утверждения встречаются во многих работах. И.М. Суховым отмечено, что «нефть и газ при благоприятных условиях сами создают себе структуры и находятся в них в сложной системе разломов, сбросов, трещин, полостей и каверн» [10]. В другой работе А.А. Тимофеев и В.А. Тимофеев высказывают предположение, что вертикальная миграция флюидов при наличии на пути пластов пород-покрышек может оказать структурообразующее действие [11]. Именно, под мощной толщей майкопских глин (флюидоупоров) в пределах рассматриваемого района формировались высокоамплитудные антиклинальные структуры в верхнемеловой известняковой толще, осложненные разрывными нарушениями, с которыми и

связаны основные высокопродуктивные залежи УВ (рис. 2). В пределах тех же структур образовались многочисленные залежи нефти и газа небольших размеров в песчаных пластах среднего миоцена за счет частичного прорыва флюидов через покрышку на участках с ослабленными экранирующими ее свойствами. При наличии разрывных нарушений, определенная часть флюидов, мигрируя по ним вверх, формировали скопления нефти и источники высокотермальных вод. Очаги разгрузки подземных вод в виде выходов термальных вод на поверхность Земли известны в пределах Терской и Сунженской антиклинальных зон (Брагунские, Горячеводские, Серноводские источники), о ювенильности которых отмечалось в ряде работ.



**Рис. 2.** Схема расположения локальных структур, месторождений и глубинных разломов ТКП  
(по материалам В.А. Сидорова, В.Д. Скарятина и др.)

1 – глубинные разломы (V-V – Урухский, VI-VI – Ардонский, VII-VII – Цхенвальско-Казбекский, VIII-VIII – Аргунский, IX-IX – Новогрозненский, X-X – Датыхско-Ахловский, XI-XI – Бенойско-Эльдаровский, XII-XII – Гудермеско-Маздокский, XIII-XIII – Краевой, XIV-XIV – Черкесский, XV-XV – Терский (срединный), XVI-XVI – Сунженский);

2 – нефтегазоперспективные локальные структуры; 3-месторождения нефти и газа

### Основные предпосылки глубинного происхождения нефти и газа

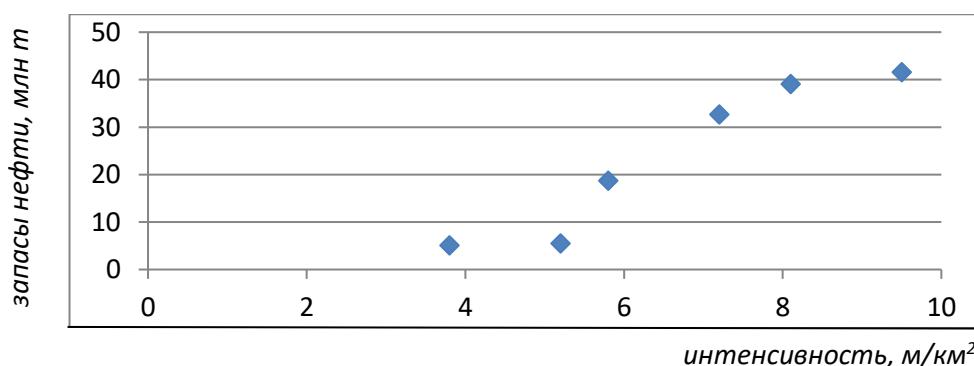
К основным предпосылкам глубинного происхождения УВ относятся:

- миграция из глубинных зон нефти под повышенным давлением, что подтверждается ее проникновением в тончайшие трещины горных пород;
- наличие аномально высокого пластового давления (АВПД) в пределах залежей УВ многих нефтеносных регионов мира и т.д.;
- получение фонтанных притоков нефти из глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла и кристаллического фундамента;
- выраженная неравномерность в размещении скоплений нефти и очаговая концентрация их в зонах развития активных глубинных разломов;
- наличие слабоминерализованных, конденсационных вод в подошве нефтяных залежей;
- приуроченность крупных скоплений нефти к надразломным антиклинальным зонам.

Так, суммарные запасы только двух месторождений – Старогрозненского и Октябрьского, расположенных в восточной части Сунженской антиклинальной зоны, составляют более 50% от общих

запасов углеводородов Терско-Сунженской складчатой зоны.

Для очаговых (доминантных) скоплений УВ характерно наличие гидрохимических, термобарических и других аномалий. Широко распространены районы современной тектонической активности с аномально высоким пластовым давлением. На основе анализа и обобщения фактических материалов по нефтяным залежам, приуроченным к высокоамплитудным антиклинальным складкам Терско-Каспийского прогиба, была установлена корреляционная связь между аномальностью пластового давления и интенсивностью складкообразования [12–14]. С другой стороны, отмечается связь между интенсивностью складкообразования и объемами запасов нефти и газа (рис. 3). Максимальные объемы запасов УВ (более 90%) приурочены к высокоамплитудным структурам (Брагунская, Эльдаровская и др.) Терского и Сунженского надразломных антиклиниориев, характеризующихся наибольшей интенсивностью развития (см. таблицу). Связь между объемами запасов УВ и интенсивностью новейших тектонических движений отмечалась и в других регионах, в частности, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [15].



**Рис. 3.** Зависимость объемов запасов месторождений от интенсивности складкообразования

Теоретический интерес представляют слабоминерализованные пластовые конденсационные воды, установленные в пределах Старогрозненского, Эльдаровского и других месторождений, залегающие непосредственно под верхнемеловыми залежами нефти. Они существенно отличаются химическим составом и общей минерализацией от подстилающих высокоминерализованных пластовых вод. На основании этого делается вывод о формировании залежей нефти и подстилающих конденсационных вод в результате вертикальной миграции газожидкостных смесей по зонам глубинных разломов и их фазовой дифференциации [16].

В последние десятилетия появился целый ряд теорий и концепций, ориентированных на синтез основных положений по проблеме происхождения УВ. К ним, в первую очередь, можно отнести:

- концепции полигенного генезиса углеводородов А.Н. Дмитриевского [17], А.А. Баренбаума [18] и др.;
- флюидодинамическую концепцию, основанную на представлениях единства очага генерации, путей миграции и зон аккумуляции Б.А. Соколова [19], В.Е. Хайна [19, 20], Б.М. Валеяева [21], Ю.И. Пиковского [22] и др.;
- осадочно-неорганическую теорию формирования нефтяных и газовых месторождений И.И. Чебаненко [23] и др.

### **Заключение**

Таким образом, на территории западной части Терско-Каспийского прогиба, имеются определенные перспективы обнаружения залежей нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах в пределах надразломных антиклинальных и примыкающих к ним прибрежных зон. Целый ряд факторов свидетельствует об образовании крупных залежей в пределах рассматриваемого района за счет вертикальной миграции флюидных потоков из глубинных недр по разломам в стадии активного и кратковременного проявления предплиоценового и, частично, антропогенного тектогенеза. Внедрившиеся в осадочный чехол под высоким давлением флюиды последовательно заполняли имеющиеся ловушки и создавали новые, локальные местонахождения для нефти и газа.

Прослеживается взаимосвязь между процессами миграции, формирования ловушек и характером распределения скоплений нефти и газа. Комплексный анализ этих и других процессов, определяющих условия образования и закономерности размещения скоплений нефти и газа, является одним из важнейших факторов успешного прогнозирования нефтегазоносности и планирования геологического разведочного работ на нефть и газ.

### **Литература**

1. Даукаев А.А. Современное состояние сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли ЧР и главные направления дальнейших ГРР на нефть и газ // Сборник трудов КНИИ РАН, 2007. С. 146–151.
2. Абих Г.В. К геологии юго-восточного Кавказа. Результаты моего путешествия в 1865 г. // Зап. Кавк. отд. Русск. геогр. об-ва. 1873. Кн. VIII [пагин. 11-я]. С. 1–24.

3. Кошкуль Ф. Геологические исследования, проведенные в хребтах Терском и Кабардино-Сунженском и в находящейся между ними долине Алхан-Чурт // Горный журнал. 1879. Т. III, № 8. С. 170–204.
4. Коншин А.М. Геологическое описание Грозненской нефтеносной площади и нефтяных месторождений Терской области и Каспийского Побережья // Материалы для геологии Кавказа. Сер. 2. Кн. 6. Тифлис: Кавк. горн. упр., 1892.
5. Коншин А.М. Описание разработки нефтяных месторождений в С. Америке и сравнительных условий добычи нефти на Кавказе. Тифлис: Кавк. горн. упр., 1896. 353 с.
6. Короновский Н.В., Гуцин А.И., Никитин М.Ю. и др. Геологическое развитие и становление современной структуры Терско-Каспийского Передового прогиба // Тектоника орогенных сооружений Кавказа и Средней Азии. М.: Наука. 1990. С. 4–35.
7. Дотдуев С.И. О покровном строении Большого Кавказа // Геотектоника. 1986. № 5. С. 94–100.
8. Керимов И.А., Доценко В.В., Даукаев А.А. Смена геотектонических парадигм и эволюция представлений о формировании Терско-Сунженской складчатой области // Вестник АН ЧР. 2014. № 1. С. 85–92.
9. Иванчук П.П. Некоторые особенности вертикальной миграции углеводородов при проявлениях гидровулканизма // Генезис нефти и газа: Сб. докл. Всесоюзного совещания по генезису нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 484–490.
10. Сухов И.М. К вопросу о поисках и разведке нефти и газа в Бессарабии // Генезис нефти и газа: Сб. докл. Всесоюзного совещания по генезису нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 350–356.
11. Тимофеев А.А., Тимофеев В.А. Нефтегазоносность деформированных и метаморфизованных осадочных чехлов // Ученые записки геолого-географического факультета: Сб. ст. Ростов-на Дону: Изд-во РГУ, 2004. С. 83–100.
12. Даукаев А.А. О природе аномалий пластовых давлений и их связи с характером тектонического развития нефтегазоносных структур // Вопросы современной науки и практики. Университет им. В.И. Вернадского. 2008. Т. 2, № 4(14). С. 43–46.
13. Даукаев А.А. О связи аномально высоких пластовых давлений с характером развития антиклинальных структур Терско-Сунженской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 2012. № 2. С. 51–52.
14. Даукаев А.А. Особенности геологического строения Терско-Каспийского краевого прогиба в связи с прогнозированием нефтегазоносности больших глубин // Опасные природные и техногенные процессы в горных регионах: модели, системы, технологии: Сб. тр. конференции. Владикавказ: Геофизический институт ВНЦ РАН, 2019. С. 165–171.
15. Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений: (Материалы Всесоюзного совещания по генезису нефти и газа, 1968 г.). М.: Недра, 1972. 631 с.
16. Никаноров А.М., Шалаев Л.Н. Конденсационные воды нефтяных месторождений Терско-Сунженской области // Геология нефти и газа. 1973. № 1. С. 45–49.
17. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // Докл. РАН. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.
18. Баренbaum А.А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. 2014. № 4(59). С. 9–16.

19. *Хайн В.Е., Соколов Б.А.* Теория и практика развития поисков нефти и газа в России: итоги и задачи // Изв. РАН. Сер. геол. 1992. № 8. С. 6–17.
20. *Хайн В.Е.* Глубинные разломы: основные признаки, принципы классификации и значение в развитии земной коры (исторический обзор) // Изв. вузов. Геология и разведка. М., 1963. № 3. С. 15–29.
21. *Валеев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 30–37.
22. *Пиковский Ю.И.* Концепция нефтегазообразования: практические следствия как критерий оценки // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр: Материалы шестой международной конференции. Кн.2. М.: ГЕОС, 2002. С. 82–85.
23. *Чебаненко И.И., Клочко В.П., Токовенко В.С., Евдоцук Н.И.* Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа. 2000. № 5. С. 50–52.

## Western part of the Terek-Caspian trough as a zone of unloading of deep fluid systems

A.A. Daukaev

Kh.I. Ibragimov Complex Research Institute, Russian Academy of Sciences, Grozny  
E-mail: daykaev@mail.ru

**Abstract.** The article describes the mechanisms of formation of the Terek and Sunzha anticlinoria as the main zones of oil and gas accumulation. An assumption is made about the formation of high-amplitude anticlinal folds in the Upper Cretaceous deposits as a result of vertical migration of high-pressure fluids along deep faults with a breakthrough of their upper horizons of the sedimentary cover into the late orogenic phases of folding. The main prerequisites for the deep genesis of oil and gas are listed – a pronounced unevenness in the distribution of hydrocarbon accumulations, abnormal pressure, hydrochemical anomalies.

**Keywords:** Terek-Sunzha fold zone, oil migration, fluids, over-fault anticlinal zones.

**Citation:** Daukaev A.A. Western part of the Terek-Caspian trough as a zone of unloading of deep fluid systems // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 103–112. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art7> (In Russ.).

### References

1. Daukaev A.A. The current state of the raw material base of the oil and gas industry in the Chechen Republic and the main directions of further exploration for oil and gas // Proceedings of the Complex Research Institute of the RAS, 2007. P. 146–151. (In Russ.).
2. Abikh G.V. On the geology of the southeastern Caucasus. The results of my travel in 1865 // Notes of the Caucasian Department of Russian Geographical Society. 1873. Book VIII [11<sup>th</sup> pagin.]. P. 1–24. (In Russ.).
3. Koshkul F. Geological research carried out in the Tersk and Kabardino-Sunzhensk ranges and in the Alkhan-Churt valley located between them // Gornyi Zhurnal, 1879. Vol. III, No. 8. P. 170–204. (In Russ.).
4. Konshin A.M. Geological description of the Grozny oil-bearing area and oil fields of the Tersk region and the Caspian coast // Supplies on the geology of the Caucasus. Ser. 2. Book 6. Tiflis: Caucasus Mountain Department, 1892. (In Russ.).
5. Konshin A.M. Description of the development of oil fields in North America and comparative conditions for oil production in the Caucasus. Tiflis: Caucasus Mountain Department, 1896. (In Russ.).
6. Koronovsky N.V., Gushchin A.I., Nikitin M.Yu. et al. Geological development and formation of the modern structure of the Terek-Caspian Foredeep // Tectonics of orogenic structures of the Caucasus and Central Asia. Moscow: Nauka, 1990. P. 4–35. (In Russ.).
7. Dotduev S.I. On the cover structure of the Greater Caucasus // Geotektonika. 1986. No. 5. P. 94–100. (In Russ.).
8. Kerimov I.A., Dotsenko V.V., Daukaev A.A. Changing of geotectonic paradigms and evolution of ideas about the formation of the Terek-Sunzhenski folded region // Bulletin of the Academy of Sciences of the Chechen Republic. 2014. No. 1. P. 85–92. (In Russ.).

9. *Ivanchuk P.P.* Some features of vertical migration of hydrocarbons during manifestations of hydrovolcanism // Genesis of Oil and Gas: Proceedings of the All-Soviet Meeting on the Genesis of Oil and Gas Moscow: Nedra, 1967. P. 484–490. (In Russ.).
10. *Sukhov I.M.* On the question of prospecting and prospecting for oil and gas in Bessarabia // Genesis of Oil and Gas: Proceedings of the All-Soviet Conference on the Genesis of Oil and Gas Moscow: Nedra, 1967. P. 350–356. (In Russ.).
11. *Timofeev A.A., Timofeev V.A.* Oil and gas content of deformed and metamorphosed sedimentary covers // Scientific notes of the Faculty of Geology and Geography: Collected papers. Rostov-on-Don: Rostov State University, 2004. P. 83–100. (In Russ.).
12. *Daukaev A.A.* On the nature of reservoir pressure anomalies and their relationship to the nature of tectonic development of oil and gas structures // Problems of Contemporary Science and Practice. Vernadsky University. 2008. Vol. 2, No. 4(14). P. 43–46. (In Russ.).
13. *Daukaev A.A.* On relation of abnormal high formation pressures with character of anticlinal structures formation of Tera-Sunja oil-and-gas bearing area // Geologiya Nefti i Gaza. 2012. No. 2. P. 51–52. (In Russ.).
14. *Daukaev A.A.* Features of the geological structure of the Terek-Caspian foredeep in connection with the prediction of oil and gas content at great depths // Hazardous Natural and Man-made Processes in Mountainous Regions: Models, Systems, Technologies: Proceedings of a Conference. Vladikavkaz: Geophysical Institute, VSC RAS, 2019. P. 165–171. (In Russ.).
15. The Origin of Oil and the Formation of Their Deposits (Proceedings of the All-Union Meeting on the Genesis of Oil, 1968). Moscow: Nedra, 1972. 632 p. (In Russ.).
16. *Nikanorov A.M., Shalaev L.N.* Condensation waters of oil fields of the Terek-Sunzha region // Geologiya Nefti i Gaza. 1973. No. 1. (In Russ.).
17. *Dmitrievskii A.N.* Polygenesis of oil and gas // Doklady Earth Science. 2008. Vol. 419, No. 2. P. 373–377. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08030033>
18. *Barenbaum A.A.* The scientific revolution in the oil and gas origin issue. New oil and gas paradigm // Georesursy. 2014. No. 4(59). P. 9–16. (In Russ.).
19. *Khain V.E., Sokolov B.A.* Theory and practice of oil and gas prospecting development in Russia: results and objectives // Izv. RAN. Ser. Geol. 1992. No. 8. P. 6–17. (In Russ.).
20. *Khain V.E.* Deep faults: main features, classification principles and significance in the development of the earth's crust (historical review) // Izv. Vuzov. Geologiya i Razvedka. 1963. No. 3. P. 15–29. (In Russ.).
21. *Valyaev B.M.* Hydrocarbon degassing of the Earth and the genesis of oil fields // Geologiya Nefti i Gaza. 1997. No. 9. P. 30–37. (In Russ.).
22. *Pikovskiy I.I.* The concept of oil and gas formation: practical consequences as a criterion of evaluation // New Ideas in the Geology and Geochemistry of Oil and Gas. On the Creation of a General Theory of Oil and Gas Subsoil: Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Conference. Book 2. Moscow: GEOS, 2002. P. 82–85. (In Russ.).
23. *Chebanenko I.I., Klochko V.P., Tokovenko V.S., Evdoshchuk N.I.* Precipitation-inorganic theory of oil and gas formations of oil and gas fields // Geologiya Nefti i Gaza. 2000. No. 5. P. 50–52. (In Russ.).