



**Атырау мұнай және газ
университетінің**

ХАБАРШЫСЫ

ВЕСТНИК

**Атырауского университета
нефти и газа**

№3(47)2018г.

ISSN 1683-1675

Подписной индекс: 75185

Регистрационный № 16734-ж

Выходит 4 раза в год. Основан в 2001 году

**АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІНІҢ
Х А Б А Р Ш Ы С Ы**

Ғылыми журнал



В Е С Т Н И К

АТЫРАУСКОГО УНИВЕРСИТЕТА НЕФТИ И ГАЗА

Научный журнал

№3(47) 2018 г.

Атырау

Научный журнал «Вестник Атырауского института нефти и газа» зарегистрирован в Министерстве культуры, информации и общественного согласия Республики Казахстан (свидетельство № 16734-ж от 08.11.2017г.), включен в Каталог АО «Казпочта» с присвоением подписного индекса 75185 для организации подписки. Вестник зарегистрирован в Парижской книжной палате и имеет международный шифр ISSN 1683 – 1675.

Главный редактор:

Абишев А.А., академик МИА и НИА РК, доктор экономических наук,
профессор, Председатель Правления - ректор АУНГ.

Редакционная коллегия:

Воробьев А.Е.,	академик АГН РФ, доктор технических наук, профессор, проректор по науке и инновациям (АУНГ)
Айткулов А.У.,	доктор технических наук, профессор (Ақтау, КГУТИ)
Ажигитов А.Ш.,	кандидат химических наук, профессор (АУНГ)
Ахметов Н.М.,	доктор технических наук, профессор (АУНГ)
Бодо Лохман,	доктор наук, профессор (Германия)
Гиладов Е.Г.,	доктор технических наук, профессор (АУНГ)
Диаров М.Д.,	академик НАН РК, доктор геолого-минералогических наук, профессор (АУНГ)
Жиринов Б.С.,	доктор технических наук, профессор (Россия, Уфа, УГНУ)
Ершов М.С.,	доктор технических наук, профессор (Россия, Москва, РГУНГ)
Карл Вий,	доктор наук, профессор (США)
Карамурзиев Т.К.,	доктор экономических наук, профессор (АУНГ)
Кенжегалиев А.К.,	доктор технических наук, профессор (АУНГ)
Кулекеев Ж.А.,	кандидат экономических наук, профессор (Астана, КИНГ)
Мазур Константин,	профессор (Польша, Лешно, ВШПО)
Мардонов Б.М.,	доктор физико-математических наук, профессор (Узбекистан, Ташкент, ТИТЛП)
Мурзагалиев Д.М.,	доктор геолого-минералогических наук, профессор
Оразбаев Б.Б.,	академик НИА РК, доктор технических наук, профессор (Астана, ЕНУ им. Л.Гумилева)
Пименов Ю.Т.,	доктор химических наук, профессор (Россия, Астрахань, АГТУ)
Руденко М.Ф.,	доктор технических наук, профессор (Россия, Астрахань, АГТУ)
Сагинаев А.Т.,	доктор химических наук, профессор, (АУНГ)
Серигов Т.П.,	академик НИА РК, доктор химических наук, профессор, (АУНГ)
Утельбаев К.Т.,	доктор философских наук, профессор, (АУНГ)
Хубиев К.А.,	доктор экономических наук, профессор (Россия, Москва, МГУ)
Цюй Чжань,	доктор наук, профессор (Китай, г.Сиань, СНУ)
Эфендиев Г.М.,	доктор технических наук, профессор (Азербайджан, Баку, НИИГ)

Материалдар мен жарнамалардың дұрыстығына авторлар мен жарнама берушілер жауапты. Авторлар мен редакция пікірлері үнемі сәйкес келмеуі мүмкін. Редакция материалдарды тексеріп, баспаға жібермеуге құқығы бар. Жазбалар мен цифрлық тасығыштар кері қайтарылмайды. «Атырау мұнай және газ университетінің хабаршысында» жарияланған материалдарды пайдаланғанда сілтеме жасау міндетті.

За достоверность материалов и рекламы ответственность несут авторы и рекламодатели. Мнение авторов публикаций не всегда совпадает с мнением редакции. Редакция оставляет за собой право на отклонение материалов. Рукописи и цифровые носители не возвращаются. При использовании материалов журнала ссылка на «Вестник Атырауского университета нефти и газа» обязательна.

**23 СЕНТЯБРЯ 2018 Г. В АТЫРАУ ПРОШЛА РЕСПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ТАУ ТҰЛҒАЛЫ ТАУМҰШ», ПОСВЯЩЕННАЯ 100-ЛЕТИЮ Т.Н. ДЖУМАГАЛИЕВА**

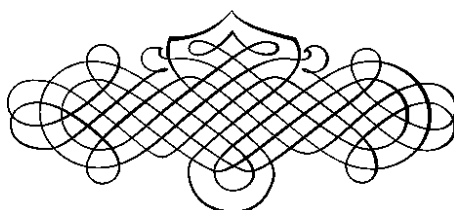


Таумыш Жумағалиев – кандидат геолого-минералогических наук, заслуженный геологоразведчик Казахстана, ученый, лауреат Государственной премии Казахской ССР. Государственной премии геолог был удостоен в 1976 году за открытие Тепловско-Токаревского месторождения в Западно-Казахстанской области. Несколько лет Таумыш Жумағалиев возглавлял

Казахский научно-исследовательский геологоразведочный институт. Ученый стал одним из авторов первого терминологического словаря по геологии нефти и газа на казахском языке, разработанного по инициативе компании «Тенгизшевройл».

Таумыш Нурушевич Джумағалиев научно обосновал перспективы нефтегазоносности надсолевых отложений района Междуречья Урал-Эмба. За работы «Разработка и внедрение комплекса геолого-технических мероприятий по увеличению скоростей и снижению стоимости бурения глубоких скважин на нефть и газ в Прикаспийской впадине» в 1976 году и «Научные основы и технология производства материалов для нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин из отходов горно-металлургической и химической промышленности Казахстана в связи с проблемами охраны недр и окружающей среды» в 1980 году группе ученых и производственников были присуждены Государственные премии Казахской ССР в области науки и техники.

Т.Н. Джумағалиев – один из составителей и региональных редакторов карты нефтегазоносности СССР, карты прогноза нефтегазоносности Казахской ССР, нефтегазоносности Прикаспийской нефтегазоносной провинции.



**ВКЛАД ВИДНОГО КАЗАХСТАНСКОГО ГЕОЛОГА-РАЗВЕДЧИКА
Т.Н. ДЖУМАГАЛИЕВА В ОТКРЫТИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»**

**А.Е. Жаксыбеков
Председатель Правления АО «Эмбаунайгаз»**

В этом году лауреату Государственной премии Казахской ССР, заслуженному геологу-разведчику Казахстана Таумышу Нурушевичу Джумагалиеву исполнилось бы 100 лет.

Славная трудовая биография и геологические открытия Таумыша Нурушевича тесно связаны с историей нефтяной Эмбы. Начав трудовую деятельность геологом на нефтепромыслах Доссор и Ескене, благодаря активной научной и практической деятельности, за короткое время он был назначен главным геологом нефтепромысла Ескене. При его участии разрабатывается обоснование нефтеносности пермтриаса Северного Ескене, которое привело к выявлению новых промышленных залежей.

При непосредственном участии Таумыша Нурушевича открыты эмбинские месторождения – Мартыши, 50-летний юбилей разработки которого мы тожественно отметили в начале сентября и которое сейчас носит название Салтаната Балгимбаева, а также месторождения Камышитовое, Жанаталап и Гран, на базе которых некогда было создано нефтегазодобывающее управление «Жайыкмунайгаз». Открытия этих эмбинских месторождений полностью подтвердили прогнозы Таумыша Нурушевича и других первых исследователей междуречья Урал-Волга и северного борта Прикаспийской впадины, упорно добивавшихся постановки здесь сейсмических и поисково-разведочных работ.

Благодаря их упорной изыскательской работе, в середине 70-х годов прошлого столетия, начинается переломный период в освоении подсолевых комплексов Прикаспийской впадины. Реализация планов региональных геолого-геофизических и поисково-разведочных работ привели к открытию в 1979 г. скважиной П-10 уникального Карачаганакского газоконденсатного месторождения.

Под руководством Таумыша Нурушевича, в годы его руководства Западно-Казахстанским геологическим управлением Министерства геологии Казахской ССР, разведаны месторождения - Восточный Жетыбай, Чагырлы-Чумышты, Дунга, Арыстановское и др. В годы работы директором КазНИГРИ проведен большой комплекс исследований по изучению и выявлению нефтегазовых богатств Прикаспийской впадины, Мангышлака, Устюрта и Бузачей. Эти годы характеризуются усилением геологоразведочных работ на подсолевые отложения. Результаты исследований, выполненных возглавляемым им научным коллективом, широко использовались в практике нефтеразведочных организаций Казахстана и за его пределами.

Следует отметить, что в эти годы в институте развивались исследования, связанные с разработкой и усовершенствованием методики поисков, разведки месторождений горно-химического сырья Прикаспийской низменности, в первую очередь для комплексного освоения природных ресурсов Индерского района.

Одним словом, вклад Таумыша Нурушевича в развитие геологической науки в Казахстане неоценим! Я бы хотел особо отметить его заслуги перед нашей компанией и ее многотысячным коллективом акционерного общества «Эмбаунайгаз», который сегодня успешно разрабатывает месторождения, открытые некогда Таумышем Нурушевичем и его соратниками. На месторождениях нефтегазодобывающего управления «Жайыкмунайгаз» сегодня трудятся около тысячи работников АО «Эмбаунайгаз», большая часть из которых – жители Исатайского района Атырауской области. Все

они обеспечены конкурентоспособной заработной платой и стабильным социальным пакетом. И это, не считая работников наших подрядных компаний, обслуживающих наши месторождения.

Разумеется, это заслуга славного поколения геологов-нефтяников, к числу которых относится Таумыш Джумағалиев! На основе исследований междуречье Урал-Волга, нынешнее поколение эмбинских молодых геологов и разработчиков, продолжает геологоразведочные работы - открывает новые месторождения, и конечно, продолжают работы по доразведке уже открытых месторождений, стабильно обеспечивая прирост запасов.

ТАУМЫШ НҰРЫШҰЛЫ ЖҰМАҒАЛИЕВТІҢ ӨМІРІ ЖОЛЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНЕРКӘСІБІНДЕГІ ЕРЕН ЕҢБЕГІ

К.М.Таскинбаев

Директор НЦ «Геологии, геофизики, геохимии» АУНГ

Еліміздің мұнай-газ өндірісін ұйымдастырушылардың бірі, Қазақ КСР Мемлекеттік сыйлығының лауреаты, Қазақ КСР-інің еңбек сіңірген геолог-барлаушысы, Атырау облысының Құрметті азаматы Таумыш Нұрышұлы Жұмағалиев 1918 жылы Атырау (бұрынғы Гурьев) облысы, Қызылқоға ауданы, Көздіқара ауылында дүниеге келген. Орта мектепте білім алғаннан кейін 1938 жылы Гурьев мұнай техникумын бітіріп, Доссор, Ескене мұнай кәсіпшіліктерінде техник-геолог болып қызмет етті. 1945 жылы Қазақ тау-кен институтының геологиялық барлау факультетін аяқтады. Республикамыздың геология-барлау саласының ардагері Жұмағалиев Таумыш Нұрышұлының соғыс жылдарының алдындағы алғашқы жетістіктерден бастап бүгінгі күнге дейінгі республикамыздағы ізденіс-барлау жұмыстарының біртұтас дәуірі ол кісінің есімімен тікелей байланысты болып келеді. Қазақ КСР Ғылым академиясының Геологиялық ғылымдар институтында ғылыми қызметкері болды. 1945-1968 жылдары Мұнай институтында кіші ғылыми қызметкер, ғылыми хатшы, сектор, зертхана, бөлім меңгерушісі, директордың орынбасары қызметтерін абыроймен атқарды. 1955 жылы геология-минерология ғылымдарының кандидаты ғылыми атағы берілді. 1968-1972 жылдарда Батыс Қазақстан геологиялық басқармасының бастығы, Гурьевтік ірілендірілген аймақтық мұнай-газ барлау экспедиция бастығы болды. Бұл жылдары Шығыс Жетібай, Шағырлы-Шөмішті, Доға, Арыстанов, Гран, Октябрьск, Қарақұдық сынды кен орындары барланды. Таумыш Нұрышұлы Қазақтың мұнай геологиялық барлау ғылыми-зерттеу институтының директоры болып қызмет еткен 1972-1985 жылдары Каспий бойы ойпатының тұзасты қабаттарын геологиялық барлау, Индер ауданы табиғи қорларын кешенді түрде игеру жұмыстары іске асты. 1985 жылға дейін институтты басқарып отырған жылдары жұмысын жемісті, әрі мол жетістіктермен жүргізді. Институттағы осы бір кезеңде, оның басшылығымен және тікелей қатысуымен Батыс Қазақстанның мұнай-газ байлықтарын анықтау жөніндегі үлкен кешенді ізденістер жүргізілді. Осы жылдар Каспий ойпатының тұзды шөгінділерінің астына жүргізілген геологиялық барлау жұмыстарының бірден күшейгендігімен сипатталады 1985 жылы еңбек демалысына шыққан ол еңбек жолын 2001 жылға дейін жалғастырды. 1985-1989 жылдары ҚМҒБҒЗИ геология бөлімінің меңгерушісі, ал 1990-1996 жылдары аға ғылыми қызметкері болып істеді. Атқарған қызметінде ол өзін жұмысына жауапкершілікпен қарайтын, геология-барлау үдерісінің дарынды маманы және ұйымдастырушысы ретінде көрсете білді.

Таумыш Жұмағалиев мұнай-газ, геология саласындағы ғылымның дамуына да белсене араласты. Өңірде жаңа мұнай-газ иірімдерін анықтау, иірімдерді игерудегі кәсіпшіліктерді тиімді пайдалану, Каспий маңы ойпатының геологиялық құрылымын жете анықтау саласында зор еңбек сіңірді. Атырау-Ембі мұнай қорын анықтау жөніндегі 5 монография, 140-тан астам ғылыми еңбектер

жазып, жариялады. Аса терең білімді, тура мағынасындағы ғұлама, әсіресе қазақ тілінің сөздік қорын жете білетін әуел бастан Ахмет Байтұрсынов, Міржақып Дулатов, Халел Досмұхамедов сынды ғұламалардың шығармаларымен сусындап өскен ғалым өмірінің соңына дейін қолынан қаламын тастамай, артына жеткілікті мұра, лайықты із қалдырды. Ғалымның бастамасымен 1976 жылы Қазақтың мұнай-геологиялық барлау ғылыми-зерттеу институтында, кейін Атырау экспедициясы болып қайта жасақталған тәжірибе-әдістемелік партия пайда боды. 1978 жылы Жаңажол ойпатының шығысында мұнай көзі, 1979 жылы солтүстікте Қарашығанақ газконденсат кен орны ашылды. Таумыш Нұрышұлының ғылыми дәлелдемелерімен жоғары сапалы мұнай қорлары бар Мартыши, Қамысты, Жаңаталап және Гран кен орындары ашылып, олардың негізінде мұнай-газ шығарумен айналысатын “Жайықмұнай” басқармасы құрылды.

Мұнайшы-ғалым Таумыш Жұмағалиевтің жетекшілігімен жарық көрген көлемді еңбек – мұнай және газ геологиясы терминдерінің түсіндірме сөздігі туралы сөз қозғасақ, терминолог ғалым Н.Сейітовке 1997 жылы оған атыраулық мұнай-геологтардан «Мұнай және газ геологиясы терминдерінің түсіндірме сөздігін» бірлесе дайындау жөнінде ұсыныс білдірген. Бұл түсіндірме сөздік мұнай және газ геологиясы терминдерінің де қалыптасуы бұл саланы қазақ тілінің аясында дамытуға серпін беретін іс болды. 2000-ға жуық терминдерді қамтыған көлемді еңбек 2000 жылы дүниеге келіп, құнды кітап мамандар тарапынан жоғары бағаға ие болады. Мұнай және газ геологиясы саласында сол уақытқа дейін аударылмай келген көптеген терминдердің қазақша баламасы осы кітап арқылы ғылыми айналымға енді. Ал бұл деген сөз, қазақ тіліндегі ғылымның өрге басуы, жаңа сапалық деңгейге көтерілуі дер едім. Өйткені терминологиясыз ғылым жоқ.

Сөйтіп, Қазақстан мұнай-газ өнеркәсібінің 100 жылдық мерейтойына арналған “Мұнай және газ геология терминдерінің” орысша-ағылшынша-қазақша түсіндірме сөздігін жасақтады.

2001 жылы оған Атырау мұнай және газ институтының “Құрметті профессоры” атағы берілді. 62 жылдан астам еңбек еткен ғалым, ұлағатты ұстаздан тәлім алған шәкірттері қазірде Қазақстанның “қара алтын” қазынасын игеруге өз үлестерін қосып жүр. Өлкеміздің мұнай өндірісін дамытуға елеулі үлес қосқан Таумыш Нұрышұлы Жұмағалиевтің ел алдындағы еңбегі еленді. Ол “Халықтар достығы”, “Құрмет”, “Парасат” ордендерімен, көптеген медальдар және Құрмет грамоталарымен және “Қазақ КСР-інің еңбек сіңірген геолог-барлаушысы”, “Қазақ КСР Мемлекеттік сыйлығының лауреаты”, “Атырау облысының Құрметті азаматы” құрметті атақтарын да иеленді. Республикамызға белгілі мұнайшы-геолог, облысымыздың экономика, өндіріс саласының дамуына елеулі үлес қосқан Таумыш Жұмағалиев ел есінде әрдайым сақталады.

Геология ғылымының дамуына қосқан үлесі

Таумұш Нұрышұлының кезекті іссапардан Қарашығанақтан оралған бойы. Бұл жақта да кезек күтіп жатқан қам-қарекет баршылық екен. Мекеменің күнделік тіршілік-тынысы белгілі емес пештегі жұмыс жағдайын білу, келушілерді қабылдау, ең жеңілі жиналып қалған іс-қағаздарын қарауға дейін. Бірауық көзі жазу үстелінің бір шетін ала жатқан кітаптарға түсті. Соңғы жылдары орталық баспаларынан институт ғылыми қызметкерлерінің еңбектері жарық көріпті. Көбі ұжымдық еңбектер. Қолына «Экспресс-информация» деген кітапша ілікті: «Батыс Қазақстанда мұнай мен газға геологиялық-барлау жұмыстарының тиімділігі» деп аталатын бұл еңбекті бірер жыл бұрын КСРО Геология министрлігінің өзі басып шығарған.

Алпысыншы жылдары атқарылған геологиялық іздестіру және ғылыми-зерттеу жұмыстары плиоцен газдарының болжамды қорларына және өнеркәсіпті негізде игерудің перспективаларына шамамен мынадай баға беруге әкеліп тіреді:

Біріншіден, жоғары қабаттардағы плиоцен газдар түзілімі Орал және Гурьев облыстарының орасан кеңістігін тұтастай алып жатыр. Бұл жердегі газдың төменгі және орта қабаттары әзірше анықталған жоқ. Төртінші дәуір қабатының қалыңдығы 700 метрге дейін жетеді.

Екіншіден, табиғи газ тілімдерінің тым тәуір коллекторлық қасиеттері бар борпылдақ және өткізгіштігі жоғары жыныстардан құрылған бірқатар бөліктер бар. Біз сөз етіп отырған қабаттардан кемінде осында 4 бөлікті даралап көрсетуге болар еді. Бұлар ақшағылдың табанындағы құм - алевролит, төменгі құм - алевролит және төменгі апшерондағы жоғарғы құм - алевролит, орта апшерондағы құм - алевролит.

Бұл бөліктердің қалыңдығы 20-45 метрге жетеді, газ бен мұнайдың қорын жинақтауға әбден жеткілікті. Дымқыл өткізбейтін саз жыныстары көмірсутекті сенімді түрде сақтап, мұнай мен газдың жинақталуына қажетті жағдай туғызады. Коллекторлар қатты жыныстармен араласа келіп, мұнай мен газдың түзілуіне қолайлы ортаны қалыптастырады. Коллектор және изолятор бөліктері мұнда әдеттегі линза пішінде емес, қабат түрінде кездеседі. Мұның өзі көмірсутек қабаттарының түзілуіне көп жағдайда септігін тигізеді.

Үшіншіден, жоғары қабаттардағы газдың басты ерекшелігі - олардан газ және мұнай белгісінің айқын білінуі. Бұған бұрын анықталған газ алаңдарында мұнай мен газ белгісінің жаппай білінуі нақты мысал бола алады.

Төртіншіден, табиғи таз орналасқан жоғары қабаттардың мұнай-газ перспективасына бата беруде ұңғымалардың өнімінің көлемі мен тұрақтылығы, сондай-ақ, плиоцен қабаттарындағы шикізат мөлшері де шешуші маңызға ие. Кезінде мұның өзі мамандардың басты назарында болған еді. Тіпті сонау 1915 жылы Новобогат күмбезіндегі №264 ұңғымадағы 239,9 метр тереңдіктегі ақшағыл түзілімдерінен екі жарым тәулік ішінде сыбағалы салмағы 0,76-0,8 болатын 1300 тонна жеңіл мұнай алынды. Кейін анықталғандай, бұл үшінші дәуірдің базальт қабаттарынан атқылаған екен.

«Қара алтын» құрамындағы ілеспе газды ауыздықтау, газды өңдейтін зауыттарды іске қосу. Еділ мен Жайық аралығындағы плиоцен газдарын пайдалану мәселесін ең алғаш қозғаған Қазақстан Республикасы кен орындарын алғашқы ашушы, ҚР-ның Жер қойнауының Құрметті барлаушысы, ҚР Мемлекеттік Сыйлығының лауреаты Тауыш Жұмағалиев ағамыз еді. Ол өзінің 1958 жылғы шілде айында жазған «Газ өнеркәсібін өркендетуде мүмкіншіліктер сарқа пайдаланылсын» деген мақаласында өзекті мәселелерін қозғаған. Артынан 1959 жылдың қыркүйек айында жазған «Еділ – Жайық өзендері аралығындағы газ байлығын зерттеп, ашу жұмыстары тездетілсін» атты екінші мақаласында газ байлығын анықтау, пайдалану жолдарын көрсетіп береді. Геолог-ғалым кейіннен де газ өнеркәсібін өркендету жөнінде талай рет дабыл көтерген болатын. Соның бірінен үзінді келтірейік.

«Ойпатты, соның ішінде Еділ-Жайық аралығындағы жоғарыда жатқан қабаттардағы табиғи газдардың жиі кездесетіні бұрынан-ақ мәлім болған. Ол туралы деректер кейбір зерттеу жазбаларда кездеседі. Соған қарамастан, ойпатта үшінші дәуір, соның ішінде плиоцен түзілімдері тым нашар зерттеліп келеді. Ал, соңғы он жылдықтар ішінде тұзасты қабаттарынан мұнай мен газды іздестіру ісіне ерекше көңіл аударуына байланысты, бұл мәселе тіпті, ұмыт қалды. Көлемі 170 мың шаршы шақырым аймақты алып жатқан Еділ-Жайық аралығында тек агрегеологиялық түсірімдерден басқа жұмыстар жүргізген емес. Оның үстіне осы арада 90 мың шаршы шақырым аймақты алып жатқан Нарын құмының алқабы 40 жылдан астам уақыт бойына әскери полигон болып келеді. Сол себептен бұл алқап геологтар үшін әлі күнге дейін «ақтаңдақ» күйінде қалып келеді.

Елуінші жылдары жүргізілген геологиялық-барлау және ғылыми-зерттеу жұмыстары кезінде плиоцен (үштік дәуір) газдарының болжалды қорлары мен оны өнеркәсіптік негізде игерудің болашағына мынадай баға берілген еді. Біріншіден, жер қойнауының жоғарғы (плиоцен)

қабаттарындағы газдар түзілімін Батыс Қазақстан мен Атырау облыстарының орасан кеңістігін тұтастай алып жатыр. Бірақ, бұл арадағы газдың төменгі және орта қабаттары әзірше анықталмаған. Ал тек төртінші дәуір қабатының ғана қалыңдығы 700 метрге жетеді; екіншіден, бұл арада табиғи газ қосындыларын тым тәуір жинайтын қасиеттері бар борпылдақ, әрі өткізгіштік жоғарғы шөгінділерден құрылған алаңдар едәуір жерді алып жатады. Сол қабаттардың арасынан кемінде 4 бөлікті ерекше көрсетуге болар еді. Бұлар – ақшағылдың табанындағы құм-алевролит, төменгі құм-алевролит және төменгі апшерондағы жоғарғы құм-алевролит қабаттары. Бұл бөліктердің әрқайсысының қалыңдығы 20-45 метрге жетеді, газбен мұнай қорын жинақтауға әбден жеткілікті.» (Таумыш Жұмғалиев жинағы 339-340 беттер, Алматы, 2007)

1963 жылғы қараша айында жазған **«Каспий ойпатының мұнай байлығы тезірек игерілсін»** мақаласында Соңғы жылдары Оңтүстік Маңғыстауда табылған мұнай мен газдың үлкен арнасы Жетібай мен Өзен, Прорва, сондай-ақ, Каспий ойпатының оңтүстік шығыс жағында табылған Кеңқияқ өлкеміздің табиғи байлықтарының сарқылмас мол екендігін дәлелдеп берді. Қазір Батыс Қазақстан геологиялық басқармасы барлау мақсатымен жүргізілетін бұрғылау жұмыстарының негізгі көлемін Оңтүстік Маңғыстауға аударып отыр. Бірақ мынаны атап өту керек болады. Өлкенің мұнай мен газ жөніндегі болашағы оңтүстік Маңғыстауда табылған мұнай көздерімен ғана шектелмейді. Каспий ойпаты Совет Одағындағы мұнай мен газға бай ірі аймақтың бірі саналады. Алайда, осы аймақ әлі күнге дейін өте аз зерттеліп отыр.

Ембіде мұнай өндіруді анағұрлым ұлғайту үшін таяу уақытта Прорвамен қатар Еділ-Жайық өзендерінің жағалауларын зерттеп игеру керек болады. Бұл мұнай арнасының Гурьевтің мұнай айыру заводына жақындығы, жер қабаттарының қолайлығы, мұнай мен газдың неғұрлым таязырақтан табылатындығы және мұнайдың жоғары сапалылығы оны бүкіл Ембі үшін ірі қорға айналдыруға болатындығын көрсетеді.

Қазіргі кезде сейсмикалық жұмыстар арқылы Каспий ойпатының басқа учасқтарындағы бірқатар жер қабаттары зерттелді. Соның ішінде Құлсары, Қосшағыл аудандарындағы жер қабаттары да назардан тыс болған жоқ.

Батыс Қазақстан экономикалық ауданында мұнай өнеркәсібін шұғыл өркендету үшін геологиялық барлау және геофизикалық жұмыстарды неғұрлым перспективалы учасқтарда жүргізуді күшейту керек.

1962 жылдың ноябрінде Мартышимен қанаттас, Гурьевтен 60 км жердегі Камышитовый структурасынан да мұнай-газ жатқан төрт горизонт табылды. Мұнда К-16 крелиусты ұңғыманы қазып, 542-546 м тереңдіктен аттырғанда мұнай-газ аралас фонтан ұрды. Диаметрі жеті миллиметрлік штуцермен байқау өткізгенде одан тәулігіне 134 текше метр мұнай алынды.

Сәуір 1964 жылы **«Өлкеде химия өнеркәсібін өркендетудің перспективалары»** Орталық Комитеттің декабрь Пленумы алға қойған зор міндеттерді ойдағыдай жүзеге асырып, химия өнеркәсібін шұғыл өркендету үшін химияның азығы мұнай, газ сияқты табиғи байлықты мол өндірудің зор маңызы бар. Ал, бұл жөнінде Батыс Қазақстан өлкесінің, оның ішінде Гурьев облысының перспективасы үлкен.

Соңғы жылдары ғана ашылып, қазір ішінара игеріліп отырған Маңғыстау түбегіндегі Өзен мен Жетібай, Каспий ойпатының оңтүстік шығыс қапталындағы Прорва, Боранкөл және Кеңқияқ кен орындары бұл алқапты алып жатқан табиғи байлықтың, әсіресе, мұнай, газ қорының орасан мол екенін көрсетіп отыр.

Маңғыстау мұнайының құрамында жоғары сапалы товарлы қасиеттер мол және ол мұнай өнеркәсібі үшін бағалы шикізат болып табылады. Оның құрамында парафин көп, ал күкірт аз.

Ленинградтың геологиялық барлау-мұнай институтында жүргізілген зерттеулер көрсеткеніндей, мұндай мол парафинді мұнайды өңдеу өнеркәсіптің әртүрлі салаларында кең қолданылып жүрген техникалық майлардың орнына пайдаланатын синтетикалық қышқылдарды өндіруді жолға қоюға мүмкіндік береді.

Мұнай парафині өндірісте изоляциялық, жуу материалдарын, синтетикалық талшықтар мен пластикалық заттар шығаруда таптырмайтын шикізат болып отыр. Парафинді мазутты крекингілеу өңдеу тәсілі арқылы өндірістік мақсатта спирт, эфир, пластикалық және басқа синтетикалық материалдар өндірілетін құнды шикізат, газ тектес қосындылар және көмірсутек сияқты заттарды алуға жол ашады. Ал, бұл материалдарға деген өнеркәсіптің тұтыну қажеті барған сайын арта түсуде. Мәселен, мұнай фракциясы тракторлар мен дизельдер үшін жоғары сапалы жанармай ретінде халық шаруашылығында кең қолдау табуда.

1969 жылы Теңге, Тасболат, Қарамандыбас кен орындары ашылды. Маңғыстау түбегінде мұнай мен газдың мұндай ірі орындарының ашылуы Қазақстанда мұнай өнеркәсібін өркендетуге шешуші ықпал жасады. Елімізде жаңа мұнай базасы құрылды. Маңғыстаудың мұнай байлығын игеру үшін 1964 жылы январьда Шевченко қаласында «Мангышлакнефть» өндірістік бірлестігі құрылды.

1965 жылы «Казахстаннефть» бірлестігі құрылып, Қазақстан мұнай өнеркәсібінің барлық кәсіпорындары, оның ішінде «Эмбанефть» комбинаты осы бірлестіктің қарауына берілді. 1970 жылдың алғашқы жартысында «Эмбанефть» комбинаты өз алдына дербес бірлестік болып қайта құрылды.

Бірқатар шараларды жүзеге асырудың нәтижесінде 1964 жылы Өзен кен орны пайдалануға берілді. 1965 жылғы 10 июльде Маңғыстау мұнайының эшелоны Гурьев мұнай өңдеу заводына салтанатты түрде жөнелтілді. Бұл Маңғыстау түбегінде мұнай өндіру өнеркәсібінің туған күні болып есептеледі.

Маңғыстау түбегінде мұнай өндірудің шұғыл өркендеуімен бірге қысқа мерзімнің ішінде ондаған ірі өнеркәсіптік объектілер қатарға қосылды. Атап айтқанда, Мақат-Шевченко-Жетібай-Өзен темір жолы, Шевченко-Жетібай-Өзен электр жүйесі, Шевченко-Жетібай-Өзен автомобиль жолы, Өзен-Гурьев мұнай құбыры қатарға қосылды, Өзен қаласы, жұмысшы поселкалары көркейе түсті және басқа құрылыстар салынды. Жаңадан пайда болған Шевченко қаласы өзінің бейнесі жағынан еліміздегі жаңа қалалардың ішіндегі көріктілерінің бірі болып отыр. Т.Г. Шевченконың бір кезде «Тұйық түрме» деп атаған. Елсіз жатқан Маңғыстау Совет өкіметі жылдарында өлшеусіз байлығы бар өлкеге айналды.

Мұнай өндіру қарқыны шұғыл артып келеді. 1913 жылы Қазақстанда 118 мың тонна мұнай өндірілсе, 1940 жылы 697 мың, 1966 жылы 3101 мың, 1969 жылы 10102 мың тонна мұнай өндірілді.

Үстіміздегі жылы Маңғыстауда 10 миллион тоннадан астам мұнай өндіріледі. Жалпы одақтық көлемде Қазақстан мұнайының үлесі 1969 жылмен салыстырғанда 1,3 есе өседі, мұнай өндірудің дәрежесі 13 миллион 900 мың тоннаға жетеді. Газ өндіру 820 миллион текше метрге жетеді немесе оның көлемі 1,3 есе артады. Маңғыстау түбегі еліміздегі халықтар достығының символына айналды. Қазақстан мұнайы үшін күрестің барысында геолог-барлаушылардың, бұрғышылардың, пайдаланушылардың, құрылысшылардың, ғылыми қызметкерлердің тату семьясы құрылды, оның құрамында 50-ден астам ұлттың өкілі бар.

Совет өкіметі жылдарында Қазақстанда мұнайшы жұмысшылардың, техниктердің, инженерлер мен ғалымдардың қазіргі техниканы жете меңгерген тамаша кадрлары өсіп жетілді. Ұлт интеллигенциясының үлкен армиясы жасақталды. Қазіргі уақытта мұнайшылардың арасында 10 мыңнан астам қазақ бар, олардың ішінде 700 инженер мен 300 техник жұмыс істейді.

Республикамызда мұнай өнеркәсібін өркендетуге инженерлер С.Ө. Өтебаев, Ж.А. Досмұқанбетов, М.А. Есенов, Н.О. Имашев, С.Қ. Қарымсақов, Я.В. Лаврентьев, Г.Х. Хакимов, Р.С.

Сағындықов, Х.Ж. Өзбекқалиев, Х.С. Сағытжанов, Ө. Балғымбаев, Ж.Ә. Таңқыбаев, ғылым докторлары П.Я. және В.Я. Авровтар, Н.А. Калинин, Н.В. Неволин, М.М. Чарыгин, Ю.М. Васильев, Б.В. Дьяков, Ш. Есенов, ғылым кандидаттары Г.Е. Айзенштадт, С.И. Колтыпин, С.Е. Шақабаев, М.М. Маташев және басқа ондаған мамандар көп еңбек сіңірді.

1966 жылы Жетібай және Өзен мұнай кен орындарын ашуға белсене қатысқаны үшін бір топ геологтар мен мұнайшыларға Лениндік сыйлық берілді, «Мангышлакнефтегазразведка» тресі Еңбек Қызыл Ту орденімен, ал 1967 жылы Гурьев облысы Ленин орденімен наградталды.

Қазір Атыраудың кең алқабын шығыстан батысқа дейін, оңтүстіктен солтүстікке дейін темір жол, мұнай газ құбыры, су құбыры және басқа жүйелер кесіп өтеді.

Қазір облысымыздың мұнай өнеркәсібі саласында ондаған, бүгінгі техникамен жабдықталған кәсіпшіліктер жұмыс істейді. Маңғыстау түбегінде және Жайық-Еділ өзендерінің аралығындағы аймақта ірі кен орындарының ашылуы және оны игерудің нәтижесінде облысымыз еліміздегі ірі мұнайлы өлкелерінің біріне айналды.

Кең байтақ Атырауда ондаған ірі өнеркәсіп орындары салынып жұмыс істеуде, олардың ішінде мұнай өңдеу, мұнай-химия, азот және басқа заводтар, еліміздегі алғашқы су тұщыту қондырғысы жұмыс істеуді. Әмудария-Бейнеу-Құлсары су құбырының, еліміздегі ірі құбырлардың бірі - Өзен-Гурьев-Куйбышев мұнай құбырының құрылысы аяқталып келеді. Гурьев-Астрахан темір жолы тұрақты пайдалануға беріледі.

ТАУМЫШ НУРЫШЕВИЧ О ПЕРСПЕКТИВАХ МЕЖДУРЕЧЬЯ УРАЛА И ВОЛГИ

Н.Е. Куантаев

вице-президент компании «ФИОК»

Район междуречье Урала и Волги расположен в Прикаспийской впадине, которая представляет собой уникальный осадочный бассейн, расположенный на западе нашей страны. Благодаря открытиям, сделанным поколениями геологов, мы сегодня добываем более 85 млн. тонн нефти, 50 млрд м³ газа.

В Западном Казахстане научные исследования и сопровождение поисково-разведочных работ осуществлял институт КазНИГРИ

Формирование института КазНИГРИ началось с небольшой академической организации - Урало-Эмбинской научно-исследовательской базы Академии наук Казахской ССР, созданной в 1946 года в г. Гурьеве по инициативе первого президента Академии наук КазССР, академика К.И. Сатпаева. В 1972 году институт получил окончательное наименование - КазНИГРИ.

Поскольку речь идет о перспективах нефтегазоносности междуречья Урал-Волга, то в этом отношении роль КазНИГРИ весьма значительна. Это знаменательно еще тем, что в этом институте долгие годы работал и творил наш патриарх геологии, ученика Великого Сатпаева, лауреат государственной премии Каз.ССР, кандидат геолого-минералогических наук, заслуженный геолог-нефтяник Т. Н. Джумагалиев, 100-летие которого мы сегодня отмечаем.

Таумыш Нурушевич внес большой творческий и практический вклад в изучении геологии и нефтегазоносности Прикаспийской впадины в т.ч. междуречья Урал-Волга, Южной Эмбы и Южного Мангышлака, а также принимал непосредственное участие в разработке эффективных направлений геологоразведочных работ (ГРП) в регионе.

Его трудовая деятельность началась с должности геолога на промыслах Южной Эмбы Доссор, Ескене, куда он был направлен после окончания Гурьевского нефтяного техникума. Интересный факт в его биографии - это работа, будучи студентом, в Институте геологических наук (ИГН), возглавляемый тогда нашим известным Академиком К.И. Сатпаевым.

Работа в ИГН оставила большой след в его становлении и развитии как геолога. Сочетание учебы и работы в научном учреждении позволяли получать знания и тут же применять их на практике, что безусловно способствовало более эффективному получению образования.

После окончания института вдохновленный научными идеями он возвращается на производство и становится главным геологом промысла Искене. Первым его достижением было открытие здесь новых залежей нефти в отложениях триаса, тогда еще практически не изученного и считавшегося бесперспективным.

В 1947 году Таумыш Нурушевич переходит на работу в Урало-Эмбинскую научно-исследовательскую базу. Полученный научно-практический опыт в ИГН и производственный опыт работы на Южной Эмбе позволили ему, одним из первых исследователей, обосновать высокие перспективы междуречья Урал - Волга и необходимость усиления ГРП на этой территории. Активная пропаганда её перспектив позволила в 1951 году включить проблемы освоения междуречья Урал - Волга в союзную программу оказания научной помощи нефтяной промышленности, что способствовало дальнейшему интенсивному развитию региона.

Глубокий анализ получаемой геолого-геофизической информации, его научное видение перспектив нефтегазоносности региона легли в основу его кандидатской диссертации, которую он успешно защитил в 1955 году в г. Баку.

В 1958 году страна взяла курс на многократное (в 15 раз) увеличение добычи газа. В то время оказывается не было пробурено ни одной скважины на поиски газа. Именно тогда взоры геологов были обращены на территорию междуречья Урал-Волга, с известными многочисленными газопроявлениями.

В 1959 году в Гурьеве состоялась научно-техническая конференция по вопросам повышения эффективности ГРП, на которой были озвучены на высоком союзном уровне перспективы нефтегазоносности междуречья Урал-Волга. Материалы конференции легли в основу 3-х летней программы (1960-1962гг.) геолого-геофизических работ. Журнал «Советская геология» опубликовал его доклад «Перспективы нефтегазоносности междуречья Урал-Волга».

После выхода статьи, благодаря вышеуказанной 3-х летней программе и настойчивости Таумыш Нурушевича здесь начинают проводиться большие объемы ГРП, заложена первая в СССР сверхглубокая опорная скважина СГ-1 Аралсор. Реализация программы позволила выявить ряд перспективных структур для постановки поисковых работ на нефть и газ. Первые же скважины подтвердили прогнозы Таумыш Нурушевича и были открыты месторождения Мартыши (С.Балгимбаев), Камышитовый, Жанаталап и Гран, выявлен новый нефтегазоносный район в юго-восточной части этой территории. На базе этих месторождений было создано новое нефтегазодобывающее управление «Жаикнефть», 50-летие которого недавно отметили нефтяники ЭмбаМунайГаза.

Большой вклад институт внес в изучение и освоении богатств Южного Мангышлака. В содружестве с ПГО «Казнефтегазразведка» были подсчитаны и защищены в ГКЗ СССР запасы нефти и газа всех известных здесь на тот период месторождений, в том числе двух крупнейших - Узень и Жетыбай.

В последующие годы Таумыш Нурушевич уделяет большое внимание не только междуречью Урал-Волга, но и бортовым зонам Прикаспийской впадины, где он прогнозировал обнаружение большой подсолевой нефти.

70-тые годы положили начало освоению глубин до 5 км, покорению подсолевых отложений Прикаспийской впадины. В этот период Гурьевской Укрупненной территориальной нефтегазоразведочной экспедицией, которой руководил Таумыш Нурушевич, были открыты месторождения Жетыбай Вост., Дунга, Арыстановское, Каракудук.

В 1972 году Таумыш Нурушевич назначается директором КазНИГРИ, которым руководил до 1985 года. Здесь проявился его талант исследователя и ученого. Специалистами КазНИГРИ и ПГО «Гурьевнефтегазгеология» под руководством Таумыш Нурушевича был составлен ТЭД об «Усилении геологоразведочных работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине» и Комплексная программа, которыми предусматривалась активизация работ на подсолевые отложения и начинается эра поиска подсолевой нефти. Исполнение этих планов увенчалось открытием в 1978 году Жанажольского месторождения, а в 1979 году открытием уникального Карачаганакского ГКМ.

Успешная реализация научных разработок и решение производственных задач геологоразведки напрямую связано с наличием квалифицированных кадров. Благодаря его таланту подбора и расстановки кадров в институте работала плеяда выдающихся специалистов, корифеев геологоразведки М.Д., Воцалевский Э.С., Акчулаков О.А., Утегалиев С.У., Шаховой А.И., Танкибаев М.А., Замаренов А., Джпнгирянц Д.А., Карабадин У.С., Измухамбетов Б.С., Бабашева М.Н., Шестоперова Л., Айтиева Н.Т. и многие другие.

Лаборатория подсчета запасов, руководимая Ветровой В.П., считалась самой сильной в регионе, где работали классные специалисты подсчета запасов Чен В.И., Досымбаев М., Бабашева М.Н. и др.

Имея прекрасную команду профессионалов институт проводил масштабные исследования по количественной и качественной прогнозной оценке нефтегазовых ресурсов Западного Казахстана, в том числе по междуречью Урал-Волга, на которых базировались объемы бурения и полевые сейсморазведочные работы в долгосрочной перспективе.

Таумыш Нурушевичем и в соавторстве написано 150 научных трудов в т.ч. 8 монографий. Изданная в 1970г книга «Геология и нефтегазоносность западной части Прикаспийской впадины» была поистине настольной книгой каждого геологоразведчика и нефтяника.

Кроме научных рекомендаций Таумыш Нурушевич предлагал чисто практические методы оперативной оценки нефтегазоносности, в частности предлагал в процессе бурения делать испытания пластов в открытом стволе пластоиспытателями на трубах, пропагандировал проведение сейсморазведки с использованием невзрывных источников возбуждения колебаний. В опытно-методической экспедиции даже был разработан прототип современных сейсмических вибраторов ГУК-3, который прошел испытания и был включен план внедрения в Гурьевской ГФЭ.

Учитывая глубокие знания Таумыш Нурушевича родного казахского языка, его обширные знания учено-геолога Министерства геологии и охраны недр РК было поручено составить группе специалистов (Н.Сеитов, Б.Ескожа, К.Шудабаев, Б.Жумагалиев) во главе с ним «Русско-казахский терминологический словарь по геологии нефти и газ», который был успешно завершен, что стало последним официальным вкладом Таумыш Нурушевича в развитие геологии.

В заключении хотелось еще раз хотелось остановиться на книге «Геология и нефтегазоносность западной части Прикаспийской впадины» и констатировать, что все 16 месторождений, открытые после этого, расположены именно в юго-восточной и южной части

междуречья Урал-Волга (12 месторождений) и на левобережье реки Урал (4 месторождения), там, где и прогнозировал Таумыш Нурушевич. Кроме того, те структуры и типы ловушек, указанные в рекомендациях и сегодня являются приоритетными при проведения поисковых работ на надсолевые отложения.

Таким образом, несмотря на слабую изученность региона на тот период, сделанный КазНИГРИ, под руководством Таумыш Нурушевича, прогноз, полностью подтвердился. Это стало подтверждением его дальновидности, глубоких знаний геологии региона и обоснованности научного прогноза. Вот такой был Таумыш Нурушевич.

За заслуги в развитии геологоразведочных работ и укрепления МСБ Казахстана ему было присвоено в 1967 году почетное звание заслуженного геолога-нефтяника Казахской ССР, в 1976 году он удостоен звания Лауреата Государственной премии Республики Казахстан в области науки и техники. Он Отличник разведки недр, первооткрыватель месторождений, в 1978 награжден Почетной грамотой Верховного Совета Казахской ССР и многими орденами и медалями Республики.

Таумыш Нурушевич, как крупный геолог и организатор производства, известный ученый пользовался большим авторитетом и уважением среди ученых и производственников не только в Казахстане, но и за пределами республики. Мы будем помнить его, а жизненный путь Таумыш Нурушевича будет служить примером для молодых геологов, посвятивших себя великому делу - служению геологии.

ТАУМЫШ ЖҰМАҒАЛИЕВ ТУРАЛЫ

М.Е. Ұлықпан

КАЗНИГРИ директоры

Биылғы жылдың тамыз айында республикамызға еңбек сіңірген геолог-барлаушы, Қазақстан Республикасы жер қойнауының құрметті барлаушысы, Қазақстан Республикасы мемлекеттік сыйлығының лауреаты, мұнайшы, геолог-ғалым Таумұш Нұрышұлы Жұмағалиевтың туғанына 100 жыл толды.

Қазақ халқының біртуар азаматы, абзал ағамыз Таумұш Нұрышұлы алғашқы еңбек жолын геолог болудан бастап, Батыс Қазақстанның мұнай-газ көздерін ашу мен зерттеуде, көптеген еңбек етті, көптеген монографиялар мен ғылыми еңбектер жазып өзінің білімді де білікті ғалым екенін көрсетіп кейінгі ұрпақтарға ұлағат болар із қалдырды.

Ол басқарған институт (1972-1985 жылдар) кезінде ашылған үлкен мұнай кеніштерін игеру ісіне, уақытында пайдалануға берілуіне бар жағдайды жасады, өз үлестерін қосты.

Таумұш Нұрышұлы басқарған мұнай институты мұнай қорларын ашуда, өндіріске қосуда *Еділ-Жайық өзендерінің арасында (Мартыши, Жаңаталап, Қамысты), Маңғыстауда (Өзен, Жетібай), Шығыста (Кеңқияк, Жаңажол) және Солтүстікте (Қарашығанақ)* ондаған кеніштерді ашуға көп үлес қосты.

Әр шәкірт өзінің ұстазымен мақтанады десек Таумұш Нұрышұлы да өз ұстазы Қазақстан Республикасы Ғылым академиясының бірінші президенті Қаныш Имантайұлы Сәтбаевтың есімін қатты қадірлейтін.

«Шәкіртсіз ұстаз – тұл» демекші бүгінгі күні Таумұш Нұрышұлының ізін шәкірттері кейінгі жас буын өкілдері жалғастыра бермек.

Таумыш ағамыз басқарған КазНИГРИден көптеген мамандар шықты, қазіргі уақытта Қазақстан бойынша әр түрлі салаларда жасап жүргенін білеміз, олардың көбі кейін белгілі ғалымдар, геология-минералогия ғылымдарының докторы, саясаткерлер және лауазымды тұлғалар болды.

Біздер (жастар) Таумыш ағамызды көрмегенімен, институтта көрген кісілер бар, олардың айтуы бойынша ... кезінде үлкен жұмыстар жасалды, бүкіл Республиканың мұнай кен орындарын іздеу жоспарлары КазНИГРИде әзірленген екен.

Таумыш Нурушұлының кезінде КазНИГРИ аты өте жоғары болды. Мамандар көп болды. Ол кездерде Үкімет геология жұмыстарын өте үлкен зейін қойған, қазір бұрынғыдай үкімет жағынан ондай тапсырыс жұмыстар азайды, геология министірлігі жабылды, көп жұмыстар қысқарылды.

Көп жақсы мамандар Ресейге кетті. Әсіресе 90 жылдары тиісті мамандарды әзірлеуге қиын болды. Осы КазНИГРИге әсерін көрсетті.

Бірақ біз жұмыстанып КазНИГРИдің атын ұстап қалуға, ғылыми зерттеу жағы болуы үшін ынтамен жұмыстанып жатырмыз, себебі біз білеміз КазНИГРИ ғылыми зерттеу орыны екенін және Таумыш Нурушұлы сияқты ағаларымыз үлкен еңбек етіп кеткен орыны екенін.

Бүгінгі күндері жастарды әзірлеп жатырмыз және Атырау мұнай және газ Университетімен тығыз жұмыстамыз.



ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

К ОЦЕНКЕ ДОБЫЧНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Р.Г. Ахмадиев (к.т.н.), **У.С. Карабалин** (д.т.н., профессор)

Атырауский университет нефти и газа

Буровая скважина, построенная с учетом возможностей коллектора в недрах, является таким капитальным объектом нефтегазового производства, которая в первую очередь, ответственна за его работу и существование. Поэтому верный прогноз ее добычного потенциала, зависящий от многих горно-геологических и технологических факторов, всегда архи важен и специалистами постоянно совершенствуется. Большое внимание при этом уделяется вопросам уточнения потерь в добыче нефти и расчетным оценкам влияния на продуктивность скважины количественных изменений в «улучшении-ухудшении» фильтрационных характеристик пород коллектора, особенно, в пристволенной зоне забоев скважин, подвергаемых наибольшему влиянию при первичном и/или вторичном их вскрытии. Для повышения достоверности прогнозов приходится особенно внимательно изучать различные аспекты влияния фактора времени на кинетику процессов физико-химических воздействий на коллектор направленных, как на ухудшение его свойств, так и повышение добычи продукции из него уже во время разработки. Обычно этому предшествуют анализ изменений в проницаемости коллектора, теоретические и эмпирические оценки нефтенасыщенности и обводненности пласта (и нефти), а также петрофизические и гидродинамические исследования скважин, опыты с кернавым материалом для определения исходных расчетных констант.

Здесь следует сразу оговориться, что для подобных расчетов существует большой арсенал инженерно-методических подходов, основанных на обработке массивов данных по динамике накопленной добычи и давлений, составлении сложных петрофизических моделей и программных продуктов, как правило, освоенных и используемых узким кругом специалистов. Но часто возникает необходимость, особенно в промысловых условиях и на начальных этапах освоения месторождения, самостоятельного осмысления происходящих процессов. Для удобства и быстрой возможности проверки полученных оценок каждым желающим в условиях дефицита и отсутствия многих, необходимых для обстоятельных расчетов, данных опытно-промысловых исследований, мы рекомендуем использовать широко применяемые в инженерной практике расчетные схемы, дополнив их оперативными данными и результатами лабораторного изучения кинетики переноса жидкостей в пористых средах, имеющих близкую анализируемым гранулярным породам, например, физико-химическую природу, в том числе используя литературные источники.

По тому, как у нас не было материалов по результатам анализов и исследований по конкретным месторождениям региона, да и такой задачи не ставилось, мы провели оценки на гипотетическом уровне, используя, как усугубляющий, для расчетной проходимости отдельных каналов в пластах-коллекторах, фактор «время взаимодействия» жидкостей на водной основе со слагающими их породами (поверхностью пустот и со скелетом).

Известно, что дебит добывающих скважин на нефтяном месторождении, в том числе отдельно по нефти и воде, может быть определен для вертикальных скважин по формуле Дюпюи, хорошо известной специалистам со студенческой скамьи:

$$Q_{скв} \equiv Q_{\Sigma} \equiv \sum_j Q_j \equiv \sum_j (Q_{jn} + Q_{jв}) \equiv \frac{2\pi \cdot \Delta p}{\ell n \frac{R_{\kappa}}{r_{снп}}} \sum_j \left(k_j \cdot h_j \left(\frac{k_{jn}}{\mu_{nl}^n} + \frac{k_{jв}}{\mu_{nl}^в} \right) \right), \quad (1)$$

Для горизонтальных скважин с использованием одного из многочисленных выражений, значения показателей которого известны или в допустимом (не влияющем на качественную сторону оценки) приближении могут быть оговорены, например, на основе формулы GoshiS.[1]:

$$Q_{скв} \equiv Q_{\Sigma} \equiv \sum_j Q_j \equiv \sum_j (Q_{jn} + Q_{jв}) \equiv \sum_j \frac{2\pi \cdot \Delta p}{\ell n \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{l_j}{2}\right)^2}}{\frac{l_j}{2}} + \frac{h_j}{l_j} \ell n \frac{h_j}{2r_c \pi}} \left(k_j \cdot h_j \left(\frac{k_{jn}}{\mu_{nl}^n} + \frac{k_{jв}}{\mu_{nl}^в} \right) \right), \quad (2)$$

где:

$Q_{скв}; Q_{\Sigma}; Q_j; Q_{jn}; Q_{jв}$ – дебиты:

- скважины (по жидкости в пластовых условиях);
- той же скважины (по жидкости в пластовых условиях), эквивалентное обозначение;

- j -го пропластка или интервала (у портов в горизонтальной скважине)

продуктивного коллектора (по жидкости в пластовых условиях);

- $jн$ -го пропластка или интервала (у портов в горизонтальной скважине) по пластовой нефти;

- $jв$ -го пропластка или интервала (у портов в горизонтальной скважине) по пластовой воде (в пластовых условиях);

Δp – депрессия на эксплуатационный объект в скважине;

R_{κ} – радиус контура питания (обычно половина расстояния между скважинами);

$r_{снп}$ – приведенный радиус скважины;

$k_j, h_j, \widehat{k}_{jn}, \widehat{k}_{jв}, \mu_{nl}^n, \mu_{nl}^в$ – абсолютная проницаемость j -го пропластка (по газу), эффективная толщина j -го пропластка, относительная фазовая проницаемость $jн$ -го пропластка по нефти, относительная фазовая проницаемость $jв$ -го пропластка по воде, вязкость пластовой нефти и воды, соответственно;

l_j – длина интервала горизонтального ствола;

a – большая полуось эллипса дренирования, равная:

$$a = \frac{l_j}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_{\kappa}}{l_j} \right)^4}}, \quad (3)$$

Большинство необходимых данных для расчетов обычно получают при испытании и опробовании первых скважин на месторождении, при исследовании кернов и каротажек.

Не всегда быстро удастся получить данные по вязкости жидкостей в пластовых условиях, значениям фазовых проницаемостей компонентов скважинной продукции. Для своих рассуждений мы использовали гипотетические условия, сформированные на основе литературных источников и производственных данных, предоставленных без указания их географических адресов: данные по горизонтальной скважине, пробуренной на глубину 4103 м (по вертикали глубина ее составляет 2352

м). Целевой пласт – кварцевый песчаник с глинисто-карбонатным цементом. Эксплуатационная колонна в скважине сборная, она в наклонно-горизонтальной части представлена не зацементированным 114 мм хвостовиком длиной 1350 м, оснащенным скользящими напорными муфтами, установленными через примерно 100 м в интервале 3000-4000 м и оснасткой для проведения многостадийного ГРП, страхуемого ГПП – гидropескоструйной перфорацией. Из табл. 1 видно, что по мере углубления скважины свойства коллектора тождественно меняются и, сейчас ясно, дизайн ГРП был несовершенен, геофизический материал при этом был плохо использован, но он позволял подрядчикам и супервайзерам многостадийного гидроразрыва пластов по ходу работ предлагать корректировку режимов ведения процесса. Но этого не было сделано.

Таблица 1. Петрофизические свойства пород целевого пласта на скважине

L_j м	l_j м	ρ_n кг/м ³	ρ_{Σ} Ом·м	m д.е.	C_n д.е.	$k_{пр}$ мД	$C_{гл}$ д.е.
3016	80	2460	26,64	0,11	0,56	0,39	0,07
3122	110	2480	16,84	0,10	0,31	0,14	0,19
3256	120	2470	20,48	0,11	0,44	0,23	0,25
3331	80	2480	20,06	0,11	0,42	0,21	0,22
3412	90	2470	22,62	0,11	0,50	0,35	0,18
3536	110	2430	32,72	0,14	0,70	2,28	0,14
3632	100	2400	35,30	0,16	0,75	12,26	0,06
3724	90	2410	29,70	0,14	0,69	3,21	0,12
3821	110	2370	34,89	0,17	0,78	18,70	0,08
3985	100	2440	28,23	0,14	0,62	6,78	0,13
Итоговые	990	2440	26,75	0,13	0,58	4,46	0,14

Примечания. L_j – глубина расположения отверстий в хвостовике; l_j – длина участков скважины; ρ_n – плотность пород; ρ_{Σ} – удельное электрическое сопротивление; m – коэффициент пористости; $C_n, C_{гл}, k_{пр}$ – коэффициенты нефтенасыщенности, глинистости, проницаемости пород.

При подготовке данных по течению жидкостей в порах коллекторов, являющихся важными параметрами при оценках работы скважин мы воспользовались сведениями и из открытых источников. Например, данными по определению относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, приведенными в работах Медведева Н.Я. [2] и Курамшина Р.М. [3]. Они не только согласуются между собой, но и с теоретическими представлениями о процессах в продуктивных коллекторах. Полезнейшими результатами этих работ, применимыми для наших рассуждений являются данные по диапазонам подвижности фаз в зависимости от водонасыщенности коллекторов (табл. 2, рис.1-3). Они получены во ВНИИнефть на установке многофазной фильтрации при термобарических условиях моделировавших следующие пластовые параметры:

- пластовое давление 23 МПа;
- горное давление (давление обжима) 45 МПа;
- пластовая температура 75 °С;
- модель нефти:

дегазированная пластовая нефть, разбавленная до динамической вязкости 1,3 мПа·с при 75 °С;

- модель пластовой воды:

раствор поваренной соли (NaCl) в воде с массовой концентрацией соли 35 г/л;

-скорость фильтрации флюидов через образцы

0,5 м/сут.

Автор рис. 1-3 и других Медведев Н.Я. отмечает, что «характер кривых фазовых проницаемостей является типичным для гидрофильных полиминеральных коллекторов».

Таблица 2. Экспериментальные значения фазовых проницаемостей

№ п/п	Проницаемость породы, мкм ² (по газу / по воде)	Объемная доля воды в потоке, %	Относительная фазовая проницаемость для		Насыщенность образца	
			нефти	воды	нефтью	водой
1	0,0226 / 0,0160	0	0,794	0	0,658	0,342
		25	0,117	0,022	0,511	0,489
		51	0,044	0,024	0,451	0,549
		80	0,021	0,036	0,359	0,641
		100	0	0,062	0,287	0,713
2	0,0054 / 0,0027	0	0,852	0	0,562	0,438
		30	0,189	0,021	0,469	0,531
		50	0,107	0,030	0,423	0,577
		75	0,041	0,041	0,364	0,636
		100	0	0,079	0,273	0,727
3	0,0015 / 0,0005	0	0,557	0	0,478	0,522
		25	0,182	0,015	0,410	0,590
		50	0,083	0,027	0,348	0,652
		72	0,039	0,042	0,313	0,687
		100	0	0,079	0,259	0,741

Необходимых для фильтрационных оценок в сведений о пластовой воде, в частности по динамической вязкости, также не было. Ввиду этого оценка вязкости модели пластовой воды по динамической вязкости нами была произведена согласно известного алгоритма:

- рассчитывается массовая доля солей в воде:

$$\psi_{NaCl}^6 = \frac{C_{NaCl}^6}{1000 + C_{NaCl}^6} \equiv \frac{1}{1 + \frac{1000}{C_{NaCl}^6}}, \quad (4)$$

где:

ψ_{NaCl}^6 – массовая доля солей в воде;

C_{NaCl}^6 – массовая концентрация поваренной соли в воде, г/л.

- вычисляется плотность соленой воды $\rho_{Ccm}^{6n.l}$, в стандартных условиях, (применительно для рассматриваемого примера) по формуле:

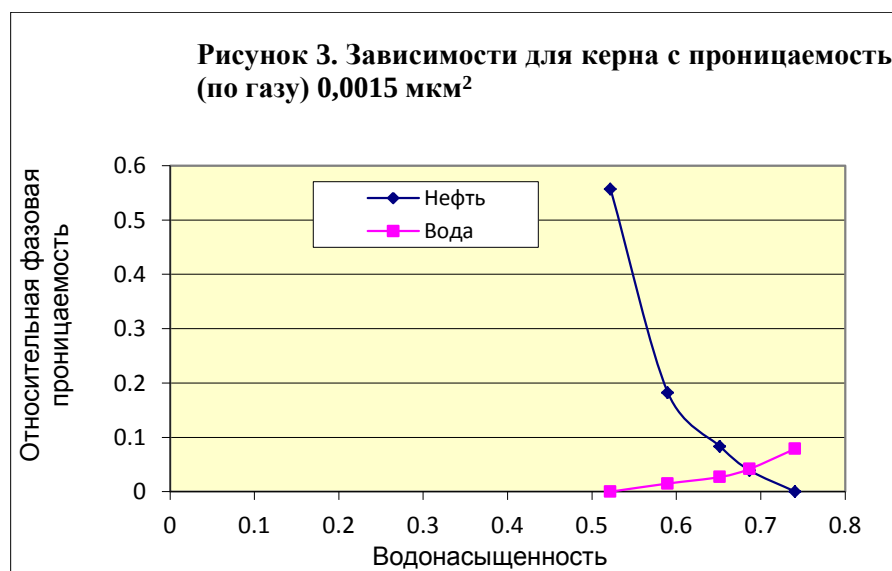
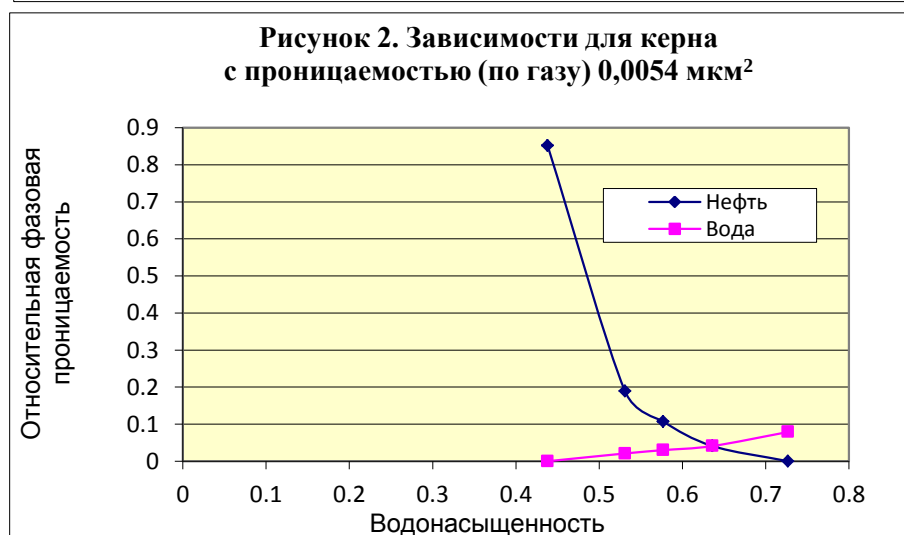
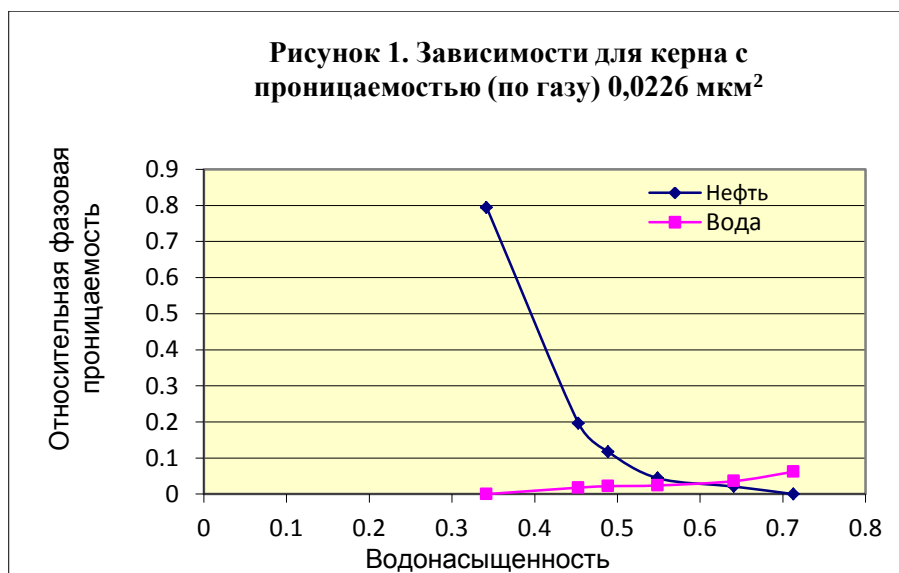
$$\rho_{CT}^{6n.l} = 1027,1 + 525 * \psi_{NaCl}^6, \quad (5)$$

- рассчитывается вязкость соленой воды:

$$\mu_{NaCl}^{6n.l} = \frac{1,4 + 3,8 * \left(\frac{\rho_{CT}^6}{1000} - 1 \right)}{10^{(0,0065(T-273))}}. \quad (6)$$

Оценка кажущейся динамической вязкости исследованных, указанными ранее авторами соленых пластовых вод (табл. 2), произведена нами исходя из применимости формулы Дарси для линейной многофазной фильтрации нефти и воды:

$$Q_i = k \cdot \frac{k_i(s) \cdot F \cdot \Delta p}{\mu_i \cdot L} \equiv k \cdot \frac{F \cdot \Delta p}{L} \cdot \frac{k_i(s)}{\mu_i} = \text{const} \cdot \frac{k_i(s)}{\mu_i}, \quad (7)$$



где:

$k_i(s)$ – коэффициент относительной фазовой проницаемости по i -ой фазе (нефти, воде) в зависимости от водонасыщенности (s) керна;

μ_i – коэффициент динамической вязкости i -ой фазы (нефти, воды).

По определению, объемная доля воды в фильтрующемся потоке на изучаемых кернах может быть выражена в виде:

$$\varphi^e \equiv \frac{Q_e}{Q_n + Q_e} = \frac{1}{1 + \frac{Q_n}{Q_e}}; \text{ то } \varphi^e = \frac{1}{1 + \frac{k_n(s)}{k_e(s)} \cdot \frac{\mu_{nl}^e}{\mu_n^H}}, \quad (8)$$

Из (8) следует:

$$\mu_{nl}^B = \mu_{nl}^H \cdot \frac{k_e(s)}{k_n(s)} \cdot \left(\frac{1}{\varphi^B} - 1 \right) = 1,3 \cdot \frac{k_B(s)}{k_n(s)} \cdot \left(\frac{1}{\varphi^B} - 1 \right), \quad (9)$$

где, по условиям эксперимента, $\mu_{nl}^H = 1,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$

Результаты расчетов динамической вязкости воды по формуле (9) представлены в двух последних столбцах табл. 4 (она свидетельствует, что все параметры табл. 2 взаимно-однозначно связаны между собой). Из этих данных следует, что среднее значение динамической вязкости модели пластовой воды (раствора поваренной с концентрацией 35 г/л соли в воде) от одной серии экспериментов к другой колебалось в пределах 0,38-0,64 мПа·с (среднее значение 0,49 мПа·с), что хорошо согласуется с приведенными выше оценками по формуле (6).

Из определения объемной доли воды в продукции, поступающей из j -го пропластка, и формулы (1) следует:

$$\varphi_j^e \equiv \frac{Q_j^e}{Q_j} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_{nl}^e}{\mu_n^H} \cdot \frac{k_j^H(s)}{k_j^e(s)}}, \quad (10)$$

Результаты анализа предоставленных нам данных исследования пробы пластовой нефти показывают (табл. 3), что вязкость пластовой нефти равна $\mu_{nl}^H = 0,33 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Учитывая, что значение вязкости пластовой воды (в пластовых условиях) принято нами равным 0,334 мПа·с, то отношение вязкостей равно:

$$\frac{\mu_{nl}^e}{\mu_{nl}^H} = \frac{0,334}{0,33} = 1,012, \quad (11)$$

поэтому для расчетов формулу (8) удобно записать в виде:

$$\varphi_j^g = \frac{1}{1 + 1,012 \cdot \frac{k_j^H(s)}{k_j^g(s)}}, \quad (12)$$

Таблица 3. Результаты исследования усредненной глубинной пробы нефти

Показатели		Значения
Характеристика объекта		
Продуктивный пласт		-
Пластовое давление, МПа		23
Пластовая температура, °С		91,3
Характеристика пробы	<i>Усредненная глубинная</i>	
Давление насыщения пластовой нефти газом (при пластовой температуре), МПа		14,4
Физические свойства нефти и газа		
Газосодержание:		
м³/т		137,8
м³/м³		115,7
Объемный коэффициент пластовой нефти, м³/см³		1,410
Плотность, кг/м³:		
нефти при пластовых условиях		712
отсепарированной нефти		826
Вязкость, мПа·с :		
нефти при пластовых условиях		0,33
отсепарированной нефти (<i>при стандартных условиях</i>)		2,81
Плотность растворенного газа, кг/м³		1,205
Физико-химические свойства нефти		
Плотность отсепарированной нефти, кг/м³		831
Кинематическая вязкость нефти, сСт при температурах:		
20 °С		9,90
50 °С		4,09
Температура начала кипения, °С		58
Фракционный состав, % объемные при температурах:		
100 °С		5,0
150 °С		16,6
200 °С		23,5
250 °С		32,5
300 °С		44,3
Температура конца кипения, °С		338
Содержание, % весовые:		
смола (силикагелевых)		5,79
асфальтенов		1,6
парафинов		3,54
Содержание хлористых солей, мг/л		11,2

Обводненность скважинной продукции, в которой вскрыто несколько пропластков, исходя из ее определения, цепочки формул (7) и учетом (9) можно рассчитать по формуле:

$$\varphi_{скв}^g \equiv \frac{Q_{скв}^g}{Q_{скв}} \equiv \frac{\sum_j Q_j^g}{Q_{скв}}, \quad (13)$$

$$\varphi_{скв}^g = \frac{1}{1 + 1,012 \cdot \frac{\sum_j k_j \cdot h_j \cdot k_j^H}{\sum_j k_j \cdot h_j \cdot k_j^g}}, \text{ при } \sum_j k_j \cdot h_j \cdot k_j^g \neq 0 \quad (14)$$

Здесь коэффициент 1,012 представляет собой отношение динамической вязкости пластовой воды к динамической вязкости пластовой нефти.

Таблица 4. Результаты расчетов вязкости модели пластовой воды для пластовых условий

№ п/п	Проницаемость, мкм ²		Обводненность, % об	Относительная фазовая проницаемость		Вязкость пластовая, мПа·с	
	по газу	по воде		для нефти	для воды	расчет	средне е
1	0,0226	0,016	17	0,196	0,018	0,58	0,64
			25	0,117	0,022	0,73	
			51	0,044	0,024	0,68	
			80	0,021	0,036	0,56	
2	0,0084	0,0015	25	0,080	0,009	0,44	0,48
			49	0,042	0,015	0,48	
			74	0,018	0,021	0,53	
3	0,0054	0,0027	30	0,189	0,021	0,34	0,38
			50	0,107	0,030	0,36	
			75	0,041	0,041	0,43	
4	0,0015	0,0005	25	0,182	0,015	0,32	0,43
			50	0,083	0,027	0,42	
			72	0,039	0,042	0,54	

Рассмотренные данные теперь позволяют оценить теоретические уровни добычи нефти из скважины, в том числе применительно к интервалам перфорации (табл. 1). Мы видим, что целевой пласт на всем протяжении горизонтального ствола представлен нефтенасыщенными песчаниками, его коллекторские свойства в нижней части ствола существенно лучше, чем в верхнем участке. Так, если проницаемость пород в интервале 4000-3530 м составляет 2,28-18,70 мД (0,00228-0,0187 мкм²), в верхнем интервале 3530-3000 м – 0,14-0,39. мД (0,00014-0,00039 мкм²), т.е. в 80 раз ниже. Вверху соответственно ниже пористость пород (10,5 против 16,5 %), нефтенасыщенность (44 против 71 %) и выше плотность (2472 против 2410 кг/м³), а также глинистость (18,2 против 10,6 %).

Расчеты, проведенные в соответствии с рассмотренными выше традиционными подходами, показывают (табл. 5), что добычный потенциал совершенной скважины с приведенным радиусом 150 мм, длиной ствола 990 м, при радиусе контура питания 500 м и указанных в таблице характеристиках коллектора, не загрязненного при строительстве, мог составить 148 м³ (около 120 т) продукции в сутки (депрессия на пласт принималась равной 10МПа, эффективная толщина пласта – равной 10 м).

Ожидаемый приток продукции к скважине при гидроразрывах основывается на геомеханических принципах взрывного воздействия на породы, разрабатываемом в трудах отечественных и зарубежных ученых и специалистов в последние 30-25 лет и связан с высокими темпами внедрения в практику горного дела соответствующих технологий. Гидромеханические аспекты (давления, объемы и реомеханические параметры жидкостей; геометрия магистральных трещинных каналов и виды заполнения их расклинивающими компонентами; страгивающие и динамические напряжения выноса отработанных и в том числе, деструктурированных и ферментированных, образующих гели компонентов) технологий для изученных и несложных в

геологическом плане условий с неплохо подтверждающимися результатами, моделируются и иногда успешно применяются, по крайней мере должны применяться исполнителями при дизайне ГРП.

Таблица 5. Оценки фильтруемости жидкостей к скважине и ее добычных возможностей

l_{y} <i>м</i>	$\mu^H_{\text{пл}}$ <i>Па·с</i>	$\mu^B_{\text{пл}}$ <i>Па·с</i>	k_{y} <i>м²</i>	a , <i>м</i>	$k_{\text{jн}}$ <i>д.е.</i>	$k_{\text{jв}}$ <i>д.е.</i>	$Q_{\text{jн}}$ <i>м³/сут</i>	$Q_{\text{jв}}$ <i>м³/сут</i>	Q_{y} <i>м³/сут</i>
80	0.00033	0.00034	3.9e-16	500,8	0.083	0.027	0,48	1,51	1,99
110			1.4e-16	501,5	0.182	0.015	0,11	1,34	1,45
120			2.3e-16	501,8	0.083	0.027	0,33	1,04	1,37
80			2.1e-16	500,8	0.083	0.027	0,26	0,82	1,08
90			3.5e-16	501,0	0.083	0.027	0,45	1,42	1,87
110			22.8e-16	501,5	0.041	0.041	4,79	4,93	9,72
100			122.6e-16	501,3	0.021	0.036	21,79	13,1	34,89
90			32.1e-16	501,0	0.041	0.041	6,24	6,43	12,67
110			187e-16	501,5	0.021	0.036	34,49	20,73	55,22
100			67.8e-16	501,3	0.041	0.041	13,73	14,14	27,87
990	Суммы (Q _Σ) дебитов						65,46	82,67	148,13

Примечание. l_j – расстояния между отверстиями в хвостовике; $\mu_{пл}^H$ – вязкость нефти в пластовых условиях; $\mu_{пл}^B$ – вязкость воды в пластовых условиях; k_j – абсолютная проницаемость незагрязненных пород на стенках скважины; k_{jn} – относительная фазовая проницаемость j -го интервала по нефти a – большая полуось эллипса дренирования; k_{jb} – относительная фазовая проницаемость j -го интервала по воде; Q_{jn} , Q_{jb} , Q_j – дебиты j -го интервала (у портов в горизонтальном стволе, незагрязненном после гидроразрыва) соответственно по пластовой нефти, воде жидкости в целом.

При гидроразрыве на глубине отверстий, открытых ли в скользящей муфте или прорезанных при ГПП образовывается одна трещина шириной равной мощности целевого пласта, длиной L_j и раскрытостью ω_j , определяемыми, например, формулами D. Goshi:

$$L_j = 0,48 \left[\frac{G_j \cdot q_j^3}{(1-\nu_j) \cdot \mu_r \cdot \square^3} \right]^{\frac{1}{6}} \cdot t_j^{\frac{2}{3}}, \quad (15)$$

и

$$\omega_j = 1,32 \left[\frac{(1-\nu_j) \cdot q_j^3 \cdot \mu_r}{G_j \cdot l_j^3} \right]^{\frac{1}{6}} \cdot t_j^{\frac{1}{3}}, \quad (16)$$

где в формулах (15) и (16), а также табл. 7:

E_j, G_j – соответственно модули упругости (Юнга) и сдвига горных пород в интервалах;

ν_j – коэффициент Пуассона горных пород в интервалах;

ρ_j – плотность горных пород (песчаников) в интервалах;

q_j – расход полимерногеля нагнетаемого при гидроразрыве;

t_j – время нагнетания в различные интервалы пласта;

h – средняя эффективная мощность пласта;

μ_r – вязкость геля нагнетаемого в пласт при гидроразрыве;

S_j – площадь поверхности щели в интервалах;

H_j – глубина отверстий в интервале проведения гидроразрыва;

l_j – протяженность участка ствола скважины между интервалами гидроразрыва.

Проводя указанные расчеты и иллюстрируя их результаты в приводимой ниже таблице 6, мы отдавали себе отчет в том, что речь здесь может идти больше о качественных показателях, свидетельствующих о направлении и степени изменения полученных результатов операций от данных, ожидаемых в расчетах.

Таблица 6. Прогнозные параметры щелей гидроразрыва в пласте

H_j , м	l_j , м	ρ_j , кг/м ³	E_j , МПа	G_j , МПа	ν_j	h , м	μ_r , кПа·мин	q_0 , м ³ /мин	t_j , мин	L_j , м	ω_j , м	S_j , м ²
3985	100	2440	34000	14500	0,17	10	1,8E-06	0,1	540	147	0,023	2940
3821	110	2370	28000	12100	0,16	10	1,8E-06	0,3	920	352	0,050	7004
3724	90	2410	28000	12000	0,17	10	1,8E-06	0,05	720	122	0,019	2440
3632	100	2400	28000	12200	0,15	10	1,8E-06	0,17	600	199	0,032	3980
3536	110	2430	28000	12000	0,17	10	1,8E-06	0,3	480	228	0,040	4560
3412	90	2470	34000	14300	0,19	10	1,8E-06	0,3	540	255	0,040	5010
3331	80	2480	34000	14300	0,19	10	1,8E-06	0,3	540	255	0,040	5010
3256	120	2470	34000	14300	0,19	10	1,8E-06	0,3	540	255	0,040	5010
3122	110	2480	34000	14300	0,19	10	1,8E-06	0,9	300	299	0,057	5980
3016	80	2460	34000	14700	0,16	10	1,8E-06	0,3	240	148	0,031	2960
среднее	99	2440	31600	13470	0,174	10	1,8E-06	0,3	540	226	0,037	4520

Примечание. 1. H_j – глубина отверстий в «хвостовике»; l_j – расстояния между отверстиями; ρ_j – плотность пород в интервале; E_j – модуль упругости (Юнга); G_j – модуль сдвига; ν_j – коэффициент Пуассона; h – вертикальная мощность пласта; μ_r – вязкость геля; q_0 – расход геля при нагнетании; t_j – время проведенного гидроразрыва в интервале; L_j, ω_j, S_j – соответственно длина, раскрытие и площадь трещин.

По большому счету, проведение гидроразрывов в целевых коллекторах оправдано при недопущении последствий, получаемых при загрязнении поверхностей (стенок скважин или/и щелей), обеспечении поступления-притока продукции из пласта к каналам (щелям) тока ее в ствол скважины. Поэтому, принимая равными большинство условий течения продукции пласта к скважине (проницаемость щелевых каналов, потери напора у фильтрующей через них, а в стволе скважины поднимающейся к устью нефти и воды, геометрические параметры ствола, суффозионные процессы в пласте на начальном этапе эксплуатации скважины, etc) мы оценили сначала приток продукции к стенкам незагрязненных трещин сразу после гидроразрыва (табл. 7).

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что «одноканальный» ГРП только с одной или несколькими магистральными трещинами может оказаться, как и в случаях с «неразорванными» пластами при низких проницаемостях, не эффективным. Притоки продукции из таких интервалов настолько малы, что для выделения ее из породы необходимо, наверное, создавать в ней сеть мелких трещин улучшающих коллекторские свойства породного массива.

Однако, мы все понимаем, что современные технологии не позволяют избежать загрязнения пластов. Буровые растворы, в том числе эмульсионные, и их фильтраты, содержащие воду или/и водные растворы солей и органических химреагентов, почти всегда в той или иной степени ухудшают коллекторские свойства пород, особенно глинизированных. Это подтверждают и данные исследований, проведенных на образцах песчаников, близких по свойствам анализируемым породам

целевого пласта (заимствованы в фондах). Опыты с образцами, предварительно насыщенными слабоминерализованной водой плотностью 1010 кг/м³, проводились с использованием рекомендованных нами хорошо ингибирующих породы буровых жидкостей с дисперсионной средой, содержащей электролиты (табл. 8).

Таблица 7 - Оценки притока жидкостей к незагрязненным поверхностям трещин

H_j , м	l_j , м	L_j , м	S_j , м ²	k_j , м ²	$k_{jн}$, д.е.	$k_{jв}$, д.е.	$Q_{jн}$, м ³ /сут	$Q_{jв}$, м ³ /сут	Q_j , м ³ /сут
3985	80	147	2940	3.9e-16	0,083	0,027	5,0	1,6	6,6
3821	110	352	7004	1.4e-16	0,182	0,015	9,3	0,7	10,1
3724	120	122	2440	2.3e-16	0,083	0,027	2,4	0,8	3,2
3632	80	199	3980	2.1e-16	0,083	0,027	3,6	1,1	4,8
3536	90	228	4560	3.5e-16	0,083	0,027	6,9	02,2	9,1
3412	110	255	5010	22.8e-16	0,041	0,041	24,5	23,8	48,3
3331	100	255	5010	122.6e-16	0,021	0,036	67,5	112,4	179,9
3256	90	255	5010	32.1e-16	0,044	0,048	37,1	39,2	76,3
3122	110	299	5980	187e-16	0,031	0,036	181,5	204,6	386,1
3016	100	148	2960	67.8e-16	0,061	0,041	64,1	41,8	105,9
среднее	990	226	4520	Суммы (Q_{Σ}) дебитов			402,1	428,3	830,3

Примечание. 1. H_j – глубина отверстий в «хвостовике»; l_j – расстояния между отверстиями; L_j, S_j – длина соответственно и площадь трещин; k_j – абсолютная проницаемость незагрязненных «стенок» трещинных каналов; $k_{jн}$ – относительная фазовая проницаемость j -го пропластка по нефти; $k_{jв}$ – относительная фазовая проницаемость j -го пропластка по воде; $Q_{jн}, Q_{jв}, Q_j$ – дебиты j -го интервала (у портов в горизонтальном стволе, незагрязненном после гидроразрыва) соответственно по пластовой нефти, воде жидкости в целом. 2. Градиент давления в численном эксперименте был принят равным 0,2 МПа/м. Вязкость нефти в пластовых условиях принята на основе исследований $\mu_{пл}^P = 0,00033$ Па·с; вязкость воды в пластовых условиях $\mu_{пл}^P = 0,00034$ Па·с.

Были применены три различных типа технологических жидкостей: биополимерный и гидрофобно-эмульсионный буровые и тампонажный растворы, а также рассол хлорида кальция, как жидкость и глушения скважин при температурах опытов 70-75 °С.

Результаты, полученные в опытах, вполне объяснимы и укладываются в рамки традиционных коллоидно-химических представлений о процессах, происходящих в пористой среде преимущественно гидрофилизированных пород при взаимодействии с водой и водными растворами. Их направленность и значимость зависят от того сколько жидкости проникает и заполняет поры (в опытах использовались фильтраты и они породу пропитывали полностью), степени изотоничности (концентрации и химического сродства) фильтратов и поровых (свободных и связанных) вод, массового соотношения в сравниваемых фильтратах водной и углеводородной (или другой гидрофобизирующей) фазы, удельной доли активной поверхности пор в единице массы образцов породы. При этом, как всем известно, вклад поверхностных и гидродинамических сил в управлении процессами течения пластовых флюидов в пористой среде возрастает с уменьшением естественных или «приобретенных» (вследствие различных механизмов взаимодействия породы и ее пор с технологическими жидкостями) диаметров фильтрационных каналов и глубиной проникновения буровых жидкостей в поровые каналы. Приведенные выше данные опытов в этом смысле не

позволяют надежно оценить воздействие исследованных буровых растворов на добычные возможности скважин.

Таблица 8. Влияние фильтратов буровых жидкостей на проницаемость песчаников

Характеристика песчаников				Показатели исследований на дисперсионной среде растворов						
$\rho_{пл}$ кг/м ³	$C_{гл}$ %	m %	$k_{абс}$ 10^{-15} м ²	растворы (B_{30} , 10^{-6} м ³ /30 минут)	$\rho_{пл}$ кг/м ³	$\rho_{фл}$ г/м ³	$C_{фл}$ %	k_s^A 10^{-15} м ²	k_s^n 10^{-15} м ²	k_s^n/k_s^A
2490	17,1	18,3	22,0	эмульсионный 60/40 (0,5)	1080	1120	18	14,0	10,8	0,77
2510	10,7	12,0	0,25	портландцементный (38)	1850	1110	10	5,20	4,30	0,84
2532	14,0	19,3	10,4	хлоркальцевый (н/измер)	1140	1140	12	4,20	3,00	0,72
2508	19,7	19,1	80,1	биополимерный (3,5)	1100	1050	16	50,7	37,4	0,74

Примечание: B_{30} – водоотдача растворов; m – пористость образца породы; $k_{абс}$ – абсолютная проницаемость образца породы; $C_{гл}$ – глинистость; $\rho_{пл}$, $\rho_{пл}$, $\rho_{фл}$ – плотность соответственно породы, раствора и дисперсионной среды (фильтрата); $C_{фл}$ – содержание остаточного фильтрата в образце;

k_s^A – коэффициент эффективной проницаемости образца до воздействия на него фильтрата;

k_s^n – коэффициент эффективной проницаемости образца после воздействия на него фильтрата.

Взаимодействие в скважинах технологических жидкостей (буровых, буферных, тампонажных, перфорационных, глушения, гидроразрывных и других.) с породами на ее стенках практически всегда сопряжено с негативными последствиями для коллекторов, представленных гранулярными песчаниками с прослойками и/или цементом, в том числе глинистым. Глубина отрицательного воздействия всегда усугубляется с течением времени и зависит от физических свойств и химического сродства взаимодействующих сред (пород и жидкостей), проведения избирательной (в особенности по глубине и динамике) закупорки фильтрационных каналов коллектора, как адгезионными кольматантами, так и механическими наполнителями разной агрегатной природы – твердых, жидких, газов.

«Механическое» загрязнение стенок скважин в проницаемых пластах оценивают вводом в формулу Дюпюи коэффициента, названного скин-эффектом и учитывающего различные факторы, в том числе, физико-химические. Он рассчитывается по результатам гидродинамических исследований и/или оценивается по данным ГИС (они в анализируемом случае не были проведены). Поэтому нами здесь сделаны оценки глубины проникновения жидкостей в стенки скважины на различных участках горизонтального ствола с использованием петрофизических и расчетных данных (табл. 7) в соответствии с формулой и методикой, предлагаемыми нами исходя из известных специалистам подходов и принимая, что мы имеем дело со стационарными процессами на однородных изотропных интервалах породы.

$$\delta_{\phi} = \sqrt{r_{c3}^2 + \frac{k_s \cdot \Delta P}{\mu_{\phi} \cdot m \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot t} - r_c, \quad (17)$$

где в формуле и таблицах:

δ_{ϕ} – глубина проникновения жидкости в стенки скважины, м;

r_c , r_{c3} – радиусы скважины (долота) и закольматированной области, м;

k_s – коэффициент проницаемости закольматированной породы, м²

R_k – радиус контура питания скважины, м;

ΔP – статическая репрессия на пласт – разность пластового и забойного давлений, МПа;

μ_{ϕ} – вязкость дисперсионной среды жидкостей, Пас;

m – пористость породы, д.е.;

t – время взаимодействия, с.

Расчетные оценки зоны проникновения фильтрата с помощью приведенной выше формулы, где она увязана с проницаемостью, загрязненных на стенках скважины буровым раствором пород, параметрами пластов и скважины (воздействие физико-химических факторов не учитывалось) показывает, что за сутки жидкая фаза фильтратов бурового или тампонажного и буферного растворов, жидкости глушения проникают в пласты на глубину 24-74 мм (табл. 9). Через 5 дней вокруг скважины в интервале нефтяного пласта диаметр загрязненной твердыми частицами и фильтратом зоны вырастает до 12-27 см, а через 30 суток диаметр загрязнённой зоны вокруг ствола скважины может стать размером уже более 43-55 см и около 1 м (такие оценки для гранулярных коллекторов, конечно, можно найти в научно-технической литературе или их, при острой необходимости, подтверждают геофизическими и гидродинамическими исследованиями).

Таблица 9. Глубина проникновения фильтрата бурового раствора в интервалы целевого пласта

Наименование показателей	Значение показателей в рассмотренных интервалах пласта					
глубины интервала, м	3107-3145	3217-3223	3477-3479	3631-3632	3818-3821	3016-3985
m -пористость пород, %	9,2	9,6	12,5	14,2	16,3	13,3
проницаемость, $10^{-15} \cdot \text{м}^2$						
k_n -пород	0,072	0,034	0,575	1,560	8,230	4,460
k_z -зоны кольтматации	0,059	0,028	0,110	0,125	0,143	0,133
радиус, м						
$r_{\text{ч}}$ -частиц твердой фазы	$2,2 \cdot 10^{-6}$	$2,2 \cdot 10^{-6}$	$2,2 \cdot 10^{-6}$	$2,2 \cdot 10^{-6}$	$2,2 \cdot 10^{-6}$	$2,2 \cdot 10^{-6}$
$r_{\text{сз}}$ -зоны увлажнения	0,082	0,080	0,083	0,091	0,100	0,098
r_n -пор породы	$1,38 \cdot 10^{-5}$	$9,31 \cdot 10^{-6}$	$3,36 \cdot 10^{-5}$	$5,19 \cdot 10^{-5}$	$1,11 \cdot 10^{-4}$	$9,09 \cdot 10^{-5}$
δ_z -толщина зоны кольтматации, м	$4,4 \cdot 10^{-3}$	$2,4 \cdot 10^{-3}$	$5,4 \cdot 10^{-3}$	$12,4 \cdot 10^{-3}$	$21,4 \cdot 10^{-3}$	$19,4 \cdot 10^{-3}$
$\mu_{\text{ф}}$ -динамическая вязкость, Па·с	$8 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-4}$
$\delta_{\text{ф}}$ -толщина зоны фильтрации, м						
-за первые сутки	0,046	0,024	0,059	0,059	0,069	0,074
-за первые 5 суток	0,204	0,120	0,248	0,248	0,253	0,271
-за первые 30 суток	0,436	0,348	0,520	0,520	0,524	0,563
$D_{\text{ф}}$ -диаметр зоны фильтрации, м	1,028	0,852	1,156	1,156	1,204	1,282

Примечание: 1. Некоторые из указанных показателей подсчитаны и оценены с позиций коллоидно-химической природы фильтрации суспензий, а также с учетом параметров бурового раствора и петрофизических характеристик пластов. 2. Для расчетов использовали значения глубинно-свойствами коллектора, по длине охватывающими весь интервал вскрытый хвостовиком и наиболее разнящиеся по характеристикам и простираию интервалов.

Используя данные табл. 6 и скорректировав исходные показатели, а также расчетную формулу 2, например, применяя подходы, приведенные в упомянутой работе [4] И.Н. Гайворонского и др. «Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией...» можно получать и оценочные значения добычных показателей по скважинам, свидетельствующие в пользу увеличения площади незагрязненных каналов притока продукции пласта к скважине.

Риски, связанные с качеством первичного и вторичного вскрытия целевого коллектора всем, в общем-то, ясны и имеют системный характер. Понятно также, что уменьшить и упредить риски (они нуждаются еще в обоснованном классифицировании), связанные с извлечением продукции скважинами из пластов можно представляя физическую природу факторов и причин их вызывающих, понимая и выделяя тенденции в усугублении проблем разработки месторождения. Очень кратко,

вспомнив и сославшись на упомянутое выше, еще раз обратим внимание на очевидные послы и факты.

1. Глубина воздействия на породы продуктивного пласта при бурении и цементировании в горизонтальном стволе (интервал эксплуатационного хвостовика) не достигая критических значений и не может существенно повлиять на приток продукции к вновь образованным при гидроразрыве трещинным фильтрационным каналам. Тем более, что проведение гидроразрыва позволяет особенно не беспокоиться по поводу существенного отрицательного влияния даже значительного «бурового» S-эффекта.

2. Результаты, полученные в расчетах с использованием заимствованных данных, вполне объяснимы и укладываются в рамки традиционных коллоидно-химических представлений о процессах, происходящих в пористой среде преимущественно гидрофилизированных пород при взаимодействии с водой и водными растворами. Их направленность и значимость зависят от того, сколько жидкости проникает и заполняет поры (в опытах использовались фильтраты и они породу пропитывали полностью), степени изотоничности (концентрации и химического сродства) фильтратов и поровых (свободных и связанных) вод, массового соотношения в сравниваемых фильтрах водной и углеводородной (или другой гидрофобизирующей) фазы, удельной доли активной поверхности пор в единице массы образцов породы.

3. При этом, как указывалось ранее, специалистам известно, что вклад поверхностных и гидродинамических сил в управление процессами течения пластовых флюидов в пористой среде заметно возрастает с уменьшением естественных или «приобретенных» (вследствие различных механизмов взаимодействия породы с технологическими жидкостями) диаметров фильтрационных каналов и глубиной проникновения буровых жидкостей в эти каналы.

Расчетный анализ отмеченных послы будет приведен при рассмотрении проблем сохранения добычных потенциалов буровых скважин.

Список литературы

1. Goshi S.D., Horizontal well technology. Tulsa, Oklahoma, Penn well books, 1991.
2. Медведев Н.Я. Геотехнологические основы разработки залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти. – М., ВНИИОЭНГ, 1997.
3. Курамшин Р.М. Особенности геологического строения и технологии разработки юрских отложений Нижневартовского свода. М., ОАО «РМНТК «Нефтеотдача», 2002.
4. Гайворонский И.Н., Ахмадеев Р.Г., Мордвинов А.А. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации. Учебное пособие для вузов. Пермь, Пермский университет, 1985.

ПРОБЛЕМЫ МЕТАЛЛОГЕНИИ МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКИХ КОМПЛЕКСОВ ЮЖНОГО ТЯНЬ-ШАНЯ

О.Ш.Шамшиев¹, А.Е.Воробьев² (д.т.н., профессор), **Н.Т. Толобаева³**

¹Филиал КГТУ им. И. Раззакова в г. Кызылкия,

² Атырауский университет нефти и газа,

³Институт горного дела и геотехнологии им. У.Асаналиева

Установлено влияние вулканизма на рудо- и угле- образования в мезо-кайнозойских комплексах Южного Тянь-Шаня.

Ключевые слова: Вулканизм, глиежи, терригенные, обломочные, угленосные породы, рудные элементы, бурогольные месторождения, осадочные.

Вопросами металлогении фонерозоя исследуемого региона в разные года занимались известные ученые геологи академических, Вузовских институтов и производственных организаций к которым следует отнести: Адышев М.М., Асаналиев У., Бергер В.И., Денисов А.И., Ждан А.В., Замалетдинов Т.С., Никифоров Н.А., Поршняков Т.С., Резвой Д.П., Сургай В.Т., Турдукеев И.Д., Федорчук Ф., Шамшиев О., Шевкунов А.Г. и др.

Мезо-кайнозойские структурно-вещественные комплексы, формируясь в наложенных прогибах (по геосинклинальной), тафрогенах (с геодинамической позиции) большой интерес представляли как вместители месторождений каустобиолитов (горячих полезных ископаемых). Вопросы рудоносности данных комплексов занимались сотрудники проблемной лаборатории цветных, редких и благородных металлов под руководством академика У. Асаналиева. В результате всестороннего исследования ими были выяснены рудо-геохимическая специализация терригенно-угленосной гумидной формации - на редких, редко-земельные, пестроцветные формации - на цветные (Cu, Pb, Ag, Mu) металлы, а также на нефть, газ и сера. Выявлены солёность и росыпная рудоносность(золотоносность) неогеновых образований.

Результатами исследований являлись составленная схема геологической эволюции и рудообразования мезо-кайнозоя Туркестано-Алая (Скиба Н.С., Турдукеев И.Д., Шамшиев О., Шевкунов А.Г. и др.). Вопросы угленосности исследуемого региона занимались Каширин Ф.Т., Зубцов Е.Н., Станкевич Ю.В., Копылов Б.В., Шабаров Н.В., Солпуев Т.С. и др.

Анализ предыдущих исследований свидетельствует о том, что при разработке факторов закономерностей размещения полезных ископаемых выявленные фактические материалы интерпретировались односторонне, исключая возможности влияния других. Это означало генезис МПИ должно быть только магматогенной, седиментогенной или же метаморфогенной. К примеру: происхождение углей и нефти связывалось с биохимическими преобразованиями только осадочных пород.

Магматизм для образования каустобиолитовв любом своем проявлении считался отрицательным критерием. При этом ряд цветных, редких и благородных элементов (Ag, Pb, Cu, U,V, Au, и др.) встречаются в углеродистых, угольных формациях находили слабые объяснения. Ведь не секрет что геологические процессы внутренней динамики (магматизм, метаморфизм, тектонические движения) находятся в тесной связи и не могут существовать самостоятельно. Они так же находятся в тесной связи с геологическими процессами внешней динамики (выветривание и др.). Геологические процессы магматизма в своем интрузивном проявлении всегда сопровождаются эффузивными процессами в определенном регионе или же прилегающем. Соответственно они активно влияют на формирование

седиментогенных структур с определенными типами полезных ископаемых. Лишь комплексный подход может решить некоторые металлогенические проблемы мезо-кайнозоя исследуемого региона.

Мезо-кайнозойские комплексы формировались в наложенных прогибах, которые развивались в зоне глубинных разломов Южно-Ферганского сектора Южного Тянь-Шаня. Наиболее древними являются терригенно-сланцевые отложения с прослоями глин верхнего триаса. Они встречаются на угольном месторождении Сулюкта и Шураб, где залегают на флише-молассовые комплексы верхнего палеозоя (C_3-P). Верхне триасовые образования представлены переслаивающимися песчаниками, алевролитами и сланцами. Средняя часть разреза представлена известковыми сланцами. В верхней части разреза преобладают песчаники. Отличительной особенностью являются пестроцветность (серый, коричневый, оливковые цвета).

Состав представлен вулканитами. Исследования шлифов свидетельствуют о туфовом их составе. Аналоги данных пород выявлены в Заалайском хребте (буроугольное месторождение Ходжекелен, Белмазар). Присутствие вулканитов в виде туфов, туфопесчаников выявлены среди угленосных и углевмещающих толщ на буроугольных месторождениях Кызылкия, Шураб, Ходжекелен. Они были обнаружены в середине 80-х годов прошлого столетия. На буроугольном месторождении Шураб вулканиты в виде фельзитовых, риолитовых и трахитовых прослоев встречаются как среди угленосных пластов нижней юры так и над ними.

В пределах Кызылкийского, Учкоргонского буроугольных месторождений вулканиты встречаются в виде плагиобазальтов среди песчаников, глин, мергелей, гравелитов и др. здесь же вулканиты в виде самостоятельного пласта мощностью более 100 м представляют карьер для добычи глиежа.

Литолого-петрографическая характеристика некоторых представителей мезо-кайнозойских образований

Гравелиты или вулканиты (порфиновые лавы, лапиллиевые туфы). Эти породы характерны для базальных слоев юры, отдельных горизонтов мела и могут встречаться по всему разрезу. Типичным примером является коккиинская свита, развитая в Узгенском угольном бассейне. Фоном свиты являются своеобразные кварц- кремневые гравелиты до конглобрекций. Источником обломочного материала считаются породы палеозойского фундамента; которые имеют место во многих разрезах в соответствии с геологическими обстановками. Зачастую они залегают на «бокситовых породах кор выветривания и нередко прослаиваются ими, по разрезу, естественно, чередуются с песчаниками и глинами.

При детальном исследовании было установлено, что они состоят «из угловатых и окатанных (округлых) неравномерных по размеру обломков кварца, полевых шпатов, кремней и кварц-полевошпатовых пород, с редкими гальками». «Кремни» оказались цветными вулканитами и часть светлого кварца также отошло к риолитам-дацитам. В неизмененных образцах гравелитов присутствует мягкий «глинистый» цемент - разложенная основная масса вулканических пород. Этих пород в палеозое в пределах предполагаемых источников сноса нет. Все образования оказались собственно юрскими.

В обнаженных и вскрытых канавами слоях наблюдаются нормальные крупнопорфиновые граносиениты. Они состоят из крупных правильных кристаллов кварца призматических и бипирамидальных, а также округлых, розоватые калиевые полевые шпаты призматического габитуса - составляют 40-60 %. Основная масса состоит из крупных чешуй биотита среди глинисто-серицитовый светлой основы. Слои относятся к горизонту с углями и «бокситам», которые и вскрывались.

Граносиениты под дождем раскисли, расплзлись, глинистые минералы вымылись, остались кучки свободных кристаллов кварца, микроклина (ортоклаза) и биотита, отдельные кристаллы гематит. Это свидетельствует о происхождении гравелитов и брекчий из вулканических каменных пород (туфов и

лав) для современных условий. А юрское время были высокие температуры, влажность и парниковый эффект, вулканические процессы и агрессивная водная среда создавали условия для аутометасоматоза туфовых и лавовых образований, превращая их в мягкие глинистые породы с сохранением первичных структур.

Песчаники или туфы (туффиты, туфопесчаники) составляют нижнюю и среднюю части разреза юры (туюкская и чаарташская свиты), образующие в рельефе своеобразные пирамиды и неопределенную часть разреза красноцветов мела.

Отложения залегают непосредственно на вулканитах базальных слоев юры или же грубых породах коккиинской свиты, нередко несогласно. Облик и состав «песчаников и алевролитов» сохраняется по всему разрезу. Это серые, светлые, часто зеленоватые породы со структурами «сито», с равномерным распределением в породе зерен темноцветных и рудных минералов среди светлоокрашенных (петрографически установлено участие в составе этих темных зерен фрагментов и фьямме вулканического стекла), наподобие ячеек в обычном сите.

Породы сложены плотно упакованными до параллельности кластами кварца и полевых шпатов в сохранившихся призмочках и хлоритизированной пепловой массой витрокластического облика (м.б. стекло). Светлая слюда и заохренныетемноцветы распределяются в породе равномерно. Обработки зерен нет. Крупность зерен от слоя к слою меняется от тонких до крупных. Границы микрослоистости не четкие и выражены постепенной сменой размеров зернистости как у туфов (градационная наслоенность). Среди таких пород в шлифах по реке Терек (мульда Алайкуу) определяются обычные трахиты и туфы.

Исходя из вышеуказанного эти породы следует относить к туфовым и вулканогенным. В полевых условиях можно только отметить их вулканогенность, применив к ним приставку «туфо-». Если в основу диагностики пород принимать генезис, то необходимо поменять терригенность – «обломочность» на «кластовость», «осадочность» на «вулканогенность».

Глины, аргиллиты-алевролиты или туфо-глины, туфы, лавы (трахитов, липаритов ...)? Такая проблема возникла сначала для отложений «голубого» горизонта медистых песчаников мела, а затем и других «глинистых» образований.

В разрезе горизонта участвуют аргиллиты и алевролиты с тонкими прослоями пластичных глин и белых кварц-полевошпатовых песчаников-алевролитов разной зернистости, щебни с глинами. Породы зеленовато-серые, голубовато-серые с присутствием черных, бурых и коричневых слоев. Несмотря на глиняную основу пород среди них можно увидеть не только зернистые песчаники-алевролиты, явно туфогенные, но и сохранившиеся реликты вулканитов (участки Ойтал, Кундук): андезитов кристаллических с сульфидами, в плиточках переходы андезит-туф-туфопесчаник, туфопесчаники со струями туфов и гравием лав, туфолавы. Присутствуют малахит, халькопирит, халькозин, пирит, лимонит, углистое вещество, стронцианит, циркон, рутил и др.

По этим породам в шлифах определены трахиты, липариты, туфоглины, туфы, туфопороды, а по участку Бура еще дациты и их пироксеновые разности. К породам «туфо»- относятся песчаники, гравелиты, алевролиты для которых характерна кластовость при отсутствии признаков обработки обломков и их перемыва.

Установленная генетическая природа отложений нижнего мела «голубого» горизонта объясняет частично и генетическую природу специфической минерализации.

Глиеж - сокращение из трех слов: глина – естественно – жженная, т.е. глина - обожженная в результате подземного горения угольных пластов (геол. термин «порнеланит»), В него также входят

горные породы (глины, алевролиты, песчаники) обожженные или переплавленные (до земляных шлаков и фарфоровидных пород) при подземном горении углей.

Эти породы всегда рассматривались в качестве осадочных. Глиежи были описаны на всех месторождениях углей Приферганья, а известными месторождениями глиежа для производства цемента являются Кызылкийское и Минкушское. Но ни на одном из них объем и площади сгоревших углей не показаны.

Приповерхностное возгорание углей описано только на месторождении Алмалык (с начала 1900 годов) и современное на месторождении Ходжокелен (с конца 1970 годов).

Ареал воздействия температур на них незначительный. Любой очаг возгорания имеет локальный характер, поэтому есть ли примеры уничтожения целых месторождений, чтобы иметь масштабное развитие глиежей. В любом случае в продуктах горения глин, песчаников в глиежах, земляных шлаках стекловатых продуктах всегда должны быть остатки исходных пород и переходы между ними.

К тому же, искусственные шлаки могут быть раскристаллизованными. Так, по шлифам из металлургических шлаков древнего промысла (и шлаков при обжиге древесного угля) из долины сая Раватджакуб установлено соотношение минералов, соответствующее ультраосновным породам: стекло, оливин, моноклинные и ромбические пироксены, биотит, а также породы, близкие к базальтам (1962-1968 гг.).

В металлургических шлаках всегда можно найти фрагменты руд и пород. При изучении глиежей также получали подобные данные.

При неоспоримости факта подземных пожаров углей и активного воздействия на вмещающие породы, параметры образования глиежей на указанных месторождениях преувеличены. Так, на месторождении Кызыл-Кия по бортам ручья Джолдолина установлена толща вулканитов из преимущественно кислых-средних лав и туфов: липаритов, трахитов, риолитов, цветных обсидианов, их туфов и пемзовых разностей. Преобладают стекловатые разности с вариолями и кристаллами, но потоки порфириновых и раскристаллизованных трахитов, липаритов и их туфов присутствуют по всему разрезу. В слоях розоватых туфов много хорошо сохранившейся флоры. Разрез вулканитов мощностью до 100 м (в стенках карьера после добычи глиежей).

На буроугольном месторождении Арал слои углей чередуются гравелитами и песчаниками андезитового состава. Андезиты в виде лав и их туфов с порфирированными выделениями кварца и плагиоклаза встречаются в виде слоев и прослоев зеленого цвета среди угольных слоев. Здесь вулканиты интенсивно развиты и в надугольной пачке и представлены дацит-андезитовым составом стекловатого облика. С поверхности сильно выветрившие с разнообразными и цветами (белый, серый, розовый и др.). В районе данного месторождения выявлена палео-вулканическая постройка.

По данным В. Мокринского (1965 г.), Г.С. Дзоценидзе (1969 г.) наличие туфов, туффитов и других вулканогенно-осадочных литотипов среди угленосных толщ явление не редкое, т.к. вулканические процессы активно участвуют в торфообразовании и торфонакоплении. Здесь необходимо указать интенсивное осаждение пирокластического материала может подавить торфонакопление соответственно угленакоплению. В зависимости от фазы складчатости на ее перифериях происходит образование зон лагун с определенными климатическими условиями для угленакопления. Данный процесс приводит к прекращению накопления хемогенных осадков (соли, глины, а увеличению терригенно-сланцевых образований).

Рудногеохимическая специализация

В отношении рудоносности мезо-кайнозойские комплексы можно разделить на две крупные группы. Это углевмещающие комплексы и угленосные. Углевмещающие: к которым относятся и вышеуказанные терригенно-сланцевые, обломочно-терригенные (вулканогенным составом), алевритоглинистые комплексы, нередко лавы, дайки, туфовые и другие разности. К ним приурочены мелкие проявления бокситов, свинца, цинка, сурьмы, ртути, а также золота, серебра (Сулюкта, Арал, Ходжекелен), месторождения глиежей (Кызылкия). Аномальное содержание сурьмы, свинца, олова, цинка, кобальта, фтора, германия обнаружено в юрских и меловых образованиях в районе буроугольного месторождения Шураб. Необходимо отметить, о богатой рудной минерализации в виде халькопирита, магнетита, гематита, рутила, глиежей в районе Кызылкийского буроугольного месторождения.

Повсеместная медная минерализация с высоким содержанием благородных металлов отмечается в пестроцветной-песчано-сланцевой формации верхне-меловых комплексов. Палеогено-неогеновые образования характеризуются стронциеносностью в виде целестиновых минерализаций. Кроме вышесказанного необходимо указать о рудоносности угольных пластов вышеуказанных месторождений. Анализ золы рядовых углей на месторождениях Алмалык, Кызылкия, Сулюкта, Шураб и других, показали высокие содержания алюмо-силикатов (Al_2O_3 до 15%), фосфора (P_2O_5 до 26%) и другие которые по налаживанию технологии извлечения могут быть интересными.

Выводы

В мезо-кайнозойское время (с начала) юрского времени в акваториях буроугольных месторождений проявлялся интенсивный вулканизм (и другие комагматические процессы) связанные с тектонической активизацией. Вулканизм участвовал в пороодообразовании и дальнейшем их преобразовании в углей, а также рудно-геохимической специализации углей и углевмещающих формаций. Глиежи являются продуктами седиментогенеза вулканических извержений в подводных и континентальных условиях. Учитывая наличие, состав и роль влияния эффузивного магматизма в терригенно-угленосную гумидную формацию следует назвать вулканогенно-терригенно-гумидной формацией. Процесс интенсивного вулканизма в исследуемом районе продолжавшийся до середины мезо-кайнозойского времени и вышел на пороодо и рудообразование. Красно- и пестроцветность мел-палеогеновых комплексов обусловлен изменением вулканических пород при континентальных извержениях и влиянии климата.

Список литературы

1. Асаналиев У. Закономерности размещения стратиформных месторождений Тянь-Шаня. Фрунзе, «Илим», 1984.
2. Белоусов В.В. Переходные зоны между континентами и океанами. М: Недра, 1982. 150 с.
3. Ждан А.В. Альпийский вулканизм Туркестано - Алая. Бишкек 2016. 339 с.
4. Замалетдинов Т.С., Клишевич В.Л. Тегермачский герцинский шарьяж в Южном Тянь-Шане. Геотектоника. 1968, № 5. - С. 86-92.
5. Замалетдинов Т.С. Геодинамическая карта Кыргызстана масштаба 1:500000 - основа регионального прогноза полезных ископаемых // Автореферат диссертации на соискание научной степени кандидата геолого-минералогических наук: Спец. 04.00.11-Геология, поиски и разведка рудных и нерудных месторождений, металлогения. - Бишкек, 1995. - 21 с.

6. Каширин Ф.Т. Новый угленосный район в Киргизской ССР // Тр. Лабор. Геол. Угля АН СССР. Вып. VII. 1957.
7. Осмонбетов К. Геология и металогения Кыргызстана. Бишкек, 1999. 419 с.
8. Резвой Д.П. О важнейшей структурной зоне Южного Тянь-Шаня (Южно-Ферганская система глубинных разломов) // Геологическое общество. ЛГУ. 1960, №12.
9. Скиба К.С., Матвиенко В.Г. Меловые меднорудные проявления Ферганской и таджикской депрессии // В сб.: Условия образования и закономерности размещения стратиформных месторождений. Фрунзе. ФПИ. 1987. С. 22.
10. Солпуев Т.С. Угольные месторождения Кыргызской Республики. Бишкек. 1996. 511 с.
11. Сургай В.Т., Турдукеев И.Д., Медведев Л.Д. и др. Ртуть в процессе литогенеза Тянь-Шаня // В сб.: Региональная геохимия Тянь-Шаня, Фрунзе: Илим, 1976, С. 66 - 88.
12. Турдукеев И. Д. Стратифицированные ртутные месторождения в карбонатных формациях девона Южной Ферганы // В сб.: Ртуть в осадочных породах Тянь-Шаня. Фрунзе: Илим, 1970. С. 92-127.
13. Турдукеев И., Шамшиев О. и др. Продуктивные металлоносные и потенциально рудоносные формации стратиформных толщ Туркистан-Алая // В сб. Вопросы Рудообразования Тянь-Шаня. Фрунзе. 1980. С. 89-113.
14. Шабаров Н.В. Мезозойские угленосные районы Средней Азии // Доклад на XVII Межд. геол. конгрессе. 1937.
15. Шамшиев О., Маралбаев А.О. и др. Поисково-прогнозные критерии и перспективы сереброносности Туркестано-Алая // Известия ОшТУ, №1, Часть 1. 2005.
16. Шамшиев О., Шевкунов А.Г. Структурно-формационные и металлогенические особенности стратиформных толщ горного обрамления Южной Ферганы // Сборник ФПИ 1990. С. 53.
17. Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Усманов С.Ф. Комплексное использование минерального сырья. – Бишкек (Кыргызстан), 2008.
18. Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Мадаева М.З. Структурно-петрографические свойства горных пород высокогорных территорий и особенности загрязнения подземных вод. Монография. Бишкек (Кыргызстан). ИЦ «Текник». 2013. 176 с.



РЕСУРСЫ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ АКВАЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗОГИДРАТОВ КАСПИЯ

А.Е. Воробьев (д.т.н., профессор)

Атырауский университет нефти и газа

Человечеству для своего жизнеобеспечения необходимо постоянное использование энергии. Так во всех без исключения странах мира наблюдается довольно устойчивая тенденция к росту «душевого» потребления энергии, однако при этом уровень такого роста существенно разные для каждой страны.

При этом, несмотря на рост объемов энергии от нетрадиционных источников (солнечные батареи, ветряные электрогенераторы, биотопливо и др.) все же предпочтение пока еще отдается углеводородным источникам энергии (табл. 1).

Таблица 1. Вклад различных источников энергии в мировой энергобаланс (%)

Вид энергии Период	Мускульная энергия	Органи- ческие вещества	Древе- сина	Уголь	Нефть	Природ- ный газ	Водная энергия	Атомная энергия	Нетради- ционные источники
500000 тыс.лет до н.э.	100								
2000 тыс.лет до н.э.	70	25							
Около 1500 г. Н. э.	10	20	70						
1910 г.			16	65	3				
1935.				55	15	3	5		
1972г.				32	34	18	5	1	
1987 г.				25	38	24	4	8	1
2002 г.				24	37	24	3	12	2
2030г. (прогноз)				21	25	31	3	17	3

В частности, проектирование и строительство крупных гидроэнергетических комплексов в настоящее время осуществляется лишь в Бразилии и Китае. Хотя ценность газа и особенно нефти, как сырья для химической промышленности, требует резкого уменьшения их доли в общем энергобалансе. Высокая роль газа в мировом энергобалансе объясняется его существенными запасами и тем, что он представляет собой наиболее экологичный вид ископаемого топлива.

Среди углеводородных источников энергии есть и не традиционные (к тому же – не конвенционные, т.е. не подлежащие обязательному согласованию с другими странами при их разработке) углеводороды - газовые гидраты. По различным экспертным оценкам в газогидратных залежах содержится примерно 20000-21000 трлн. м³ метана, т.е. потенциальные запасы метана в газогидратах оцениваются величиной 2×10^{16} м³ (рис. 1).

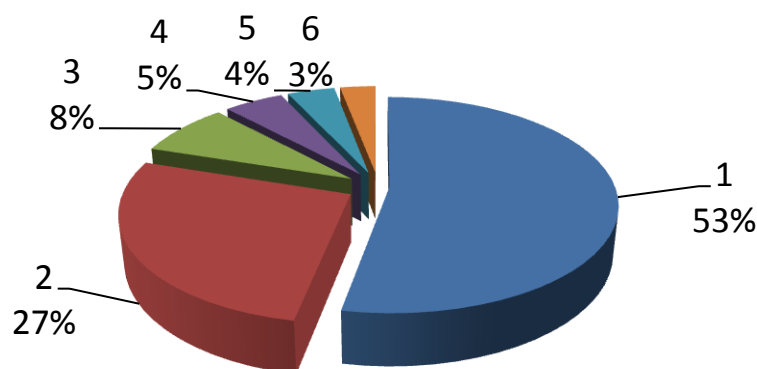


Рисунок 1. Содержание углерода в известных мировых запасах углеводородов:
1 – газовые гидраты; 2 – разведанные и неразведанные ресурсы угля, нефти и газа; 3 – почва; 4 – растворенное в море органическое вещество; 5 – наземная растительность; 6 – торф, детритовое органическое вещество, атмосфера и морские воды; приведенные значения не учитывают углерод в рассеянном органическом материале, например, керогене и битумах

Газовые гидраты являются единственным пока все еще не разрабатываемым, но весьма перспективным источником природного газа на Земле, который может составить реальную конкуренцию традиционным углеводородам: в силу наличия огромных ресурсов, широкого распространения на планете (рис. 2), неглубокого залегания и весьма концентрированного состояния (1 м^3 природного метаногидрата содержит около 164 м^3 метана в газовой фазе и $0,87 \text{ м}^3$ воды).

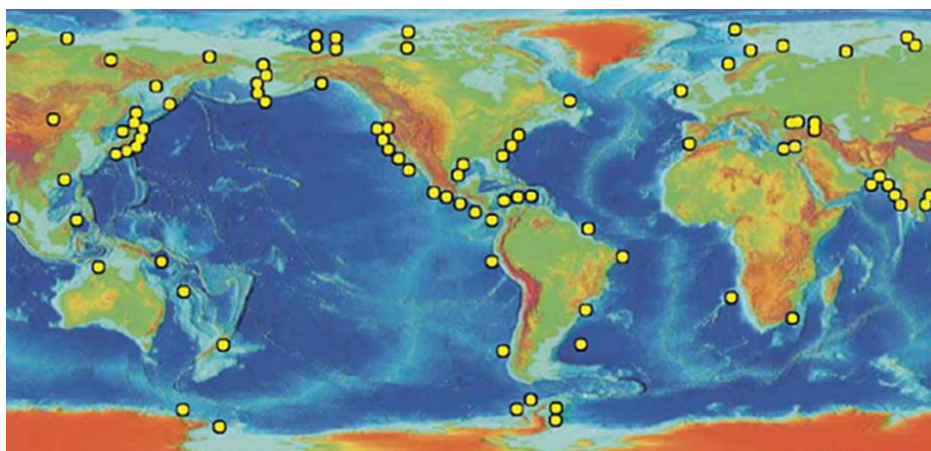
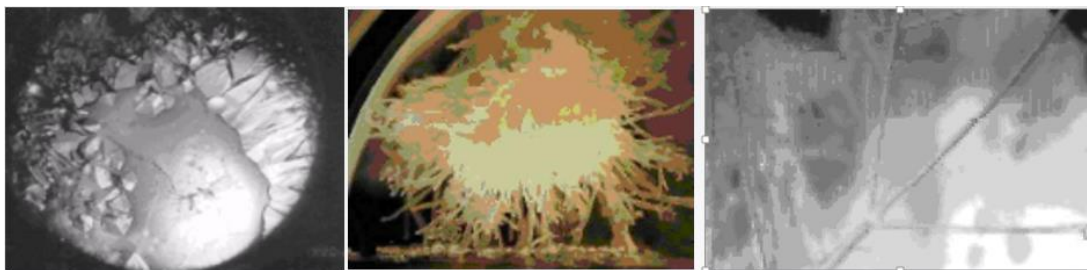


Рисунок 2. Известные и перспективные месторождения гидрата метана

В настоящее время исследовательские работы по аквальной газогидратной тематике ведут Россия, Норвегия, США, Канада, Германия, Нидерланды, Япония, Китай, Индия и даже Южная Корея.

Так, Южная Корея уже планирует начать бурение для добычи метана из залежей газовых гидратов шельфа в Японском море. Свое первое месторождение газовых гидратов в Японском море (со 130-метровой мощностью газоносного пласта) корейцы обнаружили в 135 км к северо-востоку от южнокорейского портового города Пхохан.

Было установлено, что большинство природных газов (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , CO_2 , N_2 , H_2S , изобутан и т.п.) образуют гидраты или клатраты – кристаллические структуры (рис. 3), в которых газ находится в окружении молекул воды, удерживаемых вместе низкой температурой и высоким давлением окружающей водной среды.



**Рисунок 3. Микрографии газогидратов:
а – кристаллогидраты CO_2 ; б, в – кристаллогидраты метана**

Их образование и объемы определяются постоянной дегазацией мантии Земли. Если газы попадают в почву, то там они частично ассимилируются и разлагаются многочисленными микроорганизмами, а большей частью – депонируются земной атмосферой.

Если газы попадают в акватории (проходят через их дно), то при наличии определенных условий (прежде всего – низкой температуры и большого давления) из них синтезируются аквальные газогидраты с формированием их залежей. Если такие условия отсутствуют, то газ проходя через всю водную толщу (рис. 4) попадает в атмосферу.

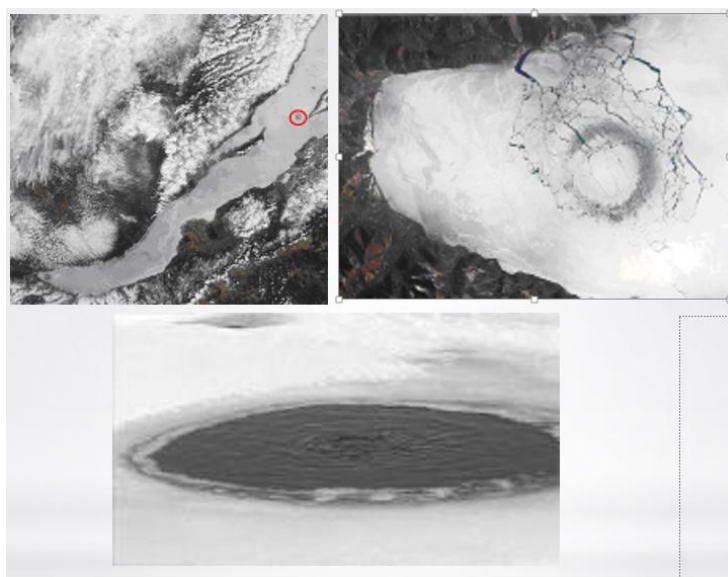


Рисунок 4. Выходы газа со дна оз. Байкал

Основными поставщиками донного метана в необходимых концентрациях являются газопроводящие разломы морского (океанического) дна, сипы (рис. 5) и грязевые вулканы.

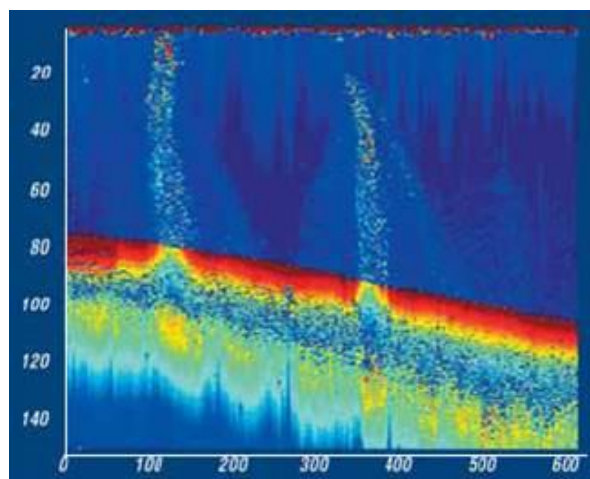


Рисунок 5. Газовые факелы выбросов метана в водную толщу

В частности, действующий в настоящее время вулкан Håkon Mosby Mud Volcano, расположенный на глубине 1250 м, извергает из себя значительные объемы грязи и газов (среди которых более 99 % составляет метан). Эти вещества поступают в вулкан из верхних слоев литосферы по каналу с глубины 2-3 км. По различным экспертным расчетам данный вулкан выбрасывает от 200 до 650 т/год метана.

Формирование аквальных гидратов метана, т.е. его соединений с водой, происходит под воздействием довольно высокого давления и низкой температуры – условиях, зачастую характерных для дна морских и океанских шельфов.

Термобарические условия существования аквальных газогидратов характерны для большей части дна Мирового океана с глубинами воды более 300-400 м. Так, залежи аквальных гидратов метана образуются в пределах верхних 1,5 км отложений морского дна (при этом эшелон глубины 200–800 метров ниже уровня морского дна рассматривается как наиболее перспективный для их промышленной разработки).

Мощность залежи аквальных газогидратов зависит от глубины акватории и температуры ее придонных вод и колеблется от 100 м до 300-350 м.

Каспийское море также характеризуется наличием аквальных залежей газогидратов (рис. 6).



Рисунок 6. Установленные аквальные залежи в Каспийском море

В донных отложениях Каспийского моря была выявлена высокая газонасыщенность ("кипящий" ил, подводные болота и другие объекты), характеризующие широкое распространение аквальных

залежей газовых гидратов, прежде всего в районе хребта Шатского, на глубинах 480–500 м, где расположена аквальная залежь Буздаг. Здесь в 17-ти поднятых грунтовых колонках были обнаружены газогидраты в виде ледоподобных полупрозрачных метановых образований различной формы и размеров (рис. 7).

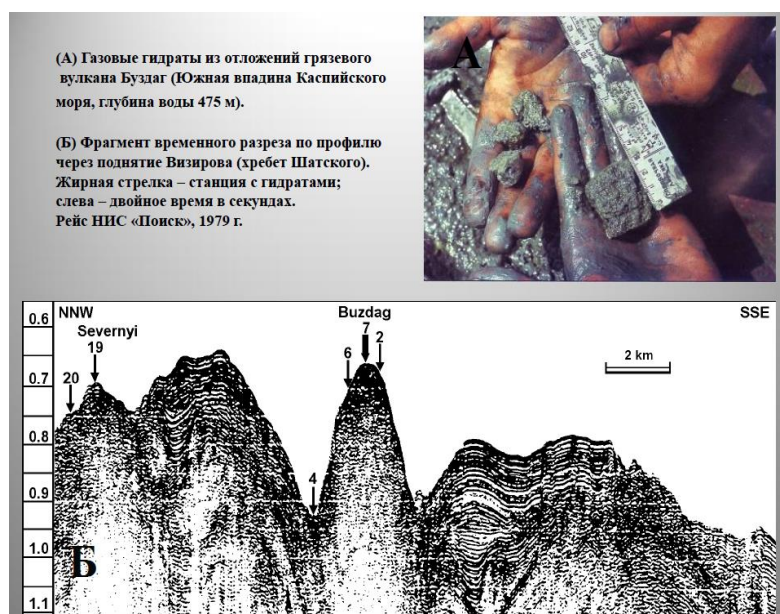


Рисунок 7 . Газовые гидраты Каспийского моря

Но в состоянии шельфовой аквальной газогидратной сырьевой базе существуют определенные угрозы и вызовы: глобальное потепление климата.

В частности, уже сейчас «вечная» мерзлота в Западной Сибири оттаивает на 4 см/год, а в ближайшие 20 лет ее граница сдвинется на север примерно на 80 километров. Похожей представляется также и ситуация с таянием льдов в Арктике. Так, если в 1979 г. площадь арктических льдов имела величину равную 7,2 млн. км², то уже в 2007 г. она составила всего лишь 4,3 млн. км². К тому же толщина ледяного покрова здесь за этот период уменьшилась примерно вдвое. Заметно теплеет и вода морей и океанов (даже на глубине до 2 тыс. метров).

А газовые гидраты устойчивы только при низкой температуре и повышенном давлении (рис. 8).

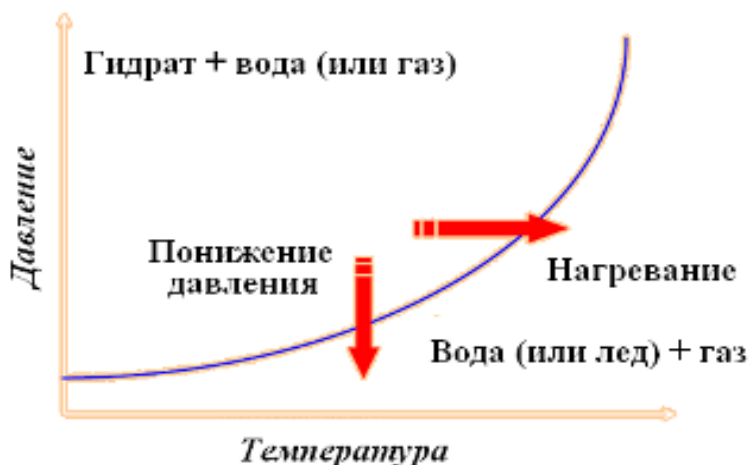


Рисунок 8. Равновесная кривая гидратообразования

В результате, во-первых, мы можем потерять столь ценный углеводородный природный ресурс, а во-вторых, при разложении (при повышении температуры окружающей среды даже на несколько градусов) аквальных газогидратов выделяемый метан попадет в атмосферу Земли, где его концентрация удвоится и существенно усилит парниковый эффект. А в-третьих, при разрушении залежей газогидратов (происходящих практически мгновенно) будут выделяться значительные

объемы метана (при разрушении газогидратов объем газа увеличится в 160-180 раз), приводящие к различным родам авариям и катастрофам (рис. 9).

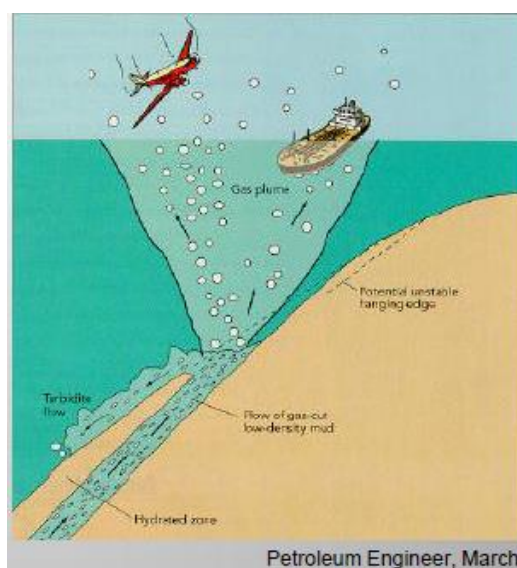


Рисунок 9. Морские аварии при катастрофическом разрушении аквальных залежей метана

Освоение (разработка) выявленных к настоящему времени значительных объемов природных газогидратов (прежде всего – аквальных залежей) сдерживается их довольно неустойчивым состоянием, обуславливающим возможное быстрое (взрывное) разрушение их массивов, что существенно осложняет и даже препятствует применению известных промышленных технологий их разработки (рис. 10).

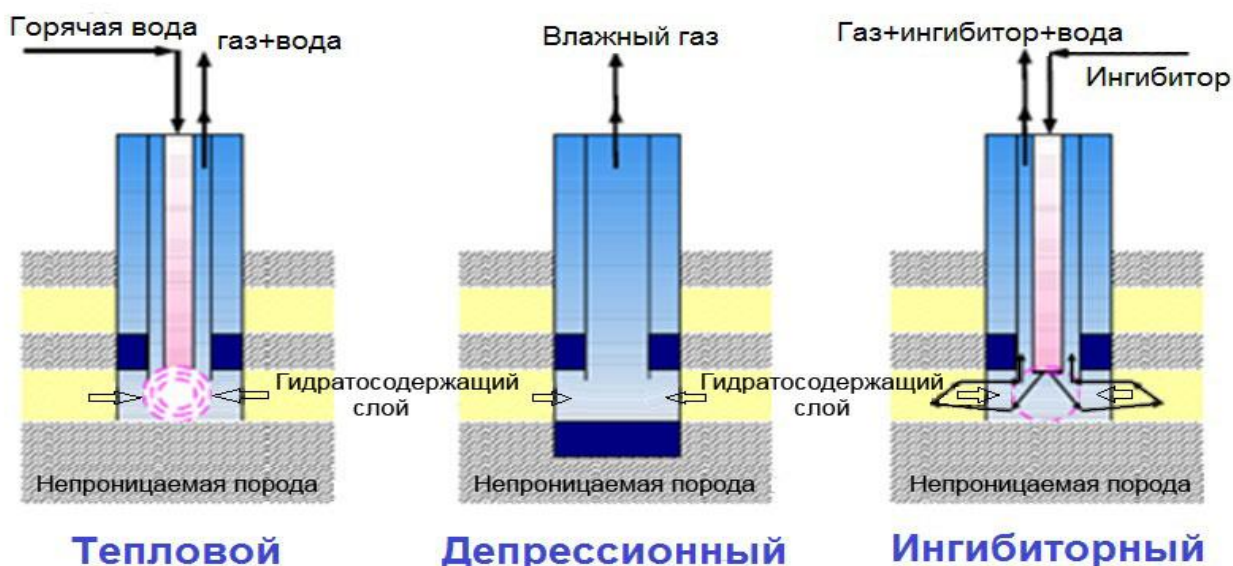


Рисунок 10. Основные известные методы добычи газа из газовых гидратов

Поэтому для эффективного их освоения необходимо обоснование и разработка принципиально новых технологий, обеспечивающих контролируемое разрушение газогидратных клатратов (ячеек).

Кроме этого, в настоящее время снижение себестоимости продукции возможно прежде всего на основе использования достижений в области нанотехнологий.

Экспериментально было установлено, что основным структурным элементом газовых гидратов являются элементы, обладающие наноразмерностью, представляющие собой кристаллические ячейки (рис. 11), состоящие из молекул воды, внутри которых и размещены молекулы газа.

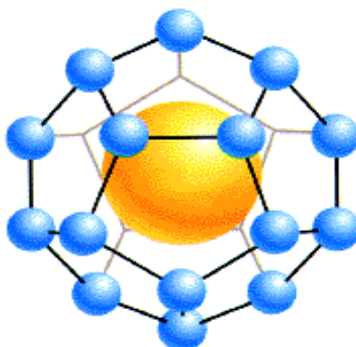


Рисунок 11. Упаковка метана в газогидратах

При этом структура гидратов подобна структуре льда (рис. 12), но отличается от последней тем, что молекулы газа расположены внутри кристаллических решеток, а не между ними.



Рисунок 12. Выходы донных газогидратов

Очевидно, что для разрушения подобной газогидратной ячейки более эффективным является использование различных наночастиц (рис. 13), соразмеримых с ячейкой.

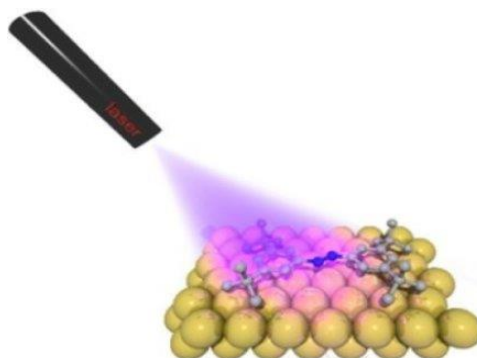


Рисунок 13. Обработка поверхности газогидратной залежи гидродинамической струей

Необходимо отметить, что длины связей в кристаллических решетках газогидратов и углы

между ними практически одинаковы и равны 2,76 А и 109,5°.

В соответствии с этой идеологией (выработанной проф. А.Е. Воробьевым) первоначально предполагалось подавать и использовать для этого наночастицы практически любой формы, а главным фактором являлась их масштабная соразмерность с разрушаемыми ячейками клатратов – газовых гидратов.

При этом наночастицы представляют собой квази-нульмерный (0D) нанообъект, у которого все характерные линейные размеры имеют практически один и тот же порядок величины.

Первоначально было предложено использовать для разрушения фуллерены, которые представляют собой полые внутри наночастицы (рис. 14), образованные поверхностью из многогранников, состоящих из атомов углерода или других элементов, связанных между собой ковалентной связью.

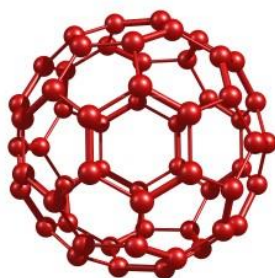


Рисунок 15. Молекула фуллерена C60

В дальнейшем была установлена явно выраженная зависимость эффективности разрушения газогидратов от формы наночастиц (рис. 14): в частности, от наличия у сферических наночастиц различных шипов, размещенных равномерно по всей их поверхности (рис. 15).

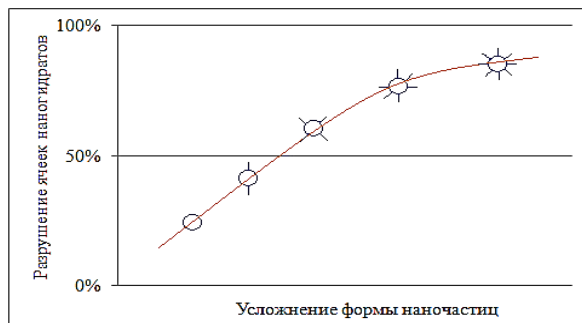


Рисунок 14. Зависимость эффективности разрушения ячеек газогидратов от усложнения формы наночастиц

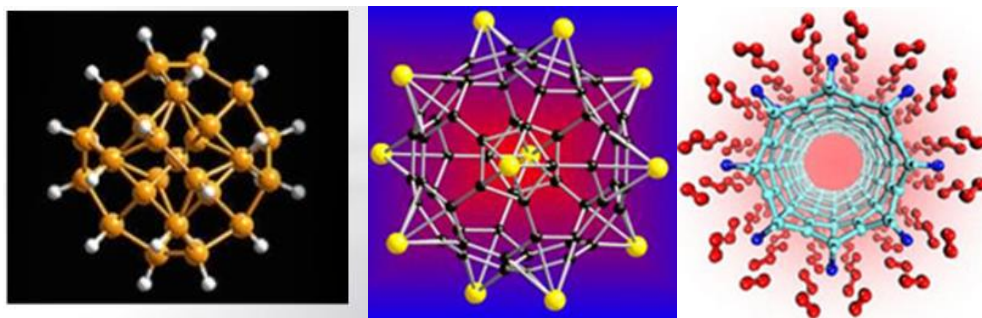


Рисунок 15. Шипастые наночастицы

При перемещении сферической частицы (обладающей шипами) вдоль поверхности ячейки (клатрата) газогидратов происходит периодическое поднятие и опускание острия шипа (рис. 16), что приводит к разрушению кристаллической ячейки и высвобождению молекулы метана.

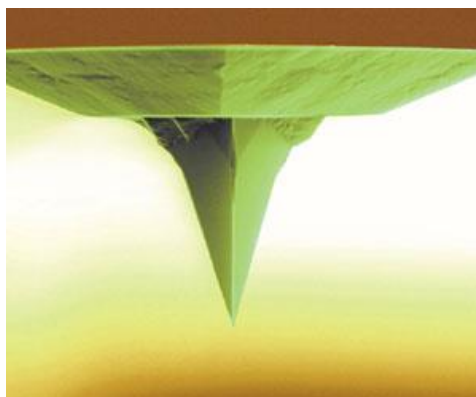


Рисунок 16. Шип наночастицы

Для эффективного обеспечения процесса разрушения ячейки клатрата, с включенной в нее молекулой метана, важным также представляются оптимальные параметры (их длина, расстояние между ними и др.) и форма (прямолинейная, изогнутая, утолщенная и т.д.) шипов сферической наночастицы.

Такие наноструктуры, которые выглядят как природные биологические объекты - морские ежи, довольно легко формируются электрохимическим методом. В настоящее время, основным материалом для их строительства является полистирол. Микросфера полистирола представляет собой основу, на которой оксид цинка образует трехмерную поверхность. В результате получают полые, сферической формы наноструктуры, с торчащими во все стороны шипами.

В настоящее время 10 килограмм подобных наночастиц продается за 50 \$ США.

В ходе проведенных нами исследований было установлено несколько довольно существенных аспектов, определяющих эффективность промышленного применения подобных нанотехнологий при разработке активных залежей газогидратов.

Во-первых, полученная в составе гидродинамической струи потенциальная энергия рабочего инструмента – наночастицы – обеспечивает ее перемещение по поверхности газогидратов только на весьма короткое расстояние, т.к. зачастую наблюдается ее рикошет (с потерей потенциальной энергией разрушения клатратных связей и изменением траектории перемещения) от поверхности газогидратной залежи. И, следовательно, практически каждая из них осуществляет разрушение довольно небольшого количества ячеек – клатратов (причем – в несколько хаотической последовательности).

Поэтому, кроме шарообразных наночастиц, в качестве рабочего инструмента, разрушающего наногидратные залежи, более целесообразно применять различные молекулярные шестерни и соединенные осью колеса (рис. 17). Модели подобных наноустройств были предложены K.E. Drexler и R. Merkle из IMM (Institute for Molecular Manufacturing, Palo Alto).

Валами шестеренок в подобной коробке передач являются углеродные нанотрубки, а зубцами служат молекулы бензола. При этом характерные частоты вращения шестеренок составляют несколько десятков гигагерц.

Механизм образования подобных наноколес уже детально обоснован. Так, группой

исследователей под руководством А. Мюллера (Achim Müller) из Университета Билефельд (Германия) было обнаружено, что смешение молибдата натрия, воды и восстановителя при низком значении pH приводит к самопроизвольному образованию бубликоподобных наноколес, состоящих из оксида молибдена. Диаметр формирующихся молибденсодержащих колес составляет около 4 нм.

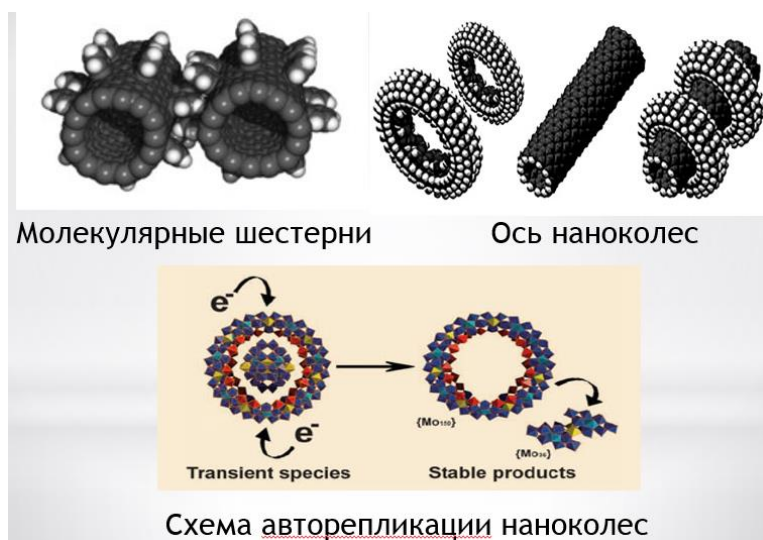


Рисунок 17. Молекулярные шестерни и колеса

Необходимо также отметить, что для разрушения ячеек газогидратов наночастицами может быть использована не только энергия гидродинамического потока. В частности, одним из важных и перспективных направлений применения нанотехнологий в нефтяной и газовой промышленности является создание специальных миниатюрных устройств, оснащенных микропроцессорами и способных выполнять целенаправленные операции с объектами нанометровых масштабов, называемых «нанороботами».

Нанороботы (в англоязычной литературе также используются термины «наноботы», «наноиды», «наниты») – это наномашин, созданные из различных наноматериалов и размером сопоставимые с молекулой. Они должны обладать функциями движения, обработки и передачи информации, а также исполнения специальных программ. При этом размеры нанороботов не превышают нескольких нанометров.

Согласно современным теориям, нанороботы должны уметь осуществлять двустороннюю коммуникацию: реагировать на различные сигналы и быть в состоянии подзаряжаться или перепрограммироваться извне (посредством звуковых или электрических колебаний).

Также важной представляются их функции репликации – самосборки новых нанитов и программированного самоуничтожения, например, по окончании работы. В этом случае роботы должны распадаться на экологически безвредные и быстровыводимые компоненты.

При этом, в настоящее время существуют различные подходы к разработке нанороботов: одним из них является создание самоходных микро- и наноразмерных актюаторов (наномоторов). Наномотор представляет собой молекулярное устройство, способное преобразовывать различные виды энергии в движение. В типичном случае он может создавать силу порядка одного пиконьютона.

В качестве энергии движения наномоторов могут выступать различные химические реакции, энергия света (рис.18), звука (механических колебаний), электромагнитное поле и электрический ток.

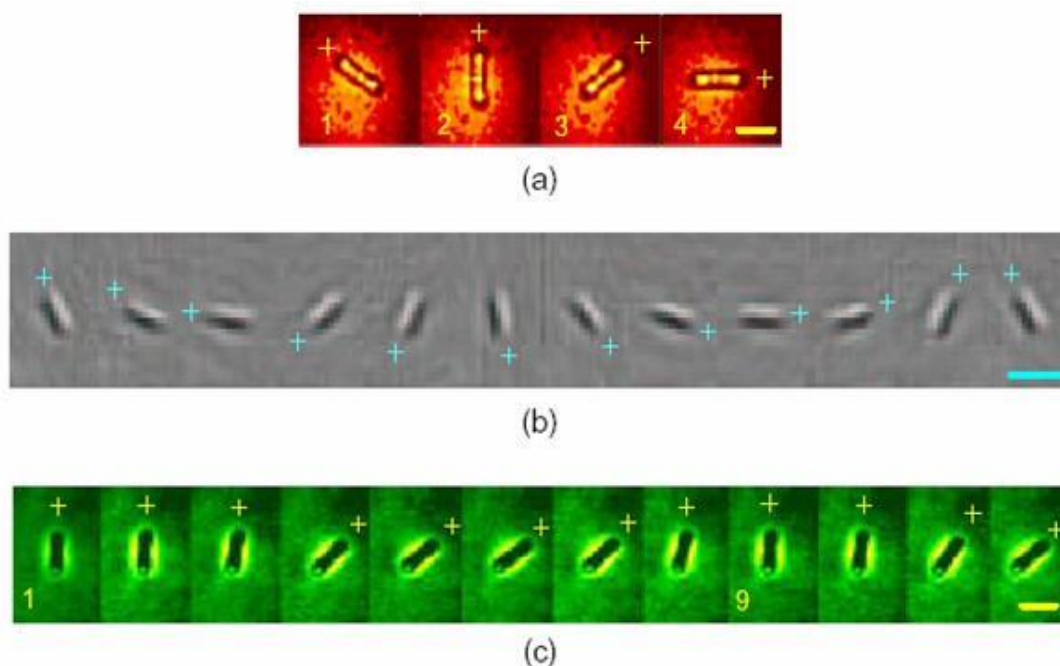


Рисунок 18. Микрофотографии вращения стеклянных стержней под действием света

Так, в Калифорнийском университете были проведены лабораторные эксперименты по перемещению нанотрубок посредством диэлектрофореза в водных растворах (рис. 19). При этом промежуток между электродами-нанотрубками составлял 10 нм, а подаваемое на них напряжение – 1 В. В результате, на концах таких электродов образовывалось довольно сильное неоднородное электростатическое поле, притягивающее подобные частицы.

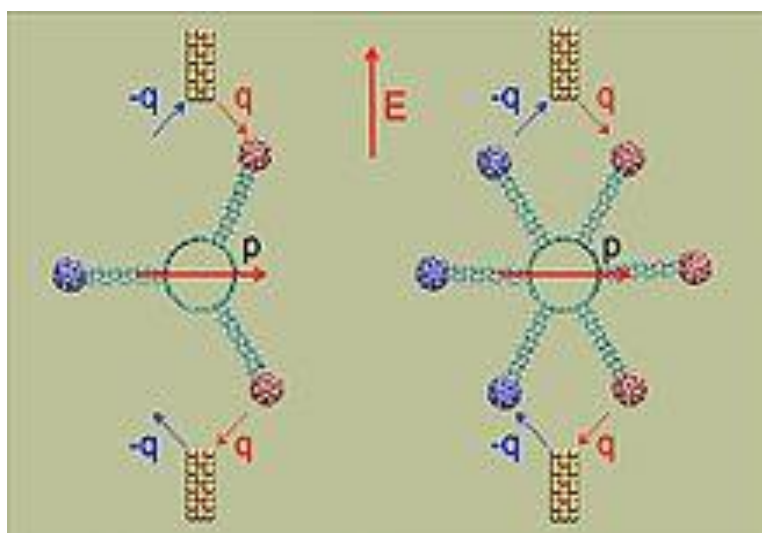


Рисунок 19. Вращение молекулярного мотора электромагнитным полем

В результате нанотрубки-электроды образуют статор, а наночастицы в центре – ротор. Если на электроды подавать переменное напряжение, то наночастица будет вращаться (причем ее положение напрямую зависит от величины напряжения, подводимого к электродам).

Кроме этого, М.Р. Hughes из School of Engineering, University of Surrey предложил модель асинхронного электродинамического наномотора, который обладает вращающим моментом благодаря вращающемуся электромагнитному полю.

Подобное взаимодействие «вращающееся поле – электрический диполь (ротор)», значительно стабилизирует положение ротора. Электрическое поле генерируется благодаря прямоугольным импульсам, посылаемым на статор, что дает возможность прямого компьютерного управления таким наномотором. Также возможно прецизионное управление и частотой вращения такого ротора.

Разработанный наномотор состоит из ротора длиной 1 мкм и диаметром 100 нм. При этом такой наномотор развивает момент усилия в 10^{-15} Н/м.

Все эти наноустройства имеют разную эффективность по разрушению аквальной залежи газогидратов (рис. 20).

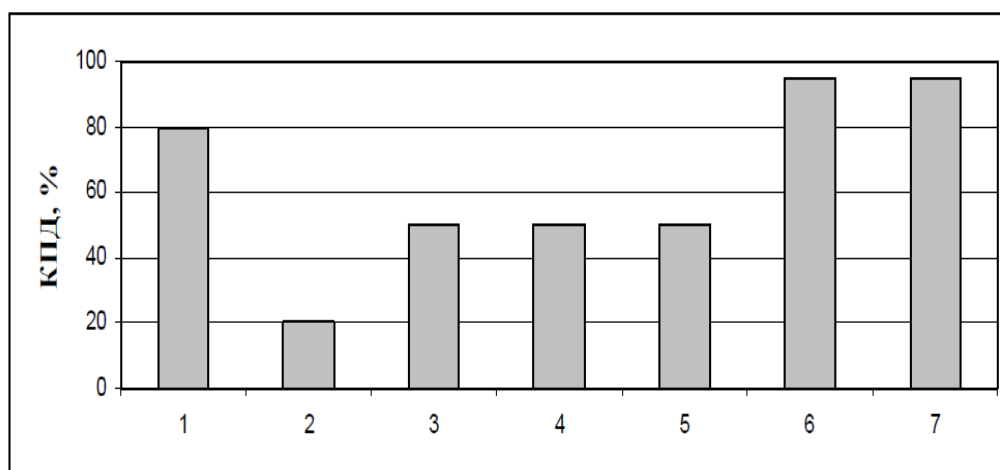


Рисунок 20. КПД различных видов наноактюаторов: 1 – наноэлектромеханический осциллятор; 2 – нанодвигатель с фотонным питанием; 3 – кинезин; 4 – миозин; 5 – комбинированный нанодвигатель на основе кинезина; 6 – наноэлектродвигатель; 7 – пьезодвигатель.

При этом себестоимость добычи газа из газогидратных залежей зависит от ряда факторов: в первую очередь от геологических условий и применяемой технологии. Необходимо сразу отметить, что ограниченное число как реализованных проектов добычи метана из газогидратных залежей, так и экономических расчетов подобных проектов затрудняет обоснованную оценку их средней себестоимости.

Список литературы

1. Воробьев А.Е. Наночастицы, наноактюаторы и молекулярные моторы в освоении аквальных газогидратов. LambertAcademicPublishing. Mauritius. 2018. – 83 с.
2. Воробьев А.Е., Багатаев Р.М., Молдабаева Г.Ж., Чекушина Е.В. Геология и разработка аквальных залежей газогидратов. Махачкала. ДГТУ. 2011. 353 с.
3. Воробьев А.Е., Капитонова И.Л. Основы добычи аквальных газовых гидратов. М., РУДН. 2015. 116 с.
4. Воробьев А.Е., Метакса Г.П., Молдабаева Г.Ж., Чекушина Е.В., Байлагасова И.Л. Геотермические особенности акваторий в образовании и разрушении газогидратных залежей. Алматы (Казахстан). ИГД им. Д.А. Кунаева. 2011. 135 с.
5. Воробьев А.Е., Молдабаева Г.Ж., Орынгожин Е.С., Чекушина Е.В. Аквальные залежи газогидратов: ресурсы и инновационные технологии освоения. Алматы (Казахстан). КазНТУ. 2013. 403с.

6. Воробьев А.Е., Молдабаева Г.Ж., Чекушина Е.В., Байлагасова И.Л. Приборное оснащение и методическое сопровождение исследований газогидратов и их залежей. Алматы (Казахстан). ИГД им. Д.А. Кунаева. 2010. 57 с.

7. Воробьев А.Е., Молдабаева Г.Ж., Чекушина Е.В., Синченко А.В., Галактионов В.А. Развитие грязевого вулканизма и гидратоносность аквальных залежей. Севастополь (Крым, Украина). Рибэст. 2012. 182 с.

8. Воробьев А.Е., Нифадьев В.И., Чекушина Е.В. Поиск, разведка и экологически безопасное освоение газогидратов озер Байкал, Телецкое (Россия) и Иссык-куль (Кыргызстан). Бишкек (Кыргызстан). КРСУ. 2010. 172 с.

УДК 622.276.96

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА И ОБРАЗОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ

Г.Ш. Досказиева, Г.М. Тулегенова

НАО «Атырауский университет нефти и газа»

Doskazyeva.gulsin@gmail.com

В последнее время во всем мире происходит ухудшение структуры запасов углеводородов. Многие нефтедобывающие компании вынуждены принимать меры по увеличению притока нефти к добывающим скважинам. Наиболее популярным методом является метод гидроразрыва пласта (ГРП). Одним из ключевых характеристик эффективности ГРП является проводимость полученной трещины.

Практика показала, что имеются ряд факторов, негативно влияющих на проводимость трещины, одним из которых является образование фильтрационной корки на поверхности трещины, что может привести к значительному снижению дебитов скважин. В связи с этим возникает необходимость проведения лабораторных исследований по оценке влияния величины фильтрационной корки на проводимость трещины ГРП.

В данной статье рассматривается негативно влияющий фактор на проводимость трещины - образование фильтрационной корки на поверхности трещины, который может привести к значительному снижению дебитов скважин.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), коэффициент восстановления, коэффициент мгновенной потери, коэффициент коркообразования, проницаемость, фильтрация, проппант, призабойная зона.

Анализ результатов внедрения ГРП на месторождениях Казахстана показывает, что этот метод обычно применяют в одиночно выбираемых добывающих скважинах. Общепринятый подход к оценке эффективности гидроразрыва состоит в анализе динамики добычи нефти только обработанных скважин. При этом за базовые принимаются дебиты до ГРП, а дополнительная добыча рассчитывается как разница между фактической и базовой добычей по данной скважине. При принятии решения о проведении ГРП в скважине часто не рассматривается эффективность этого мероприятия с учетом всей пластовой системы и расстановки добывающих и нагнетательных скважин. Видимо, с этим связаны негативные последствия применения ГРП, отмечаемые некоторыми авторами. Так, например, по оценкам применение этого метода на отдельных участках Атырауских месторождений вызвало снижение нефтеотдачи из-за более интенсивного роста обводненности некоторых обработанных и

особенно окружающих скважин. Анализ технологии проведения гидроразрыва на месторождениях в Атырауской области показал, что зачастую неудачи связаны с нерациональным выбором параметров обработки, когда темп закачки и объемы технологических жидкостей и проппанта определяются без учета таких факторов, как оптимальная длина и ширина закрепленной трещины, рассчитанные для данных условий; давление разрыва глинистых экранов, отделяющих продуктивный пласт от выше- и нижележащих газо- и водонасыщенных пластов. В результате уменьшаются потенциальные возможности ГРП как средства увеличения добычи, увеличивается обводненность добываемой продукции.

Опыт проведения кислотного гидравлического разрыва пласта имеется на газоконденсатном месторождении, продуктивные отложения которого характеризуются наличием плотных пористо-трещиноватых известняков с низкой проницаемостью (0,1...5,0) и пористостью 7...14.

Применение ГРП осложняется большими глубинами эксплуатационных скважин (4100 м) и высокими забойными температурами (110 °С). В процессе эксплуатации скважин произошло образование локальных депрессионных воронок и снижение пластового давления в некоторых случаях до 55 МПа от начального 61 МПа. Следствием этих явлений может стать выпадение конденсата в призабойной зоне, неполный вынос жидкости из стволов скважин и т.п. Для улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны низкодебитных скважин периодически проводятся массивные кислотные обработки с параметрами закачки, близкими к ГРП. Такие операции позволяют снизить рабочие депрессии на 25...50 % от начальных, замедлить темп роста депрессионных воронок и темп снижения устьевых и забойных давлений.

Технология проведения работ, как правило, заключалась в следующем. Первоначально определялась приемистость скважины закачкой метанола или конденсата. Затем с целью выравнивания профиля приемистости и создания условий для обработки кислотным составом менее проницаемых участков и подключения к работе пласта по всей его толщине закачивался гель. В качестве активной, реагирующей с пластом жидкости использовалась смесь соляной кислоты с метанолом либо гидрофобная кислотная эмульсия ("соляная кислота в углеводородной среде"). При проведении поинтервального ГРП кольматация высокопроницаемых зон или перфорационных каналов осуществлялась либо гелем, либо шарами диаметром 22,5 мм совместно с гелем. Момент ГРП регистрировался на индикаторной диаграмме по резкому росту и последующему падению давления с одновременным ростом приемистости. Не исключено, что на некоторых скважинах раскрылись уже существующие трещины, так как факт гидроразрыва на индикаторных диаграммах отмечен не был, а давления соответствовали градиенту давления раскрытия трещин.

Наиболее высокая эффективность ГРП может быть достигнута при проектировании его применения как элемента системы разработки с учетом системы размещения скважин и оценкой их взаимовлияния при различных сочетаниях обработки добывающих и нагнетательных скважин. Эффект от проведения ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины вследствие гидроразрыва, но и влияние взаимного расположения скважин, конкретного распределения неоднородности пласта, энергетических возможностей объекта и др. Такой анализ возможен только на основе трехмерного математического моделирования процесса разработки участка пласта или объекта в целом с использованием адекватной геолого-промысловой модели, выявляющей особенности геологической неоднородности объекта. С помощью компьютерной модели процесса разработки с применением ГРП можно оценить целесообразность проведения ГРП в нагнетательных скважинах, влияние

гидроразрыва на нефтегазоотдачу и темпы выработки запасов объекта разработки, выявить необходимость повторных обработок и т.п. При промышленной реализации ГРП предварительно необходимо составление проектного документа, в котором была бы обоснована технология ГРП, увязанная с системой разработки залежи в целом. При проведении ГРП необходимо предусмотреть комплекс промысловых исследований на первоочередных скважинах для определения местоположения, направления и проводимости трещины, что позволит внести корректировку в технологию ГРП с учетом особенностей каждого конкретного объекта. Необходим систематический авторский надзор за внедрением ГРП, что позволит принимать оперативные меры для повышения его эффективности.

Факторами, определяющими успешность ГРП, являются правильный выбор объекта для проведения операций, использование технологии гидроразрыва, оптимальной для данных условий, и грамотный подбор скважин для обработки.

1 Методика вычисления коэффициентов мгновенной потери и коркообразования

Определение степени снижения проницаемости пласта в призабойной зоне скважины в результате проникновения при проведении ГРП жидкости разрыва в поровую матрицу является крайне актуальным вопросом для оценки возможного дебита скважины после проведения операции ГТМ.

Проведение лабораторных исследований, позволяющих смоделировать условия проведения ГРП и проникновения жидкостей разрыва в поровую матрицу, позволит оценить не только степень кольтматации пристеночной зоны скважины, но и разработать технологии, снижающие негативное влияние жидкостей разрыва.

Потеря жидкости из трещины в пласт моделируется с использованием двух механизмов:

- фильтрации;
- мгновенные потери.

Соответствующие коэффициенты фильтрации и мгновенные потери рассматриваются ниже.

Расход потери жидкости в пласт определяется суммарным коэффициентом фильтрации, C . Три типа механизмов сопротивления потоку, из которых складывается C являются следующими:

- CI - влияние вязкости и относительной проницаемости фильтрации;
- CII - влияние вязкости пласта и сжимаемости;
- CIII - влияние коркообразования.

Варианты модели потери жидкости включают задание суммарного коэффициента фильтрации (постоянная модель) или CIII коэффициента и компонент, которые включают CI и CII (гармоническая или динамическая модели). Подробное описание составляющих, характеризующих гармоническую и динамическую модели, приводится ниже.

В случае выбора модели с постоянной фильтрацией, суммарный коэффициент фильтрации, C , вводится на экране «Данных потерь жидкости». Суммарные коэффициенты фильтрации и мгновенной потери вводятся как функции глубины и характеризуют потери жидкости в трещине на различных интервалах.

В случае выбора гармонической или динамической модели, необходимо ввести коэффициент корки фильтрата (CIII). Суммарные коэффициенты CI и CII затем рассчитываются по входным данным пласта и характеристикам распространения трещины. Суммарный коэффициент

фильтрации вычисляется внутренними средствами по отдельным компонентам, как функция перепада давления.

Весовые параметры для отдельных коэффициентов показаны ниже:

- постоянная (линейная)

$$C = C_{III}$$

- гармоничная

$$C = \frac{C_I C_{II} C_{III}}{C_I C_{II} + C_{II} C_{III} + C_I C_{III}}$$

Мгновенная потеря – это «моментальная» потеря объема жидкости на единицу площади поверхности трещины, которая происходит до образования корки фильтрата. Как правило, мгновенная потеря имеет место только из объема набивки. Тем не менее, если постоянная времени мгновенной потери имеет тот же порядок, что и время закачивания, моделирование мгновенной потери в качестве мгновенного механизма (т.е. линейной утечки) может привести к несоответствующему выбору модели суммарной потери жидкости и потери жидкости при закрытии (снижении давления).

Суммарная потеря флюида из-за мгновенной потери составляет

$$VSP = Sp A$$

Где A - площадь фильтрации, фут²;

S p коэффициент мгновенной потери, галлон/ фут ;

Vsp объем фильтрации из-за мгновенной потери, галлон.

Мгновенная потеря в единицах объема на единицу площади равняется вертикальной координате пересечения продолжения линии с окончательным значением наклона, изображенной на рисунок 1, поделенной на площадь поперечного сечения использованного керна объем фильтрации из-за мгновенной потери, галлон.

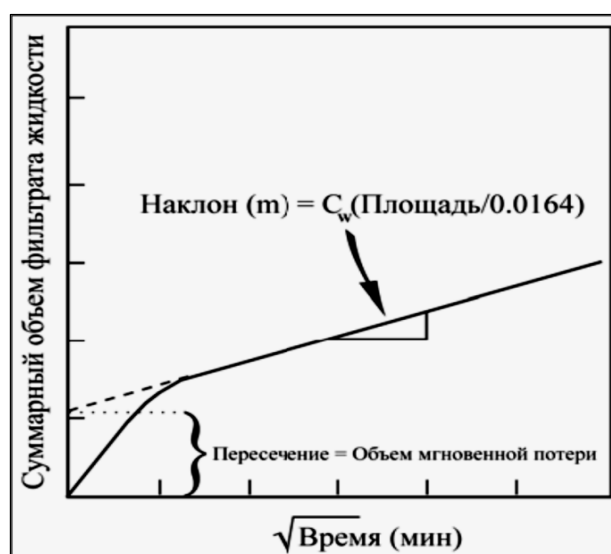


Рисунок 1. Методика определения коэффициента коркообразования и мгновенной потери жидкости

В заключении можно отметить, что ГРП позволяет решать следующие задачи:

- 1) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;
- 2) расширение интервала притока (поглощения) при многослойном строении объекта;
- 3) интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и т.д.

Список литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра. – 2004.
2. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике. М.: Изд-во ин-т компьютерных исследований, 2007. 236 с.
3. ГОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Из-во Миннефтепром, 1986. С. 19.
4. Оценка влияния технологии ГРП на выработку запасов нефти участка залежи / И.В. Владимиров [и др.] // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С. 60-61.
5. Сургучев Л.М. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов.- М.: Недра.

Соңғы уақытта бүкіл әлемде көмірсутектер қорларының құрылымы нашарлап жатыр. Көптеген мұнай өндіруші компаниялар өндіруші ұңғымаларға мұнайдың құйылуын өсіру бойынша шараларды қолдануға мәжбүр. Айрықша белгілі әдіс қабаттың гидрожаралу әдісі (ҚГЖ) болып табылады. ҚГЖ басты тиімді сипаттамаларының бірі алынған сызаттың өтуі болып табылады.

Тәжірибенің көрсетуі бойынша, сызаттың өтуіне теріс әсерін тигізетін факторлардың қатары бар, олардың біріне сызат бетіндегі сүзгіш қабыршағының пайда болуы жатады, ол ұңғыма дебитінің маңызды төмендеуіне апаруы мүмкін. Осыған байланысты, ҚГЖ сызаттың өтуіне сүзгіш қабыршағының ауқымының әсерін бағалау бойынша зертханалық зерттеулер жүргізу қажеттігі туындайды.

Осы тарауда сызаттың өтуіне кері әсерін тигізетін факторлар қарастырылады – сызаттың бетінде сүзгіш қабыршағының пайда болуы ұңғыма дебитінің маңызды төмендеуіне апаруы мүмкін.

Түйінді сөздер: қабаттың гидравликалық жарылуы (ҚГЖ), қалпына келу коэффициенті, лездік жоғалу коэффициенті, қабыршақтану коэффициенті, өткізгіштік, сүзгілеу, проппант, кенжар аймағы.

Recently deterioration of the hydrocarbon reserves is observed all over the world. Many oil producers are forced out to take measures aimed at intensification of oil inflows to producer wells. The hydraulic fracturing method is the most popular one. Conductivity of the formed fracture is one of the key characteristics of hydraulic fracturing.

In practice it has been found out that there are a series of factors that have a negative impact on conductivity of the fracture and one of the them is formation of the filter cake on the surface of the fracture that can cause a significant decrease of well flow rates. In view of the above it is necessary to conduct laboratory analysis to assess the impact of the filter cake size on hydraulic fracture conductivity.

This article presents a factor that has a negative impact on the fracture conductivity, i.e. formation of the filter cake on the surface of the fracture that can cause a significant decrease of the well flow rates.

Key words: hydraulic fracturing, restoring coefficient, sudden loss coefficient, wall building coefficient, permeability, filtering, proppant, bottom-hole zone.



ВЛИЯНИЕ ПРИСАДОК НА СВОЙСТВА НЕФТИ

Г.Ш.Досказиева, Г.Е.Имангалиева, О.Ш.Тулегенова

НАО «Атырауский университет нефти и газа»

doskazyeva.gulsin@gmail.com, gulnar-imangalieva@mail.ru, olympiada70@mail.ru

В данной статье рассмотрено улучшение реологических свойств нефти в результате введения в поток противотурбулентных присадок.

Ключевые слова: асфальтеносмолистые вещества, дисперсная система, депрессорные присадки.

Основными параметрами, определяющими эффективность транспортировки высоковязкой нефти по трубопроводам является ее состав, вязкость, температура застывания и начальное направление напряжения сдвига. Температура – один из основных параметров, от которого зависит вязкость нефтей и эффективность их транспортировки по трубопроводам. Так, при обработке парафинистой нефти до высокой температуры высокомолекулярные парафины практически представляют собой гомогенную систему, в которой все компоненты находятся в растворенном состоянии. В такой системе при охлаждении ввиду взаимодействия парафинов с асфальтеносмолистыми веществами образуются агрегаты пластинчатые формы [1-3]. Такая нефтяная дисперсная система отличается высокой агрегативной устойчивостью, и достаточными текучими свойствами. Согласно работ [2], аналогичный механизм действия имеют депрессорные присадки – полимерные вещества (винилацетатного или акрилатного) цепь которых содержат полярные фрагменты и длинноцепные углеводородные радикалы, которые после ввода в нефть при высокой температуры и последующего ее охлаждения преобразуют форму и размеры, образующихся кристаллов парафина. При этом улучшаются реологических свойства нефти и понижается температура потери ее текучести.

Анализ экспериментальных данных, проведенных для некоторых видов нефти в работе [2], показывает, что введение в поток противотурбулентных присадок (ПТП) коэффициент гидравлического сопротивления λ уменьшается пропорционально ее концентрации. Обобщая опытные данных по гидравлическим сопротивлениям, так и при течении высокопарафинистых нефтей, водонефтяных эмульсий и других неньютоновских жидкостей, предложена формула для определения эффективного числа Рейнольдса при наличии присадки:

$$Re_s = Re_0(1 + De^2) \quad (1)$$

где Re_0 - число Рейнольдса при тех же условиях, но при отсутствии присадок, De - число Деборы, определяемое экспериментально.

Как было отмечено выше, при перекачке подогретых высоковязких парафинистых нефтей в результате падения температуры изменяется физические свойства нефти по длине трубопровода. Вследствие этого в трубопроводе может иметь место несколько режимов течения. Каждому из них соответствуют свои законы изменения температуры и давления. Рассмотрим случай, когда на начальном участке трубопровода наблюдается турбулентное течение, а на конечном – ламинарное. Пусть T_* - средняя температура в сечении трубопровода, при которой начинает проявляться

вязкопластичные свойства нефти в результате выпадения парафина, $T_{кр}$ - критическая температура перехода течения от турбулентного к ламинарному режиму течения. $l_*, l_{кр}$ - соответственно расстояния от начала трубопровода до этих сечений. (рисунок 1), L - общая длина трубопровода. Значения числа Рейнольдса для этих участков обозначим через $Re_{кр}, Re_*$.

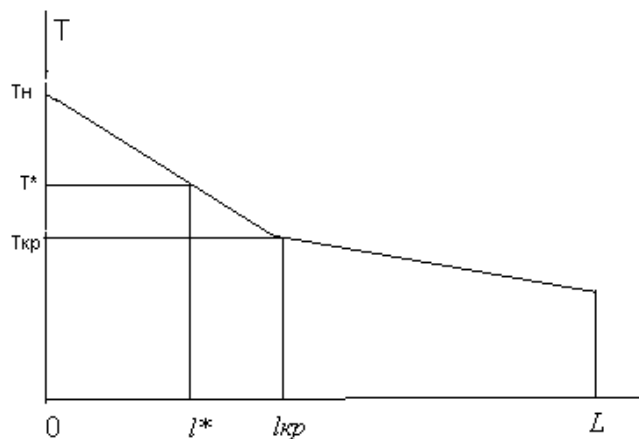


Рисунок 1. Изменение температуры по длине трубопровода

Изменение температуры по длине трубопровода определяем по формуле Шухова [4]:

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \exp\left(-\frac{k\pi Dx}{cG}\right)$$

где T_n, T_0 - соответственно температура нефти в начальном участке и температура окружающей среды, k - коэффициент теплопередачи от жидкости в окружающую среду, D - диаметр трубы, G - весовая производительность, c - теплоемкость нефти.

На турбулентных, ламинарных участках, а также на участке, где происходит выпадение парафина из нефти, теплоемкость нефти обозначаем соответственно через c_T, c_l и c_* . В зависимости от температур T_k и T_* рассмотрим следующие случаи.

1. $T_* > T_{кр}$ ($Re_* > Re_{кр}$). Температура среды в каждом участке распределяется по законам

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \exp\left(-\frac{k\pi Dx}{c_* G}\right) \text{ при } 0 < x < l_* \quad (2)$$

$$T = T_0 + (T_* - T_0) \exp\left[-\frac{k\pi D(x - l_*)}{c_T G}\right] \text{ при } l_* < x < l_{кр}, \quad (3)$$

$$T = T_0 + (T_{кр} - T_0) \exp\left[-\frac{k\pi D(x - l_{кр})}{c_l G}\right] \text{ при } l_{кр} < x < L \quad (4)$$

При этом на всем участке $L - l_{кр}$ имеет место структурный режим вязкопластичной нефти, на турбулентном $0 < x < l_*$ - ньютоновское течение, неньютоновское на участке $l_* < x < l_{кр}$.

Полагая в формулах (2) и (3) $T = T_*$ и $T = T_{кр}$ находим длины l_* и $l_{кр}$

$$l_* = \frac{L}{Shy^*} \ln \frac{T_n - T_0}{T_* - T_0}, \quad l_{kp} = l_* + \frac{L}{Shy_T} \ln \frac{T_* - T_0}{T_{kp} - T_0}$$

где $Shy^* = \frac{k\pi DL}{c_* G}$, $Shy_T = \frac{k\pi DL}{c_T G}$ - числа Шухова.

Длина участка структурного режима течения определяется по формуле $L - l_k$.

Полагая в формуле (4) $T = T_k$ при $x = L$, находим температуру вязкопластичной нефти на конце трубопровода.

$$T_k = T_0 + (T_{kp} - T_0) \exp \left[- \frac{k\pi D(L - l_{kp})}{c_l G} \right]$$

2. $T_* = T_{kp}$ ($Re_* = Re_{kp}$). В этом случае ламинарное ньютоновское течение отсутствует, и вдоль трубопровода реализуются два вида течения. На участке $0 < x < l_{kp}$ турбулентное, где температура распределяется по закону

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \exp \left(- \frac{k\pi D x}{c_T G} \right) \text{ при } 0 < x < l_{kp}$$

На участке $l_{kp} < x < L$ течение будет структурным и температура распределяется по закону:

$$T = T_0 + (T_{kp} - T_0) \exp \left[- \frac{k\pi D(x - l_{kp})}{c_l G} \right] \text{ при } l_{kp} < x < L$$

Длина участка l_{kp} вычисляется по формуле

$$l_{kp} = \frac{L}{Shy_T} \ln \frac{T_n - T_0}{T_{kp} - T_0}$$

3. $T_* < T_{kp}$ ($Re_* < Re_{kp}$). В этом случае на всем турбулентном участке будет течение ньютоновской жидкости. Вдоль трубопровода температура распределяется по закону:

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \exp \left(- \frac{k\pi D x}{c_T G} \right) \text{ при } 0 < x < l_{kp} \quad (5)$$

$$T = T_0 + (T_{kp} - T_0) \exp \left[- \frac{k\pi D(x - l_{kp})}{c_* G} \right] \text{ при } l_{kp} < x < l_*, \quad (6)$$

$$T = T_0 + (T_* - T_0) \exp \left[- \frac{k\pi D(x - l_*)}{c_l G} \right] \text{ при } l_* < x < L \quad (7)$$

Таким образом, на участке трубопровода $0 < x < l_{kp}$ течение будет турбулентным ньютоновским, на участке $l_{kp} < x < l_*$ - ламинарным ньютоновским, и на участке $l_* < x < L$ реализуется структурное течение вязкопластичной нефти. Длина участков l_{kp} и l_* определяются по формулам:

$$l_{кр} = \frac{L}{\text{Шу}_T} \ln \frac{T_H - T_0}{T_{кр} - T_0}, \quad l_* = l_{кр} + \frac{L}{\text{Шу}^*} \ln \frac{T_{кр} - T_0}{T_* - T_0}$$

Если по всей длины трубопровода будет реализоваться только ламинарное ньютоновское течение и течение структурной вязкопластичной нефти, то полагая $T_{кр} = T_H$ в (5) с помощью формул (5)-(7) установим закон распределения температуры:

$$T = T_0 + (T_H - T_0) \exp \left[-\frac{k\pi D x}{c_* G} \right] \text{ при } 0 < x < l_*, \quad (8)$$

$$T = T_0 + (T_* - T_0) \exp \left[-\frac{k\pi D (x - l_*)}{c_* G} \right] \text{ при } l_* < x < L \quad (9)$$

где длина l_* , ограничивающего этих двух участков определяется по формуле:

$$l_* = \frac{L}{\text{Шу}^*} \ln \frac{T_H - T_0}{T_* - T_0}.$$

Выразим вязкость нефти в функции температуры по формулам:

$$\mu_H = \mu_* \exp[-u_1(T - T_*)], \quad \mu_{эф} = \mu_* \exp[-u_2(T - T_*)]$$

где $\mu_H, \mu_{эф}, \mu_*$ - соответственно вязкость (ньютоновская) при $T > T_*$, эффективная при $T < T_*$ и вязкость при $T = T_*$, u_1 и u_2 - показатели крутизны вискограммы. Тогда для первого случая ($T_* > T_{кр}$) на основании зависимости (7) критическая температура будет равна:

$$T_{кр} = T_* - \frac{1}{u_2} \ln \frac{\text{Re}_*}{\text{Re}_{кр}},$$

а для третьего случая ($T_* < T_{кр}$) - на основании зависимости (8) получаем:

$$T_{кр} = T_* + \frac{1}{u_1} \ln \frac{\text{Re}_{кр}}{\text{Re}_*} \quad (10)$$

Нахождение нефти в различных агрегатных состояниях связано с ее компонентным составом, так как нефть является сложной по химическому составу смесью компонентов. В связи с этим отметим, что под воздействием вводимой в ее состав компоненты депрессорной присадки могут существенно изменять ее свойства, в частности, в «аномальной» нефти, когда с понижением температуры расположение молекул парафина становится упорядоченным и снижается энергии их теплового движения, то наличие присадки улучшает ее реологические свойства и приводит к усилению растворяющую способность дисперсионной среды. Пусть присадка вводится в нефть при выполнении условия $l_* > l_{кр}$ ($T_* > T_{кр}$), то полагая в формуле (10) $\text{Re}_* = R_*^0(1 + De^2)$ (Re_*^0 - число Рейнольдса при отсутствии присадки), получаем:

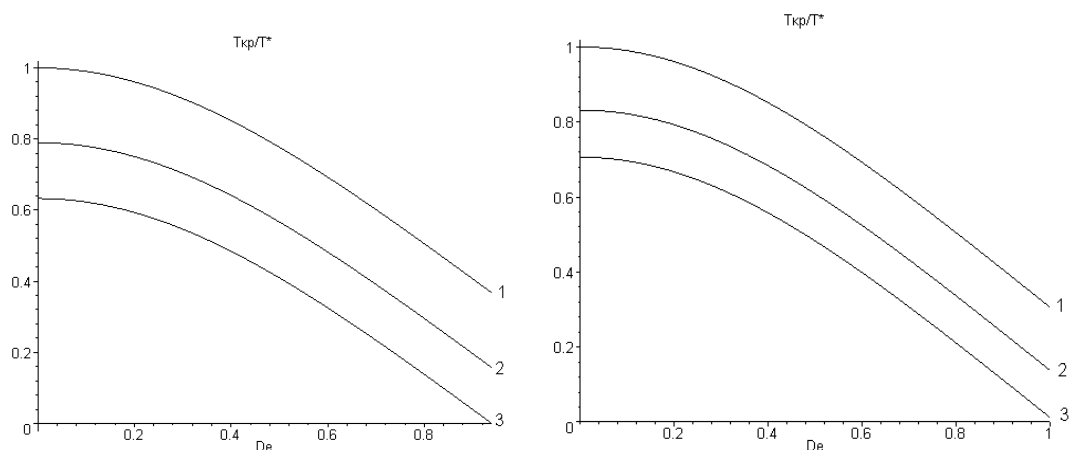
$$T_{кр} = T_* - \frac{1}{u_2} \ln \frac{\text{Re}_*^0}{\text{Re}_{кр}} - \frac{1}{u_2} \ln(1 + De^2) \quad (11)$$

Из формулы (11) заметим, что значение критической температуры и длина структурного течения вязкопластичной нефти при наличии присадки, в зависимости от числа Дебора, могут

существенно уменьшаться и таким образом, переход к ламинарному течению реализоваться при низких температурах.

На рисунке 2 представлены кривые зависимостей отношения $T_{кр}/T^*$ от числа Деборе при различных значениях параметров $\alpha = u_2 T^*$ и $\beta = Re_0^*/Re_{кр}$. Видно, что с ростом числа Деборе значения критической температуры быстро падают, причем увеличение параметра α , связанное с падением вязкости, приводит к снижению темпа падения температуры.

$$\alpha = 1.5 \quad \alpha = 2$$



$$\alpha = 3 \quad \alpha = 5$$

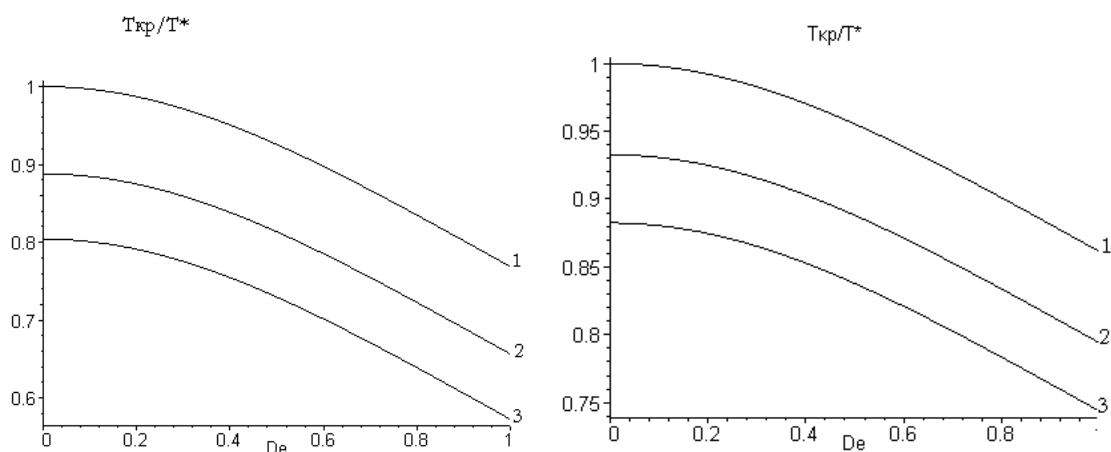


Рисунок 2. Зависимости отношения $T_{кр}/T^*$ от числа Деборе для различных значений параметра β : 1 – $\beta = 1$, 2 – $\beta = 1.4$, 3 – $\beta = 1.8$

Список литературы

1. Нурабаев Б.К. Влияние кавитационной подготовки парафинистых нефтей на их транспортировки. Нефть и газ. 2010. №3, С.56-62.
2. Коршак А.А., Нечваль А.Н. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. Уфа. 2005, 516 с.
3. Уэнг С.Л., Фламберг А., Кикабхай Т. Выбор оптимальной депрессорной присадки. // Нефтегазовые технологии. 1999, №3, С.90-92.

4.Черников В.И. Перекачка вязких и высокостастывающих нефтей. Гостоптехиздат, 1958.

Бұл мақалада турбулентке қарсы қоспаларды енгізу нәтижесінде мұнайдың реологиялық қасиеттерін жақсарту қарастырылады

Түйінді сөздер: асфальтенді-осмолалық заттар, шашыраңқы жүйе, дисперсиялық қоспалар

In this article, the improvement of the rheological properties of oil is considered, as a result of introduction of anti-turbulent additives into the flow

Key words: asphaltene-osmoly substances, dispersed system, depressant additives

ВЫБРОСОПАСНОСТЬ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В ЗОНАХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

Р.Р. Ходжаев, Р.И. Габайдуллин

ТОО «Научно-инженерный центр «ГеоМарк», г. Караганда, Казахстан

В статье представлены результаты аналитического обзора исследований ученых и специалистов в области внезапных выбросов угля и газа, связь с геологическими нарушениями при разработке мощных угольных пластов. Показана необходимость решения трех взаимосвязанных задач для получения эффективных практических результатов при организации и выполнении мероприятий по предупреждению опасных газодинамических явлений.

Ключевые слова: геологическое нарушение, внезапный выброс, газодинамическое явление, компьютерное моделирование.

Разработка газоносных угольных пластов в Карагандинском бассейне периодически осложняется газодинамическими явлениями. Наибольшую опасность для шахтёров представляют внезапные выбросы угля и газа, вследствие возможности взрыва метановоздушной смеси .

На шахтах Карагандинского бассейна за период 1959-2017 г.г. произошло 59 внезапных выбросов угля и газа, 22 внезапных прорыва газа с динамическим разломом почвы выработок. Из общего количества газодинамических явлений в бассейне около 90% имели место на участках с аномальными структурами пласта, характерных для зон с геологическими нарушениями различного вида и характера [1]. Поэтому проблеме предупреждения внезапных выбросов и их связи с геологическими нарушениями ученые и специалисты-горняки уделяют большое внимание во всех угледобывающих странах и бассейнах.

В 1998 году по результатам анализа состояния промышленной безопасности на шахтах Карагандинского бассейна специалисты InternationalMiningConsulting, Ltd (IMC)пришли к выводу, что внезапные выбросы угля и газа занимают лидирующее место среди других причин (высокое газовыделение, эндогенные пожары, пожароопасность конвейерных лент и общие вопросы безопасности) [2].

В горной науке, как и в любой другой области, для решения задач промышленной безопасности, в частности – внезапных выбросов, необходимо исследовать физическую сущность, причины зарождения и развития опасных аварийных процессов.

Ходот В.В. [3] считает, что среди причин внезапных выбросов угля и газа необходимо различать причины устранимые и неустранимые. В числе первых это - углубление горных работ и, как следствие, увеличение давления газа, наличие выявленных и невыявленных тектонических нарушений различного вида и амплитуды, интенсификация подготовки и добычи угля.

Результаты подробного анализа работ, посвящённых исследованию возможности прогноза выбросов угля и газа [4], также тяготеют к выводу, что значительное количество газодинамических явлений связаны (приурочены) с зонами геологической нарушенности пластов, с развитием мелких пликативных и дизъюнктивных нарушений и неодинаковой сложенностью тектонического строения массива [5-7].

В статье «Эффективность мер борьбы с выбросами в очистных и подготовительных забоях шахты «Капитальная» [3] отмечается, что значительное количество внезапных выбросов угля и газа происходило на крутых пластах со слабым и перемятым углем. Авторы фундаментального труда на основе детальных изучений различных подходов к природе газодинамических явлений указывают, что общей причиной внезапных выбросов угля и газа считается неоднородность структуры угля и вмещающих пород [8]. Понижение прочности угля учёные, в основном, связывают с геологическими нарушениями [1, 9-12].

Анализ приведенных источников показывает, что одними из наиболее важных факторов можно назвать влияние поля тектонических напряжений на горный массив, особенности структуры породы и другие геологические признаки формирования строения угольного месторождения.

В то же время, наблюдения показывают, что не всякое геологическое нарушение приводит к неоднородности прочностных свойств угольного пласта [4]. Во многих случаях выемка в высшей степени препарированного угля не сопровождалась даже признаками газодинамических проявлений. Внезапный выброс может произойти и в однородном пласте с непрочным, нарушенным углем, если в нем создаются условия резкого изменения напряженного состояния.

Получение достоверной для практики информации о дислокациях геологических нарушений сама по себе характеризуется самостоятельной и довольно сложной задачей. Следовательно, принимая гипотезу о связи внезапных выбросов с геологическими нарушениями (любыми или определенного вида), проблема разработки эффективных мер предупреждения выбросов заключается в постановке и решении следующих задач:

- прогнозирование распределения геологических нарушений и определение их характеристик в районе планируемых горных работ;
- исследование физических процессов, способных привести к развязыванию внезапных выбросов;
- на основе качественных результатов решения первых двух задач и действующих инструкций разработать (предложить) технологические меры по предупреждению опасных газодинамических явлений.

По первой задаче известно, что в процессе геологоразведочных работ существующими методами в пределах шахтных полей выявляется 8-10% нарушений, как правило, разрывных крупноамплитудных [1]. Мелкоамплитудная нарушенность и пликативные изменения гипсометрии пласта выявляются уже в процессе ведения горных работ.

Научно-инженерным центром «ГеоМарк» выполнена НИР по направлению «Исследование и разработка способа прогнозирования разрывных тектонических нарушений в угольных пластах по данным нерегулярной сети геологоразведочных скважин для предотвращения внезапных выбросов угля и газа» [13]. Результаты этих исследований позволили определить дислокацию разрывных тектонических нарушений для ряда шахт бассейна [15].

Для условий шахт Карагандинского бассейна в 80-х годах разработана методика, предназначенная для прогнозирования горногеологических условий при разработки угольных пластов, опасных по выбросам угля и газа [16]. На основе подробного изучения информации о геологическом строении пластов и вмещающих пород, полученной при разведочных работах и в

процессе ведения горных работ, предложен метод построения карт прогноза нарушений в пределах исследуемого участка шахтного поля.

Вторая задача также достаточно сложная и на современном этапе развития математических методов геомеханики, создания мощных ПЭВМ и специализированных программных продуктов для научных исследований может успешно решаться методами численного имитационного моделирования.

Основное направление здесь – моделирование напряженно-деформированного состояния углепородного массива с целью определения границ влияния конкретного типа нарушения на возможное возникновение газодинамического явления. В работах [14,17] приведены результаты численного моделирования для исследования напряженно-деформированного состояния выбросоопасного массива, рассмотрена роль напряженно-деформированного состояния углепородного массива в местах тектонических нарушений, а также его влияние на процесс формирования и протекания внезапного выброса угля или породы.

Не менее сложна и третья задача разработки технологических мер с учетом достижений и возможности применения необходимой технической оснащенности процессов горных работ, которые должны иметь высокую эффективность и не провоцировать газодинамическое явление.

В настоящее время действующие нормативные документы по разработке выбросоопасных пластов [18] предусматривают выполнение определенных процедур для определения опасности выброса и проведение обязательных технологических воздействий на углепородный массив, направленных на минимизацию риска проявления газодинамического явления.

Тем не менее, эти опасные для горняков явления до сих пор происходят, что свидетельствует о необходимости дальнейших исследований, в том числе для участков с геологическими нарушениями.

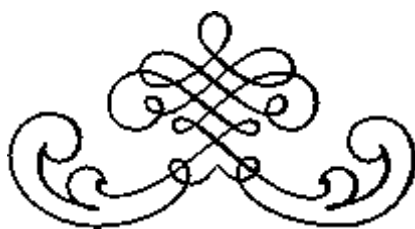
Выводы

1. Геологические нарушения характеризуются как один из важных отрицательных специфических факторов, стимулирующих процессы зарождения и реализации внезапных выбросов угля и газа.
2. Основным путем борьбы с газодинамическими явлениями при отработке выбросоопасных угольных пластов представляется решение триединой задачи, включающей надежный прогноз характера геологического нарушения, моделирование физических процессов в нарушенном углепородном массиве, стимулирующих внезапные выбросы и разработка на их основе эффективных мер, доступных на данном этапе развития горной науки и техники.
3. Необходимо выполнение дальнейших исследований для повышения эффективности решения каждой из задач.

Список литературы

1. Ходжаев Р.Р. Теоретические основы прогноза и предупреждения газодинамических явлений в угольных шахтах Дисс. докт. техн. Наук. Караганда, 2009.
2. Исследование рисков и безопасности на Карагандинских шахтах. Том 1. Отчет. С.67; Том 2. Приложения. С.84. АО «Испат Кармет».-1998.
3. Сборник трудов V Всесоюзного научно-технического совещания по борьбе с внезапными выбросами угля и газа. – М.: Недра, 1969.– 455 с.
4. Прокопенко О. О. Исследование возможности прогноза выбросов угля и газа угольного массива // Дисс. канд. техн. наук, портал магистров ДонНТУ.

- 5.Чернов О.И., Розанцев Е.С. Предупреждение внезапных выбросов угля и газа в угольных шахтах. – М.: Недра,1965.– 210 с.
6. Снижение субъективного фактора при борьбе с газодинамическими явлениями / Никифоров А.В., Мхатвари Т.Я., Колчин Г.И. // Уголь Украины. – 2011. – №2.
7. Большинский М.И. Теория внезапных выбросов угля, пород и газа. ЦБНТИ МУП УССР. 1993г.
8. Алексеев А.Д., Молчанов В.Н., Ульянова Е.В. и др. Преобразование локальной структуры ископаемых углей в результате выброса и под действием высоких давлений. Физика и техника высоких давлений 2012, том 22, № 1.
9. Эттингер И.Л. Свойства углей, влияющие на безопасность труда в шахтах, Госгортехиздат, Москва (1961).
10. Ольховиченко А.Е., Иванов Б.М., Зубарев Ю.П. и др., Прогноз выбросоопасности угольных пластов и пород при разведке и доразведке месторождений, Техніка, Киев (1988).
11. Чернов О.И., Пузырев В.Ф. Прогноз внезапных выбросов угля и газа, Недра, Москва (1979).
12. Петухов И.М., Линьков А.М. Механика горных ударов и выбросов, Недра, Москва (1983).
13. Методика выявления зональности метановыделения по признакам структурной геологии (на полях шахт «Тентекская» и им. Ленина, пласт Д6) : отчет о НИР (заключительный)/ ТОО НИЦ «ГеоМарк»: Руководитель Ходжаев Р.Р. - Караганда, 2011 г. – 43 с. (заключительный).
14. Черданцев Н.В., Черданцев С.В.Геомеханическое состояние массива горных пород, вмещающего выработку и дизъюнктивное нарушение // Вестник КузГТУ. – 2014. – 6. – С. 3–12.
15. Ходжаев Р.Р., Габайдуллин Р.И. Прогнозирование разрывных нарушений (аналитический метод) на неотработанных участках шахт «Тентекская» и им. Ленина Карагандинского угольного бассейна // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр: Материалы XII Международной конференции (Москва (Россия) – Занджан (Иран), 16-20 сентября 2013 г.): в 2 т/Под ред. А.Е. Воробьева, Т.В. Чекушиной. – М.: РУДН, 2013. Т.1 - С. 42-47.
16. Методика прогноза горно-геологических условий выбросоопасных пластов /КНИУИ, Караганда, 1989.
17. Сергиенко А.И., Воробьев В.Д. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния выбросоопасного массива / Вісті Донецького гірничого інституту, №1(36)-2(37), 2015.
18. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля и газа //КазНИИБГП: Утв. Мин. энергетики и угольной промышленности РК 21.06.95 г. - Караганда: ДНТИ ГП «Карагандауголь». 1995. – 177 с.



ГЛАВА 2. ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕХИМИИ И ЭКОЛОГИИ

УДК 665.642.2

ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ И ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ ТОПЛИВА И ПРОДУКТОВ НЕФТЕХИМИИ

А.А.Абишев (д.э.н., профессор)

Атырауский университет нефти и газа

В данной работе приведены передовые технологии добычи природных битумов, а также уникальные технологии переработки, где циркулирующий продукт процесса предварительно гидрируют для восстановления донорной способности (DRB).

Ключевые слова: природные битумы, высоковязкие нефти, топливно-энергетический комплекс, ресурсы, технологии добычи, технологии переработки.

Для удовлетворения интенсивно развивающейся мировой топливно-энергетической и сырьевой промышленности требуется оперативное и широкомасштабное освоение альтернативных источников нефтехимического сырья. В этой связи все большую значимость приобретают природные битумы (ПБ) и близкие к ним по физико-химическим свойствам высоковязкие нефти (ВВН).

Для покрытия потребностей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и сырьевой промышленности требуется наличие: ресурсов углеводородного сырья, технологий их добычи и переработки.

Ресурсы. По мере истощения запасов легких и средних нефтей, важным сырьевым источником для удовлетворения растущих потребностей в топливе и продуктах нефтехимии становятся тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы. По оценке ООН, мировые геологические ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей значительно превышают запасы легких нефтей и оцениваются в количестве 750 млрд. т., а их извлекаемые ресурсы в 70 млрд. т. Наиболее крупными запасами располагает Канада (386 млрд т, из которых 25 млрд. т. извлекаемые).

На территории Республики Казахстан, по оценкам экспертов, запасы природных битумов составляют 1 млрд. т., а нефтебитуминозных пород (НБП) – свыше 15-20 млрд. т. Эти запасы находятся в Прикаспийской впадине и Северо-Западной части Туранской плиты в Западном Казахстане и залегают на глубинах до 120 м.

Тяжелые нефти и природные битумы характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими показателями плотности и вязкости, повышенной коксуемостью, что приводит к высокой себестоимости добычи, практически невозможной транспортировке по существующим нефтепроводам, и, нерентабельной, по классическим схемам, нефтепереработке. Экономически целесообразной и возможной добыча тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов представляется только благодаря развитию и применению эффективных технологий их переработки с получением товарных нефтепродуктов с высоким дисконтом рыночной цены от себестоимости, что позволяет окупить дорогостоящие технологии их добычи, многократно превышающие аналогичные затраты при добыче кондиционных нефтей.

Технологии добычи. На сегодняшний день известно достаточно много технологий извлечения тяжелых и природных битумов, которые на практике доказали свою эффективность; это холодная добыча (Cold heavy-oil production with sand - CHOPS) [1], процесс с добавлением растворителя (Solvent Aided Process – SAP) [2], циклическая закачка пара (Cyclic Steam Stimulation – CSS) [3], извлечение растворителями в парообразном состоянии (Vapor Extraction – VAPEX) [4], парогравитационный метод дренирования (Steam-Assisted Gravity Drainage - SAGD) [5], холодная добыча (Cold heavy-oil production with sand - CHOPS) [6], новая технология CARPITM (Catalytic upgrading Process In- situ) на базе THAI, предполагающая использование катализаторов окисления [6, 7].

Технологии переработки. В мире известен вариант переработки природных битумов, получивший название DRB («DonorRefinedBitumen»), в котором от битума предварительно отгоняют дистиллятные фракции до 500 °С, а остаток смешивают с растворителем-донором водорода. В качестве последнего использую циркулирующий продукт процесса, который предварительно гидрируют для восстановления донорной способности. Гидрокрекинг смеси производят при температуре 410-460 °С и давлении 3,5 - 5,5 Мпа, при этом степень конверсии достигает 70 %. При смешении конечного продукта с образованными ранее легкими фракциями битума получают «синтетическую» нефть, которая не содержит остаточных фракций [8].

Необходимость в переработке тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов с получением рентабельных конечных продуктов, указывает на использование современных малоотходных и экологически безопасных гидрокаталитических процессов. Однако сдерживающими факторами применимости перспективных и рентабельных процессов переработки высоковязких и природных битумов, таких как гидрогенизационные технологии могут выступить: высокая стоимость водорода и водородной установки; скорость отравления (осмоление о коксование) активной поверхности катализаторов, что приведет к удорожанию себестоимости процесса и полученных продуктов. В связи с этим практически важной задачей является получение новых научных знаний в области гидрокаталитических процессов с использованием соединений, выступающих в роли доноров протона водорода с разработкой недорогих каталитических систем, способных работать в жестких условиях, позволяющих исключить стадию регенерации.

Поскольку тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы не являются товарным продуктом (как нефть или газ), для их реализации необходимо применение дополнительных облагораживающих процессов, позволяющих получать нефти, либо ценные нефтепродукты. В связи с этим создание новых эффективных технологий подготовки и переработки тяжелого нетрадиционного углеводородного сырья является актуальной задачей, решение которой позволит значительно улучшить воспроизводство сырьевой базы Казахстана за счет экономически рентабельного вовлечения в разработку месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.

Список литературы

1. X. Liu, G. Zhao, Y.C. Jin. Journal of Petroleum Science and Engineering, 4, 80-86 (2006).
2. J.L. Barilas, T.V. Dutra, J.W. Mata. Journal of Petroleum Science and Engineering, 8, 34-42 (2006).
3. B. Tayfun, A.Al-Bemani. Journal of Petroleum Science and Engineering, 6, 259-274 (2007).
4. S. Moghadam, M. Nobakht, G. Yondan. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2, 93-104 (2009).

5. L. A. Pineda-Perez, L. Carbognani, R.J. Spencer, B. Maini. Energy Fuels, 24, 5947-5954 (2010).
6. T.X. Xia, M. Greaves, A.T. Turta, C. Ayasse. Chemical Engineering Research and Design. 5, 295-304 (2003).
7. Petrobank Energy and Resources Ltd, URL: www.petrobank.com, (дата обращения 07.04.2012).
8. Deep hydrocarbon conversion. Petroleum Science and Technology, 29 (17), pp. 1788-1794.

Осы жұмыста табиғи битумдардың өндіру ызық технологиялар және айналатын үрдісі менін донор қабілеттілігін қалпына келтіру шіналдынала гидрлейтін бірегей өңдеу технологиялар тағайындалған.

Түйінсөздер: табиғи битумдар, тұтқырлығы жоғарымұнай, отын-энергетикалық кешен, ресурстар, өндіру технологиялар, өңдеу технологиялар.

In this work, the advanced technologies of natural bitumen extraction, as well as unique processing technologies, where the circulating product of the process is preliminary hydrogenated to restore the donor's ability (DRB), are presented.

Keywords: Natural bitumen, high-viscosity oil, fuel and energy complex, resources, production technologies, processing technologies.

УДК 665.521.8:006.354

ВОЗМОЖНОСТЬ ПОДБОРА РЕЦЕПТУРЫ КРОВЕЛЬНОГО НЕФТЯНОГО БИТУМА ПУТЕМ ОКИСЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ С ОРГАНИЧЕСКОЙ ФРАКЦИЕЙ ПРИРОДНОГО БИТУМА

Н.К. Ишмухамедова (д.т.н., профессор), **А.М. Латипова**, **А.С. Калауова** (к.х.н., доцент)

Атырауский университет нефти и газа

В данной работе представлены пробные работы по подбору рецептуры кровельного нефтяного битума на основе углеводородного сырья в тандеме с органической фракцией природного битума.

Ключевые слова: Природные битумы, тяжелые нефти, нефтебитуминозные породы (НБП), кровельная битумная мастика, ресурсы, технологии переработки, месторождение Алимбай .

На протяжении более 100 лет самым важным, необходимым и востребованным полезным ископаемым во всем мире является нефть. Нефть как источник восполнения минерально-сырьевой базы, как продукт, без которого невозможно представить такие отрасли промышленности, как химическая, топливно-энергетическая, пищевая, текстильная и др. Потребность в нефти с каждым годом возрастает, следовательно, должна увеличиваться и добыча. Однако на фоне возрастающих потребностей большое количество нефтяных месторождений в Казахстане характеризуется падением добычи, более того, пик добычи, по мнению многих экспертов, уже пройден. В этой связи все внимание нефтегазодобывающих компаний должно быть обращено на так называемые нетрадиционные источники углеводородов, такие как природные битумы и тяжелые нефти.

На территории Республики Казахстан, по оценкам экспертов, запасы природных битумов составляют 1 млрд. т, а нефтебитуминозных пород (НБП) – свыше 15-20 млрд. т. Эти запасы находятся в Прикаспийской впадине и Северо-Западной части Туранской плиты в Западном Казахстане и залегают на глубинах до 120 м [1].

Из нефтебитуминозных пород Казахстана изучены природные битумы месторождений Западного Казахстана таких как: Акший, Карасай, Копа, Мортук, Донгелексор, Кольжан, Тюбкараган [2]; Мунайлы-Мола, Иман-Кара и др. [3-6]; Мортук [7, 8], Тюбкараган [9, 10], Канжига (Kanzhyga) [11],

Сатыпалды [12], Беке [1], Алимбай [13]. Значительный вклад в исследования природных битумов Западного Казахстана внесли: Н.К. Надиров, Г.А. Мусаев, В.Ф. Камьянов, А.Е. Браун, В.В. Гуцалюк, Д.А. Розенталь, С.Х. Айгистова, А.Д. Кругина, А.Г. Соколова, В.Я. Стрельникова, Ш.Х. Бекбулатов, и др.

В основе процесса получения нефтяных окисленных битумов лежит окисление остаточных нефтепродуктов кислородом воздуха при повышенной температуре. При этом в качестве исходного сырья традиционно используют гудрон. Битумы полученные только из гудрона, по многим технологическим параметрам не отвечают требованиям ГОСТ. Регулирование состава исходного сырья путем введения в него различных добавок позволяет изменить его коллоидно-химические характеристики, а значит и эксплуатационные свойства.

В качестве добавок, интенсифицирующих процесс окисления, исследовано множество продуктов переработки нефти и нефтехимии.

В представленной работе в качестве активирующей добавки к нефтяному остатку нефти Тюбеджик была использована органическая фракция НБП месторождения Алимбай.

Данное исследование является продолжением работы [13], групповой состав которой представлен в таблице 1.

Таблица 1. Характеристики природных битумов скважины №37 месторождения Алимбай Жылыойского района Атырауской области

Показатели	Пробы из скважины № 37 в зависимости от глубины залегания					
Глубина залегания, м	43,5-54,2	57,5-76,1	70,5-94,3	62,5-117,2	121-147,7	156,4-172,3
Кислотное число, мг/КОН/г битума	20,5	19,8	12,7	11,2	10,5	9,6
Выход органической части	6,8	13,7	11,6	4,1	3,4	6,5
Молекулярная масса	587	561	532	513	498	476
Групповой углеводородный состав, % масс.:						
парафино-нафтеновые	51,4	44,6	47,3	51,8	53,0	50,1
моноциклоароматические	17,2	6,1	10,0	6,0	5,8	4,5
бициклоароматические	2,3	4,0	4,8	5,2	9,3	2,3
полициклоароматические	0,4	2,8	1,7	0,9	0,8	0,9
смолы бензолные	3,0	6,2	6,4	5,6	6,1	9,1
смолы спиртобензолные	23	32,8	28,5	26,8	18,5	25
асфальтены	2,5	2,2	1,2	4,7	5,8	8,1
Элементный состав, % масс.:						
углерод	80,9	77,9	80,3	83,8	83,5	81,0
водород	10,0	10,8	10,4	11,7	11,0	11,8
сера	2,1	2,0	3,0	1,5	1,3	1,4
азот + кислород	7,0	9,3	6,1	4,1	3,2	5,8

Общеизвестно, что структурно-групповой анализ НБП отличается от типичных высокомолекулярных соединений нефти большим содержанием гетеро-атомов во всех фракциях, более низкой молекулярной массой, преобладанием метильных заместителей в кольцевых системах и нафтенных структур и парафино-нафтенной фракцией.

Большим содержанием активных функциональных групп обусловлены хорошие адгезионные свойства системы, а отсутствием достаточно длинных алкильных заместителей в гибридных структурах – жесткость системы при пониженных температурах.

Экспериментальная часть

Органическая часть природного битума от глубины залегания 43,5–172,3 м была загружена в коническую колбу, и, на магнитной мешалке диспергировалась в течение 15-20 минут.

Эксперименты проводили на лабораторной установке емкостью 2 дм³, помещенной в электропечь. Необходимую температуру процесса поддерживали с помощью лабораторного трансформатора. Измерение температуры осуществляли термопарой в комплекте с потенциометром. Воздух на окисление подавали компрессором через кольцевой барометр с щелевыми отверстиями. Расход воздуха контролировали с помощью ротаметра.

Таблица 2. Технологические характеристики битумов, окисленных с добавлением органической фракции НБП к нефтяному остатку > 350 ° С нефти Тюбеджик

Содержание органической фракции в гудроне, %	Температура, °С		Растяжимость, см		Пенетрация, 0,1 мм		Индекс пенетрации
	Размягчения	Хрупкости	при 25 °С	при 0 °С	при 25 °С	при 0 °С	
10	50	- 11	73	38	49	16	0,9
20	47	- 19	54	21	82	20	0,7

Добавление 10–20 % органической фракции к нефтяным остаткам > 350 °С нефти месторождения Тюбеджик, извлеченной из битуминозной породы (таблица 1), позволяет повысить основные характеристики битума.

Следует отметить, что использование органической части в качестве компонента сырьевой смеси при получении битумной мастики оказывает положительное влияние на ее качество. Необходимость же некоторого улучшения качества битумной мастики может быть решена за счет введения в исходную систему катионного поверхностно-активного вещества.

Таким образом, в работе была показана принципиальная возможность использования органической массы НБП в качестве интенсифицирующей добавки процесса окисления, которая приводит к повышению эксплуатационных характеристик целевого продукта-битума.

Список литературы

1. Иманбаев Е.И., Онгарбаев Е.К., Симаков С.В., Тилеуберди Е., Тулеутаев Б.К., Мансуров З.А. З.А. Состав нефтебитуминозной породы месторождения Беке (Казахстан) // Научные ведомости. 2013. № 24 (167), вып. 25. С. 139-142.
2. Надиров Н.К., Мусаев Г.А., Ромашов Г.В. Исследование состава и свойств нефтебитуминозных пород Казахстана // Нефтехимия. 1991. Т. 31, № 6. С. 781-785.
3. Розенталь Д.А., Березников А.В., Федосова В.А. Изучение химического состава органической части киров с применением метода интегрального структурного анализа // Нефтебитуминозные породы. Алма-Ата: Наука, 1982. С. 94 – 98.

4. Исследование органической части месторождений Мунайлы-Мола и Иман-Кара / В.Г. Гуцалюк, Е.И. Сдобнов, А.Д. Байтуова, Н.К. Надиров, С.Р. Рафиков // Нефтебитуминозные породы. Алма-Ата: Наука, 1982. С. 101-106.
5. Свойства органической части битуминозной породы киров месторождения Мунайлы-Мола / С.Х. Айгистова, А.Н. Садыков, В.А. Харламов, Р.Ш. Нигматуллина // Нефтебитуминозные породы. Алма-Ата: Наука, 1982. С. 106-109.
6. Групповой и химический состав битумов, выделенных из киров Западного Казахстана / А.Д. Кругинина, В.Н. Елкин, Н.Г. Усачева, Б.Н. Гуцалюк // Нефтехимия. 1964. Т. 24, № 5. С. 601-604.
7. Природные битумы Мортука / В.Ф. Камьянов, А.Е. Браун, Л.В. Горбунова, И.Г. Шаботкин // Нефтехимия. 1995. Т. 35, № 5. С. 397-409.
8. Состав нефти битуминозных пород месторождения Мортук в Прикаспийской впадине / А.Г. Соколова, М.У. Муханова, А.У. Мирманова, К.И. Дюсенгалиев // Горючие сланцы. 1989. Т. 6, № 4. С. 375 – 380.
9. Парамагнитные свойства природных битумов и нефтей Западного Казахстана / А.Г. Соколова, Г.А. Мусаев, Р. Г. Горенштейн, К.И. Дюсенгалиев // Горючие сланцы. 1993. Т.10. № 3-3. С. 147-157.
10. Дюсенгалиев К.И., Соколова А.Г. Состав битума месторождения Тюбкараган в Казахской ССР // Горючие сланцы. 1990. Т. 7. № 3-4. С. 231-237.
11. Ishmukhamedova N. K. Road bitumens with the modifield additives // Science and technology. 2011, V. 6, P. 76-78.
12. Ишмухамедова Н.К. Изучение органической фракции нефтебитуминозной породы месторождения Сатыпалды // Нефтепереработка и нефтехимия. Москва. 2016. № 11. С. 22-24.
13. Ишмухамедова Н.К., Каримов О.Х. Состав нефтебитуминозных пород месторождения Алимбай Республики Казахстан // Нефтегазовое дело. Уфа. 2017 г. Том 5. С. 6-19.

Осы жұмыста көмірсутек шикізатының негізінде жасалған жабындық мұнай битумы табиғи битумдың органикалық фракциясымен біріккен рецептурасын іріктеу байқау жұмыстары тағайындалған.

Түйінсөздер: Табиғи битумдар, ауыр мұнайлар, мұнай битуминоздықымдар (МБТ), жабындық битуммастика, өңдеу технологиялар, Әлімбай кенорны.

This paper presents a trial work on the selection of the formulation of roofing petroleum bitumen based on hydrocarbons in tandem with the organic fraction of natural bitumen

Keywords: Natural bitumen, heavy oil, oil bituminous rocks (OBR), roofing bitumen mastic, resources, processing technology, Alimbay oil field.

УДК 665.628.3.543.3.66.011.3.

ТАБИҒИ ЖӘНЕ АҒЫНДЫ СУЛАРДЫ ТАЗАРТУДАҒЫ ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ МАҢЫЗЫ

Д.Ғ.Берниязова (х.ғ.к., доцент)

Атырау мұнай және газ университеті

Табиғи және ағынды суларды тазарту үшін технологиялық әдістерін таңдау.

Түйін сөздер: Су, тазалау, рН, өңдеу, коагуляция, технология, ағынды су - ақаба, технология, табиғи су, әдістер, тазарту.

Табиғатта жер бетінде су өте кең таралған, тіршілік атаулының негізгі маңызды заты болып саналады. Жер бетіндегі сулар жер шарының $\frac{3}{4}$ бөлігін алып жатыр және булану түрінде ауаға таралады.

Жер шарындағы барлық бос сулар үнемі қозғалыста болып, немесе агрегаттық жер шарындағы сулар үнемі қозғалыста болып, олардың агрегаттық (сұйық, бу, мұз түрлері) күйлеріне қарамастан, жердің гидросфера деп аталатын қабатында жатады. Жер бетінің 77,5 % пайызы (мұздары, батпақтарды қосып есептегенде) су алып жатыр.

Су қорларына өзен, көл, теңіз, жер асты суы, таулар мен поляр шеңберіндегі мұздар және атмосфералық ауадағы ылғал кіреді. Өнеркәсіпте, ауыл шаруашылығында, тұрмыстық қажетте көбіне өзен, көл және жер асты тұщы сулар жұмсалады. Олардың қоры бүкіл гидросферадағы судың тек бір пайызы ғана жатады. Ал тұрмыстық қажетке, яғни ішуге, өнеркәсіпте қолданылуына байланысты сулар екі топқа жатады: Табиғи су және ақаба су делінеді. Табиғи су құрамында өлшенген және өлшенілетін еріген заттар болуына байланысты 6 топқа бөлінеді: 1) Ультра күлгін тұщы су 0,2г/л дейін, 2) Тұщы су 0,2 г/л дейін, 3) Аз тұзды су 1-3 г/л дейін, 4) Көп тұзды су 3-10 г/л дейін, 5) Тұзды су 5-10 г/л дейін, 6) Тұздық су 50 г/л дейін болады.

Тұздар негізгі құрам бөлігі иондардан, дистерленген молекулалар, катиондардан, гидраттардан тұрады. (Бұл дәлелдеу IX – ғасырдан басталып зерттелуінде). Әсіресе мұхит суларында пайдалы кендер болғандықтан түрлі балықтар түрі, киттер т.б. өте бай, әрі биологиялық ресурстар, энергия қуаты, химия және дәрі - дәрмек, өнеркәсіптер үшін қажетті шикі заттар қоры өте көп. Айтарлықтай теңіз суларында да заттар аз емес. Каспий теңізі тұзды су яғни ас тұзын, натрий сульфатын, калий тұзы бар екенін дәлелделінген.

Сондай-ақ Азов және Қара теңіздерінде минералды және химиялық заттарға өте бай. Мысалға алтынның, магниттың, платинаның, алмаздың, цирконидың, никелдің, қалайы мыс, темір, көмірдің қорлары да көп. Мұндай теңіздерге санитарлық гигиеналық талап қою тәрізді. Бұл Қара теңіз сулары адамдардың бойындағы дене клеткаларына кіріп, сүзіліп өтіп, зиянсыз етіліп дене сыртына шыққан жараларға емдік қасиеті бар сулары, ден саулықты нығайтады және жақсартады, әрі дәлелделінген.

Қазақстан бойынша Балхаш көлін айтып кетуге болады, әсіресе өкпе қабынған ауруларға емдік қасиеті бар сулар болып есептелінеді.

Көптегелдин зерттеулердің көрсеткіштерінің нәтижесінен көруге болады, судың ластануы бірден - бір көздері көрсеткіш бойынша суда өмір сүретіндер балдырлармен, планктондардың шығуына байланысты судың иісі, дәмі, түсі ластанып әрі бұзылып өзгеріске ұшырайды, әрі нәтижесінде суды тазалағыш техникалардың құрылысы дамыды.

Су тазалағыш техникалардың көмегімен табиғи судың жағымсыз иістерімен, түстері дәмдерінің өзгеруінен арнайы анализдер жасалып және зерттеулер жүргізілу нәтижесінде бүкіл ел территорияларында да жаңа заң қабылданды.

Ол заң «Суды үнемді пайдалану және оны тазарту, су ресурстарын қоршаған ортадан қорғау» - деп аталады. Судың сапасына қатаң бақылау қойылды. Исарапсыз төгуге, ол суды қайталап пайдалану және суды залалсыздандыру кезінде қышқылдандыруды оның күшін күшін көбейту не азайту, өндірістің жұмысын жеңілдікке жол бермеу заңдылықтары болды.

Санитарлық және гигиеналық жағынан тазалыққа мән беріліп жан-жақты талаптарға сай суаттардағы жақсы судың тазалығына қортынды берілді. Мемлекеттік стандарт бойынша 1982 ж. және 1997 жылғы табиғи суды қолдану үшін терең физика химиялық әдістерімен тазарту, коагулянттарды қосып пайдалану арқылы өңдеу жұмысы кең орын алды.

Суды жабдықтау және судың құрамын анықтауда коагуляция әдісі өте маңызды, өйткені судың беткі қабатындағы көздерін сапалы өңдейді, әсіресе өзеннің, көлдің суларын және су сақтағыш қондырғылардың да, су қоймаларына тиісті су түрлері құрамындағы минералдық және органикалық тектес заттармен байланысты, көбінесе су дисперстік қалпында болады.

Ал ірі дисперстік (өлшенетін) қалыпта су беткі қабатында кварцты, сазды известі және гипсті бөлшектерден кездеседі және жан - жануарлармен өсімдіктер тектес иістес түрлері суларда болады. Еріген қалыпта газдар, неорганикалық тұздар, сілтілер, сілтілік - земельных, ауыр металдар, көптеген органикалық қосылыстар және де бром, иод т.б. басқа заттардан тұрады.

Бұлар судың беткі қабатындағы көздері. Ал каллоидты бөлшектеріне газ -кремний, қосылыстары, гуминді заттар т.б. кәзіргі кезде Атырау су- арнасында (Атырау горводоканал) суды коагуляциялау үшін коагулянт ретінде $Al_2(SO_4)_3$ алюминий күкірт қышқылды тұзы қолдануда. Табиғи суларды тұрмыстық пайдалануға дейін 9 (тоғыз) этаптан өткізу және міндетті түрде су тазартылып беріледі.

Ол үшін алдымен суды өңдеу әдістерінің ең маңыздылығын қолдау. Су залалсыздандыру кезінде қолданылатын құралдардың түрлері: Резервуардан, араластырғыштардан, тұндырғыштардан, сүзгіштерден тұрады.

Судың өңдеу әдістері ең негізгі мынадай топтардан тұрады:

1.Судың органолептикалық қасиетін жақсарту.2. Эпидемиологиялық қауіпсіздікті сақтау. 3. Минералдық құрамын өзгерту.

Суды даялауда оны өңдеу үшін, пайдаланылатын орнын қасиетін және құрамын алдан ала зерттеп оның тұтынушы талабына сәйкестігіне, сапасына үлкен көңіл бөледі. Берілген өңдеу әдістері ішінен қажеттісін таңдау техникалық, экономикалық бағалау негізінде жүзеге асырылады. Ішу және шаруашылыққа арналған судың сапасын жақсартуға арналған процестер:

Мөлдірлігін жақсарту, түссіздендіру, темірсіздендіру,фторсыздандыру залалсыздануы болып табылады.

Егер суды фильтрлеу алдында көмір арқылы тотықтырғышпен өндесе, гранулалы активті көмірдің регенерациялық жұмыс кезеңі күрт ұлғаюы мүмкін. Суды осылай өңдеген кезде екі процестің жәй ғана қосылысы болмайтыны белгілі болды, тотығу сорбциялық әрекеттесу әсері орын алады, мұның мәні көмір бір жағынан тотығу катализаторы ретінде болады да бұл процестің тереңдігі мен жылдамдығын арттырады, ал екінші жағынан көптеген тотығу өнімдері көмірге жақсы сіңіріледі.

Оның үстіне екі әдісті қолдану сенімдірек және судан тазартылатын органикалық лас заттардың диапазонын кеңейтеді. Тәжірибе көрсеткендей, тотықтырғыштар мен активті көмірді біріктіріп қолданудың экономикалық артықшылықтары да бар.

Өңделетін судың сапасына тазалау қондырғыларының құрамы мен типіне байланысты суды тазалаудың тотығу сорбциялық әдісін пайдаланудың түрлі техникалық шешімдері болуы мүмкін. Мысалы гранулы активті көмірге толтырылған және тек суды органикалық лас заттан тазартуға арналған фильтрлерді технологиялық схемада ағартушы фильтрлерден кейін орналастырады. Барлық жағдайда да тотықтырғышпен өңделетін су көмірмен толтырылған фильтрге түскенше енгізілуі керек.

Бұл кезде тотықтырғыш суға технологиялық сызбалардың басында немесе көмір, фильтрлердің алдында енгізілуі мүмкін. Әр түрлі типтегі тотықтырғыштарда қосарлап енгізуге болады.

Бірақ барлық жағдайда көмір толтырылған жерге келетін суда тотықтырғыш болуын қамтамасыз ету керек.

Кәзіргі кезде су құбырларында қолданылатын тотықтырғыштардың судың химиялық лас заттарына қатысты тиімділігі техникалық -экономикалық және санитарлық - гигиеналық тұрғыдан әр түрлі. Сондықтан тотығу- сорып алу көмір әдісті пайдалану кезінде ең маңыздысы -тотықтырғышын таңдай білу қажет. Хлорды алсақ тотықтырғыш ретінде пайдаланған орынды, егер суда тез тотығатын лас заттар, мысалы: фенолдар суға ерекше дәм иіс беретін табиғи текті заттар т.б. болады. Бұл кезде ескеретін жайт, хлор мен активтелген көмірді біріктіріп қолданған жағдайда, тәжірибеде жиі пайдаланатын алдын ала аммонизацияның қажеті жоқ (қажет болса аммонизация түпкілікті хлорлау негізінде жүргізілу мүмкін).

Егер суда қиын тотығатын лас заттар көп болса, мысалы: еритін мұнай фракциялары және оның өнімдері, синтетикалық беткі- активті заттар, органикалық пестицидтер т.б. болса, ең күшті тотықтырғыш ретінде **озонды қолданған жөн. Кейде бірнеше тотықтырғыштарды (хлор, калий перманганаты, озон мен хлорды) қолдану тиімді болады.**

Тотықтырғышты, оның дозасын және суды тазарту технологиялық сызбасына енгізу тұсын таңдау оны зертхана жағдайында сынақтан өткізу ретіндегі көмірге түсетін жүктеме ең аз болады деп алынады. Бұл кезде көмір тек сору ғана емес, тотығу катализаторының да ролін алатынын, яғни ол тотығу процесін тездететінін ескеру керек. Химиялық өнеркәсіпте шығаратын гранулалы активтелген көмірлердің ішінде коммуналдық су құбырларындағы сүзгіштерді толтыруға механикалық беріктігі және санитарлық - гигиеналық көрсеткіштері жағынан қолайлылары - АГ – 3 және АГ-М маркалы көмірлерді қолданған.

Көмірмен толтыру қондырғысының құрылысына үлкен өзгерістер енгізбейді, Ол жалпы нормативтік нұсқауларға (СНиП 2.04.02.84.) –ке сәйкес орындалуы мүмкін. Тағы бір тотықтырғыштар түрі **«Суды озондау».**

Бактерия, спора мен вирустарды (әсіресе полиалит вирустарды) құртатын күшті тотықтырғыштардың бірі озон болып табылады. Озонатордың артықшылығы залалсыздандырумен қатар судың ағаруы жүреді, сондай-ақ иіссіздену және дәмі жақсаруы болады. Озон судың табиғи қасиетін өзгертпейді, себебі оның артығы (реакцияланбаған озон) бірнеше минуттан соң оттегіне айналады.

Озондауға керек **O₃** озонды озонатор деп атайтын аппаратпен атмосфералық ауадан, оған «тыныш» электор разрядымен әсер етіп алады.Суда көптеген вирустар, споралар, бактериялардан тазарту керектігінен, және пестицидтермен ластанған суларды залалсыздандырудың технологиясы көптеген факторлар арқылы аңықталады, соның бірі хлорлау әдісі.

Суды пестицидтерден тазарту негізгі шаруашылық және ауыз суларды залалсыздандыру кезінде хлор қолданылады. Бұл су электростанцияларында ескеретін жағдай. Суды тазарту бұл суды түссіздендіру, иіссіздендіру, залалсыздандыру (дизенфекциялау) болып табылады.

Хлорды шамадан тыс қолдауға болмайды, себебі бұл процестің көп қолданылуы судың биологиялық және биохимиялық қасиеттерін жойып жіберуі мүмкін.

Сондай- ақ табиғи суларын оңдеу әдістері түгел және т.б. жолдары бар болған мен, осында жазылған әдістері тиімдірек.

Ақаба су деп бұрын өндірісте, тұрмыста немесе ауыл шаруашылығында пайдаланған, сондай-ақ қандайда бір лас аймақ, оның ішінде елді мекен (өнеркәсіптік, ауыл шаруашылықтың, коммуналдық-тұрмыстық, нөсер, қар, т.б. ағындылар) арқылы өткен су жатады.

Былайша айтқанда адамның тұрмыста және өндірістік іс әрекетінде пайдаланылғаннан кейін шыққан су. Ақаба су гетерогенді күрделі жүйе болып саналады, оның құрамында болатын органикалық және минералды қоспалар ерімейтін коллоидты және еритін түрде кездеседі. Құрамында

пайда болған түріне байланысты ақаба сулар үш негізгі категорияға бөлінеді: шаруашылық тұрмыстық, өндірістік және атмосфералық болып табылады. Ағынды суды тазарту үшке бөлінеді.

1.Механикалық, 2.Химиялық, 3.Биологиялық. Механикалық тазарту кезінде ағатын ағынды суды 60%-ке шейін ерімейтін қалдықтарды тұндырғыштарда тұнба күйінде ұстап тазартады және БПК-20%-ке дейін төмендейді. Ал өндірістен ағатын суларда еріметін қатты заттары 95%-ке дейін төмендейді.

Химиялық тазарту дегеніміз ақаба суларға химиялық реагенттер қосып, яғни араластырғанда лас сулармен реакция болады да, суда тұнба түсуге әсер етеді. Жартылай еріген, немесе ерімеген коллоидтар күйінде зиянсыз сұйыққа айналады. Мұндай химиялық әдіске кешендер керек. Химиялық реагенттер сақтайтын жер, реагенттерді дайындайтын жер, және реагенттерді тасымалдатын құралдар болуы қажетті.

Суды химиялық жолмен тазарту әдісі көбінесе өндірістен шығатын суды пайданалады. Өндірісте суды химиялық тазалау кезінде лас судағы ерімейтін заттар 95%-ке шейін, еритін заттар 25%-ке шейін, ал БПК -(биологиялық пайдалануға керекті өтегісін) ағынды судағы 80%-ке шейін төмендеуі мүмкін.

Егерде электрод орнына темір қолданылса темір тотығының гидраты пайда болады, яғни $\text{Fe}(\text{OH})_3$ коагулянт пайда болады. Осылай электролиздік әдіспен тазартылған тұнбаның санымен сапасы, химиялық әдіспен тазартылған тұнбадан айырмашылығы жоқ.

Биологиялық әдіс, бұл әдіс әсіресе тұрмыстық қалдық суларды тазалауға пайдалы. Ластанған суды биологиялық сүзгілерден өткізіп тазалайды. Екінші бір түрі азротенктер биологиялық тазалау әдісі. Олар темірбетоннан сұйық зат құятын ыдыс (резервуар) түрінде жасалады, ішіне тұнба балшық лай салып оттеппен өмір сүретін, көзге ілінбейтін ұсақ организмдерді орналастырып, солар арқылы қалдық суларды ағызып тазалайды. Мысалға Атырауда биологиялық әдісті қолданатын негізгі орын екі канализациялық станция Азия мен Европа бағытында орналасқан.

Ақаба суын ешқандай, дұрыс тазарту әдісін қолданған бүкіл Қазақстан мемлекет елі бойынша нәтиже жоқ. 1973 жылдан бері Қазақстанның Ақтау қаласында тәулігіне 100 000 м³ тұщытатын қондырғысы салынды. Қала тұрғындары санитарлық тазалық нормаға сәйкес келетін сапалы ауыз су алатын болды. Теңіздер мен көлдердінде экологиялық жағдайлары өте ауыр.

Каспий теңізінде мұнай қазғанда, тасымалданғанда, кемелерді жуып тазалағанда мұнай қалдықтарымен ластануы мүмкін. Жер асты суларына келсем, жер асты суларының құрамдары көбінесе минералды және тұзды болып келеді. Жер асты сулар 200 метр терендікте болады. Ішінде әртүрлі ауруларды емдеуге жарайтын шипалы суларда қасиеттелі аз емес. Олардың PH-көрсеткіш 6.5-8.5 немесе жыл бойы тұрақты.

Қорытынды. Табиғи сумен ақаба суды тазартудағы маңыздылығы сонымен қортындылай келе құрамы мен қасиеті мынадай анализдер бойынша анықталынады (иісі, түсі, дәмі, мөлдірлігі, температурасы, PH меншікті салмағы т.б. химиялық элементтері: **K, Na, Ca, Mg, Si** карбонат иондары (SO_3 , SO_2 , H_2S , NO_2) азот тотықтары (NO_2 , NO_3 , SO_4 , Cl) және кремний қышқылы, құрғақ қалдық т.б. табылады. Жоғарыда көрсетілгендей табиғи судан ақаба бір- бірінен күрделі айырмашылығымен сипатталады.

Казіргі кезде кранттан келетін суға, жеке су тазартқыш сүзгіштер кобейіп келеді. Мысалға аудандарда, қалаға жақын мекендеушілердіде суды тазалап ішілуде. Сүзгіш түрлері Amstar (Амстар) США- дан жасалынған және Швейцариядан шыққан түрі, бұндай фильтрлердің сүзгіштік қабилеті 5 мкр-20 мкр дейін барады -98%-ке тазартады.

Бұндай тазалағыштарда негізгі тотықтыру жүйесі озондау және көмір әдістерімен жүргізіледі. Қорыта айтқанда ішуге және пайдалануға тиімді мөлдірленген судың РН=6,5-8,6 суды пайдалану жүзеге асырылғаны дұрыс. Мысалы, зертханадағы ареометр көмегімен тәжірибеден 27-ші сәуірдегі судың меншікті салмағы $d=1000\text{ см}^3$ -ке тең, бұл дегеніміз стандартқа сай әрі сәйкестілі.

Әлгі күнге ақаба суын қандайша пайдаланған қазақ елінен естілмеді, дұрыс тәжірибеде жасалынбаған. Қорыта айтқанда ішуге жарамды су РН=7,5-ке тең, тап-за тазартылған ауыз суы.

Су тазартқыш құбырларды Атырау бойынша алдымен қала бойынша көбейтуді, әрі аудандарға да су тазартқыш құбырды пайдаланып ауыз суы қалын елге жүргізілсе деген ұсыныс бар.

Бәріміз көп болып негізгі маңыздылығы осы табиғи суды залалсыздандуда және тазалығына, судың мөлдірленуіне мән берелік, қорыта айтқанда адам ағзасы үшін, сондай-ақ тұрмыс қажеттілігіне жарату үшін керек екенін ұмытпайық. Табиғи және ағынды судың маңыздылығына сәйкестілі, адамның ұзақ өмір сүруіне қажеттілігі осы су көзі болып табылады. Әрі ақаба суды яғни ағынды суын тазартып пайдалану Қазақстан елі бойынша қажеттілі.

Пайдаланған әдебиеттер

1. Берниязова Д.Г., Канбетов А.Ш. Технология и методы очистки природных и сточных вод. Атырау; Астрахань-АИНГ, 2006 и 2018.
2. Берниязова Д.Г. Учебное пособие «Лабораторные работы по дисциплине «Технология и методы очистки природных сточных вод» г.Атырау; Типография ТОО Ак жайык. вып. 2010.
3. Лурье Ю.Ю. и др. Унифицированные методы анализа вод.-М.: «Химия» 1966 .С.24.

Рассматриваются технологические методы очистки природных и сточных вод.

Ключевые слова: Сточные воды, технология, природные воды, методы, очистка.

Technological methods selection for natural and waste water purification.

Keywords: Water, clean, pH, processing, coagulation, technology.

УДК 66-965.1

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЯНОГО КОКСА

Г. Казиханов, Э.Б. Жунусова (к.т.н., доцент), **А.С. Калауова** (к.х.н., доцент)

Атырауский университет нефти и газа

Коксование один из основных процессов термической переработки нефтяных фракций. Коксование нефтяных остатков применяется для целевого получения нефтяного кокса, используемого для изготовления анодов, графитированных электродов и других токопроводящих изделий. При коксовании получают также газ и жидкие фракции разного состава (бензиновая и другие более тяжелые фракции). Сырьем коксования могут быть гудроны, тяжелые газойли каталитического крекинга, асфальты, экстракты, тяжелые жидкие продукты пиролиза. Существует несколько модификаций процесса. Большое распространение получил полунепрерывный процесс в установки замедленного коксования. Коксование относится к вторичным процессам переработки нефтяного сырья и позволяет углубить процесс переработки нефти и получить из остаточного сырья ценный целевой продукт - нефтяной кокс различных марок, а также дополнительное количество газа, бензина и газойля.

Ключевые слова: кокс, установка замедленного коксования, гудрон.

Сырьем установок коксования являются остатки перегонки нефти - мазуты, гудроны, производства масел - асфальты, экстракты, термokatалитических процессов - крекинг-остатки, тяжелая смола пиролиза, тяжелый газойль каталитического крекинга. За рубежом, кроме того, используют каменноугольные и нефтяные пеки, гильсонит, тяжелую нефть и др. Основные требования к качеству сырья определяются назначением процесса и типом установки; в частности, для установок замедленного коксования при производстве электродного кокса содержание компонентов подбирается так, чтобы обеспечить, во-первых, получение кокса заданного качества (ГОСТ 22898-78), во-вторых, достаточную агрегативную устойчивость, позволяющую нагреть сырье до заданной температуры в змеевике печи; в-третьих, повышенную коксуюемость для увеличения производительности единицы объема реактора по коксу. Значения показателей качества сырья устанавливают экспериментально, исходя из сырьевых ресурсов конкретного завода.

Коксовые камеры - основной реакционный агрегат установок замедленного коксования. Эндотермический процесс коксования протекает в камерах за счет аккумулированной энергии, которую вторичное сырье поглощает в трубчатой печи. Камеры работают периодически, при этом циклическое изменение температуры составляет около 500 °С.

Конструктивно коксовая камера представляет собой сварной цилиндрический вертикально установленный пустотелый сосуд с верхним и нижним днищами. На различных установках камеры имеют разные размеры и изготовлены из разных материалов.

Коксовая камера установки замедленного коксования типа 21-10/3М показана на рисунке 1. Верхняя горловина 2 предназначена для ввода гидрорезака, а нижняя 5 - для выхода кокса и воды при гидровыгрузке. Корпус, днища, горловина и штуцеры изготовлены из двухслойной стали. Опора 9 представляет собой коническую обечайку высотой 2 м, приваренную по периметру горизонтальным швом к нижнему днищу. Снизу к обечайке приварено опорное кольцо 7, которое, в свою очередь, опирается на фундаментное кольцо. Для крепления к фундаменту опора камеры имеет лапы 8, выполненные в виде столиков. В верхней пластине столиков имеется отверстие, а в опорном кольце - вырез овальной формы, предназначенный для прохода фундаментного болта. Вырез расположен своей длинной осью по направлению радиуса кольца. Снаружи камера покрыта слоем изоляции толщиной 250 мм.

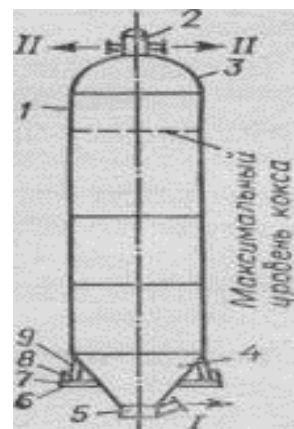


Рисунок 1.
Коксовая камера установки
замедленного коксования типа:
1 - корпус; 2, 5 - горловины;
3 и 4 - полушаровое и коническое днища;
6 - фундаментное кольцо; 7 - опорное кольцо;
8 - лапы; 9 - опора; / - сырье; // - пары

Установки замедленного коксования типа 21-10/300 и 21-10/600 оборудованы камерами диаметром 4,6 м, а установки типа 21-10 - диаметром 5 м. Особенность конструкции камеры установки типа 21-10/6 - корпус из нержавеющей стали марки X18H10T, допускающей температуру нагрева 525

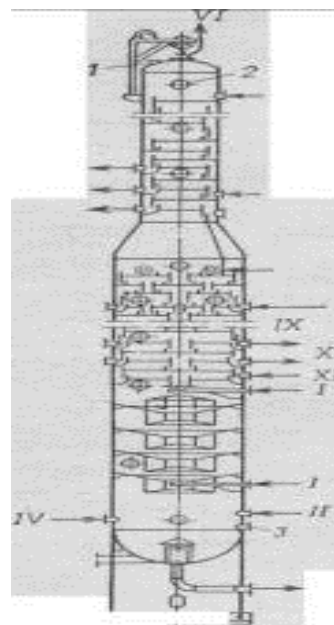
°С при рабочем давлении наверху 0,6 МПа. На расстоянии 1300 мм от верха цилиндрического корпуса расположены три штуцера Ду 50/25 для подачи с помощью форсунок антипенной присадки.

2 Ректификационный аппарат

Рисунок 2.

Ректификационная колонна установки 21-10/6:

- 1- штуцер для предохранительного клапана;**
2 - люк; 3 - штуцер для регулятора уровня;
/ - сырье; // - пары из коксовых камер; /// - остаток;
IV - пусковой газойль; V - легкий газойль;
VI - пары; VII - орошение;
VIII - пары легкого газойля;
IX - верхнее циркуляционное орошение;
X - фракция тяжелого газойля;
XI - пары тяжелого газойля



На действующих установках замедленного коксования реакторный блок включает от двух до четырех камер. Для предотвращения выноса пены из реакционной камеры предусмотрен контроль за максимальной высотой заполнения камер коксом с помощью радиоактивных сигнализаторов уровня. По этой же причине высота заполнения камер равна 14-17 м, что составляет 55-65% от реакционного объема камер.

Ректификационная колонна предназначена для разделения продуктов коксования, поступающих из коксовых камер, на отдельные фракции: газ, бензин, легкий и тяжелый газойль. Кроме того, в колонне проводят нагрев исходного сырья и его разбавление газойлевыми фракциями путем прямого контакта с горячими продуктами из коксовых камер.

Колонна представляет собой сварной цилиндрический вертикально установленный аппарат переменного сечения с коническим переходом. Диаметр корпуса в широкой части 4,5 м, в узкой 2,6 м. Широкая часть корпуса биметаллическая (стали 16ГС и 0Х13), переходная и узкая части - из стали 16ГС.

Толщина стенки корпуса в верхней части 20 мм, в нижней - 32 мм. Верхнее эллиптическое днище изготовлено из стали 16ГС (толщина стенки 20 мм), нижнее полушаровое - из сталей 16ГС и 0Х13 (толщина стенки 26 мм).

Внутри колонны имеется 37 тарелок. Четыре каскадные тарелки, на которых первичное сырье контактирует с парами, выходящими из коксовых камер, расположены в испарительной части аппарата. Над верхней каскадной тарелкой установлен распределитель для равномерного распределения первичного сырья. Предусмотрен ввод сырья также под нижнюю каскадную тарелку. Над каскадными тарелками в широкой части аппарата расположены 13 тарелок с S-образными элементами. Из них нижние девять тарелок двухпоточные, остальные - четырехпоточные.

В узкой части колонны расположено 20 прямоточных однопоточных клапанных тарелок. Клапанные тарелки рассчитывают так, чтобы при небольшой производительности по парам работали только легкие клапаны, а при значительной - все клапаны. Клапанные тарелки обеспечивают работу в сравнительно широком диапазоне нагрузок по потоку паров и жидкости. Недостаток их - возможность

засорения или закоксовывания.

На действующих установках замедленного коксования применяют радиантно-конвекционные трубчатые печи шатрового типа, а также типа ГС для термообработки вторичного сырья и типа ГН для нагрева сырья и теплоносителя.

Узкокамерные печи ГС и ГН имеют верхний отвод дымовых газов; ГС - вертикально-факельного сжигания топлива с одной камерой радиации; ГН - объемно-настильного сжигания топлива с двумя камерами радиации. Камера конвекции у печей обоих типов расположена над камерой радиации. На установках замедленного коксования применяют вариант этого типа печей - с двухпоточной конвекционной камерой, разделенной поперечной металлической перегородкой.

Таким образом, спроектирована установка замедленного коксования мазута. Выбрана соответствующая реакционная аппаратура, рассчитаны основные размеры камеры коксования для производительности 650 000 млн. т/год.

С учетом всех вредных производственных факторов предусмотрены мероприятия, предотвращающие их негативное воздействие на здоровье человека. Установка спроектирована по всем правилам безопасности на нефтеперерабатывающих заводах.

Предусмотрены также мероприятия по охране окружающей среды: установка относится к 3-му классу опасности предприятия.

Установка полностью автоматизирована с использованием новейших приборов автоматики, обеспечивающих высокую эффективность и безопасность ее эксплуатации.

Производство характеризуется сравнительно высокими технико-экономическими показателями. Это обусловлено тщательным планированием, высокой степенью использования материальных ресурсов, сокращением числа рабочих, а также низкой себестоимостью исходного сырья.

Список литературы

1. Агабеков В.Е., Косяков В.К., Ложкин В.М. Нефть и газ. Добыча комплексная переработка и использование. Мн.:БГТ, 2003, 376 с.
2. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Гилем, 2002, 672 с.
3. Коньям Я., Зелькинд Е.М., Шершун В.Г. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность зарубежом М.: Химия, 1986, 184 с.
4. Варфоломеев Д.Ф., Фрязинов В.В., Валявин Г.Г. Висбрекинг нефтяных остатков. М.: ЦНИИТЭНефтехим, 1982.
5. Волошин Н.Д., Гимаев Р.Н., Давыдов Г.Ф. Термический крекинг нефтяных остатков и дистиллятов. -Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1982.
6. Гуреев А.А., Сюняев З.И. Интенсификация некоторых процессов переработки нефтяного сырья на базе принципов физико-химической механики. -М.: ЦНИИТЭНефтехим, 1984.
7. Морозов Ю.М. Расчеты и исследования химических процессов нефтепереработки. -М.: «Химия», 1973, С. 182.
8. Нагиев М.Ф. Исследование в области переработки нефтяных остатков и химического использования ее продуктов. Баку: Изд-во АН, 1976.

Кокстеу - бұл мұнай фракцияларын термиялық өңдеудің негізгі процестерінің бірі. Мұнай қалдықтарын кокстеу анодтарды, графитталған электродтарды және басқа өткізгіш бұйымдарды жасау үшін пайдаланылатын мұнай коксты өндіруге бағытталған. Кокстауда сондай-ақ түрлі композицияның газ бен сұйық фракциялары (бензин және басқа ауыр фракциялар)

алынады. Кокстау шикізаты болып шайыр, ауыр каталитикалық крекингтік газ майлары, асфальт, экстракттар, ауыр сұйық пиролиз өнімдері болуы мүмкін. Процестің бірнеше модификациясы бар. Баяу кокстеу қондырғысында жартылай өткізгіш процесс кеңінен қолданылды. Кокстау темекі шикізатын өңдеудің қайталама процестеріне жатады және мұнай өңдеу процесін тереңдетуге және қалдық шикізаттан құнды мақсатты өнім - әртүрлі маркалы мұнай кокосын, сондай-ақ қосымша газ, бензин мен газ майын алуға мүмкіндік береді.

Түйін сөздер: кокс, баяу кокстеу қондырғысы, гудрон

Coking is one of the main processes of thermal processing of oil fractions. Coking of oil residues is used for the purpose of obtaining petroleum coke used for the manufacture of anodes, graphite electrodes and other conductive products. Coking also produces gas and liquid fractions of different composition (gasoline and other heavier fractions). Raw materials of coking can be tars, heavy gas oils of catalytic cracking, asphalt, extracts, heavy liquid pyrolysis products. There are several process modifications. A semi-continuous process in the delayed coking unit is widely used. Coking refers to the secondary processes of processing of petroleum raw materials and allows to deepen the process of oil refining and to obtain from the residual raw material a valuable target product - petroleum coke of various brands, as well as an additional amount of gas, gasoline and gas oil.

Keywords: coke, delayed coking unit, tar

УДК 628.543

ХАРАКТЕРИСТИКА УГЛЕВОДОРОДООКИСЛЯЮЩИХ МИКРООРГАНИЗМОВ И АНАЛИЗ БИОПРЕПАРАТОВ НА ИХ ОСНОВЕ

А.К.Мухтаров (к.х.н., доцент)

Евразийский Национальный университет им.Л.Н.Гумилева. г.Астана

Abilkhas@mail.ru

Результаты, полученные многочисленными учеными, говорят о том, что ассоциации бактерий способны наиболее подробно и быстро разлагать углеводородные субстраты по сравнению с отдельными их штаммами.

Темпы микробной деградации углеводородов нефти зависят от большинства условий, для интенсификации данного процесса требуется оптимизация условий для роста и развития бактерий. Ключевыми природными факторами, воздействующими на интенсивность углеводородоокисляющих бактерий, считаются температура, условия влажности и аэрации, кислотность грунта, снабженность элементами минерального питания, интенсивность солнечного света.

Подходящими для формирования углеводородоокисляющих бактерий в почвах считают мезофильные условия – 20-30°C, простые способы поддержания подходящей температуры позволяют повысить эффективность очистки загрязненной почвы.

Нефтеоокисляющие микроорганизмы не могут развиваться в полностью обезвоженной среде. Наилучшими условиями влажности для них являются 60% от полной влагоемкости.

Оптимизация водного режима почв обеспечивается откачкой грунтовых вод или, наоборот, применением оросительных систем для предотвращения ее высыхания, а также использованием полиэтиленовой пленки для сохранения необходимого уровня влажности.

Ключевые слова: микроорганизмы-деструкторы, ключевые природные факторы, почвенные микробиоты, нефтезагрязненность почв, структурообразующие субстраты, рекультивация, биопрепараты.

Функциональная активность комплекса почвенных бактерий, способных обеспечить полную минерализацию нефти и нефтепродуктов до углекислого газа и воды значимым образом воздействует на разложение нефти в почве. В ходе деградации нефти участвуют различные группы почвенной

микробиоты: бактерии, дрожжи, микроскопические грибы и актиномицеты. Как правило, в сообществе микроорганизмов-деструкторов доминируют бактерии, характеризующиеся способностью к усвоению широкого спектра углеводов, в том числе и ароматические. Наиболее типичными обитателями нефтезагрязненных почв, способными разлагать разнообразные углеводороды, считаются бактерии родов *Pseudomonas*, *Bacillus*, *Arthrobacter*, *Micrococcus*, *Nocardia*, *Acromobacter*, *Aeromonas*, *Serratia*.

В комплексах микроскопических грибов более действующие деструкторы нефтепродуктов были найдены из числа представителей родов *Aspergillus*, *Penicillium*, *Cladosporium*, *Fusarium*, *Graphium*, *Mortierella*, *Gliocladium*, *Trichoderma*.

Поскольку процессы разрушения нефти в большей степени окислительные, доступность кислорода считается одним из лимитирующих факторов. Степень продуктивности процесса очистки в значительной мере обуславливается интенсивностью аэрации загрязненных нефтью почв. По этой причине в переувлажненных либо неструктурированных почвах с тяжелым механическим составом разложение нефтепродуктов почти отсутствует. Обработка загрязненной нефтью почвы, способствующая обеспечению доступа кислорода в зону микробной деградации нефти, значительно стимулирует процесс рекультивации. При этом происходит активирование жизнедеятельности углеводородокисляющих бактерий, улетучиваются легкие фракции нефти, снижается глыбистость почвенных частиц. Ключевыми видами обработки загрязненных почв, обеспечивающими интенсивную жизнедеятельность микрофлоры, считаются вспашка, рыхление, боронование, дискование.

В следствии биологической обработки нефтяного загрязнения биопрепаратами в окружающей среде остаются легко разлагающийся бактериальный белок, никак не требующий дальнейшей утилизации, и нетоксичные продукты разложения нефти. Продукты жизнедеятельности микроорганизмов и сами отмирающие бактерии легко усваиваются аборигенной микрофлорой, предоставляя основу для образования гумуса (при применении препарата с целью очищения грунта) либо образуя донный ил (в случае использования на воде). Уровень очищения зависит от начальной величины загрязнения, вида нефтепродукта и механического состава почвы [1]

Грамотрицательные бактерии рода *Acinetobacter* - свободноживущие гетеротрофы, обнаруженные в почве, воде, сточных водах и пище. Некоторые представители *Acinetobacter* присутствуют даже в составе кожной микрофлоры человека. Таким образом, мы видим, что представители *Acinetobacter* распространены буквально повсюду. Их метаболическая многофункциональность обозначает, что они имеют все шансы играть значительную роль в коммерчески значимых промышленных процессах, а кроме того в биологическом разложении ряда веществ, загрязняющих окружающую среду, - *Acinetobacter* (в составе микробных сообществ) разлагает соединения, вредные для многих бактерий. Многие представители рода способны выделять полимеры, эмульгирующие углеводороды и нефть, делая эти субстраты доступными с целью разложения в водной среде [2].

Из литературных источников нам стало известно, что внесение в почву структурообразующих субстратов, таких как опилки, торф и т.д., очень хорошо воздействует на биоремедиацию, так как подобные субстраты, во-первых, служат сорбентами нефтепродуктов, а во-вторых, делают лучше аэрацию почвы. Однако при этом может появиться конкурентная борьба между нефтедеструкторами и целлюлозолитиками за источники азота. По этой причине одним из решений этой трудности является прибавление к консорциуму штаммов diaзотрофов, способных к фиксации азота и накоплению его в наиболее доступной, удобной форме для нефтедеструкторов. Таким образом, использование консорциума из штаммов *Acinetobacter* и diaзотрофов, таких как *Azospirillum*, может быть весьма перспективным методом очистки нефтяных загрязнений [2-4].

Выбор активного микроорганизма-деструктора углеводородных загрязнителей должен проводиться с учетом ряда требований.

Во-первых, их применение должно быть абсолютно безопасно для человека и окружающей среды, т.е. микроорганизмы не должны быть патогенными, способствовать накоплению микробных токсинов, мутагенных или высокотоксичных промежуточных продуктов распада ксенобиотиков, ухудшать экологическую обстановку на рекультивируемой территории.

Во-вторых, биопрепараты должны быть эффективными, т.е. по скорости и полноте разложения ксенобиотика превосходить микроорганизмы, обитающие на участке, подлежащем восстановлению.

В-третьих, интродуцируемые микроорганизмы должны быть устойчивы к неблагоприятным факторам среды. Желательно также иметь возможность контролировать развитие и распространение в рекультивируемом грунте микроорганизмов биопрепарата. Этому может способствовать их хорошо узнаваемая морфология, наличие биохимических или генетических маркеров. Основой для разработки биопрепаратов-деструкторов служат штаммы микроорганизмов, выделенные из загрязненных почв, которые подвергают селекции, генетической модификации с целью повышения деструктивной активности и адаптируют к новому месту обитания.

Количество биопрепарата определяется, исходя из установленных сроков очистки и уровня загрязнения, и составляет 1 часть биопрепарата на 100–10000 частей углеводородов нефти. Время очистки увеличивается при снижении дозы биопрепарата и титра живых клеток, возрастании уровня загрязнения, отклонении температуры, pH, влажности и других факторов от оптимальных значений. При прочих равных условиях наибольшее количество биопрепаратов требуется для утилизации сырой нефти и мазута, наименьшее — с целью утилизации жидких парафинов, светлых нефтепродуктов.

Перед внесением биопрепарата осуществляют вспашку грунта, введение мелиорантов и структураторов, стартовой дозы минеральной подкормки. Смесь минеральной подкормки вносят в почву за 2–3 сут. до обрабатывания биопрепаратом. По завершении агрономелиоративных работ подготавливают рабочую суспензию биопрепарата. В препаратах, поставляемых в виде порошков, бактерии пребывают в состоянии покоя. С целью извлечения активных клеток следует осуществить их мягкий вывод из покоящегося состояния. При проведении очистных работ в полевых условиях для перевода клеток в активное состояние отмеренное количество порошка биопрепарата разводят в воде с добавленными минеральными солями (к примеру, с аммофоской либо диаммофоской) при обычном соотношении биопрепарата и воды 1:10 — 1:50. Содержание азота (в форме NH_4^+) в рабочей суспензии должно составлять 0,3–0,7 кг действующего вещества на 1 м³, фосфора (P_2O_5) — 0,3–0,6 кг на 1 м³, калия (K_2O) — 0,25–0,35 кг на 1 м³. Полученную базовую суспензию перемешивают в течение 4–18 ч. при барботировании воздуха и температуре 20–30 °C. Срок хранения суспензии должен составлять не более 5 сут. Приготовленная базовая суспензия активированного биопрепарата, размещенная в емкость для изготовления рабочей суспензии, разбавляется технической водой в 100–1000 раз (степень разбавления зависит от метода внесения биопрепарата и применяемых технических средств); в нее присоединяют расчетное количество минеральных удобрений (50–200 кг аммиачной селитры, аммофоса либо диаммофоса в 1 га в зависимости от степени загрязнений, содержания биогенных элементов в почве), и содержимое неоднократно перемешивается по мере обрабатывания загрязненных объектов. Промывочные воды после применения рабочего раствора сливают на загрязненную почву или воду. Уже после подготовительных мероприятий препарат вносят на загрязненный участок из расчета 6–10 л суспензии в 1 м³ очищаемой поверхности.

Обработка рабочими суспензиями небольших площадей ведется вручную, а при существенных поверхностных загрязнениях уже можно проводить с помощью дождевальных установок, поливочных и пожарных машин, насоса (брандспойта) для подачи рабочего раствора на поверхность. Для обработки обширных загрязненных территорий может применяться сельскохозяйственная авиация. Биообработку следует проводить в утреннее, вечернее время или в пасмурную погоду. Биопрепарат запахивается в грунт, поскольку температура окружающей среды выше 40 °С и солнечная радиация угнетает микроорганизмы биопрепарата. Если предварительная обработка загрязненных участков почв перед внесением биопрепарата невозможна, то тогда уже используют многократную обработку биопрепаратами с корректировкой pH и внесением удобрений.

Активный процесс биодеструкции протекает 3–10 недель, затем уже наблюдается медленное снижение содержания углеводородов нефти. На начальных стадиях скорость биодеструкции может быть повышена повторными внесениями препарата (2–3 приема) в рекомендуемых или повышенных дозах. Минеральную подкормку путем внесения в почву раствора минеральных удобрений (50–200 кг аммиачной селитры, аммофоса или диаммофоса на 1 га) вносят через 3–4 недели после первичного внесения биопрепарата. Нормы внесения биопрепаратов и минеральных удобрений корректируются в процессе очистки объектов, исходя из результатов контрольных определений содержания нефтепродуктов, азота и фосфора в почве [4,5].

Выводы. Препараты для очистки природных сред должны отвечать ряду требований:

- быть получены на основе непатогенных штаммов, выделенных из природных ценозов или селекционированных в лаборатории;
- не содержать патогенных инфицирующих микроорганизмов;
- микроорганизмы биопрепаратов должны иметь высокие технологические показатели: способность к росту и накоплению биомассы в промышленных ферментерах больших объемов; высокая конкурентоспособность по отношению к сопутствующей микрофлоре ферментера, позволяющая проводить процесс в не строго асептических условиях; сохранение жизнеспособности при высушивании и длительном хранении;
- быть технически простыми в использовании и экономически приемлимыми;
- обеспечивать эффективное снижение уровня загрязнения без образования опасных промежуточных и конечных продуктов трансформации и не оказывать неблагоприятного воздействия на окружающую среду;
- дозы препаратов, интродуцированных в окружающую среду, должны активировать самоочищающую способность природных биоценозов, не разрушать их структуру и функции, не стимулировать рост патогенных микроорганизмов.

Список литературы

1. Барышникова Л.М., Грищенков В.Г., Аринбасаров М.У., Шкидченко А.Н., Боронин А.М. Биодegradация нефтепродуктов штаммами-деструкторами и их ассоциациями в жидкой среде // Прикл. биохим. микробиол. - 2001. - Т. 37, № 5. - С. 542-548.
2. Каюкова И.П., Гарейшина А.З., Егорова К.В. Нефть и нефтепродукты – загрязнители почвы // Химия и технология топлив и масел. – 1999. - № 5. – С. 37-43.
3. Кузнецов А.Е., Градова Н.Б. Научные основы экобиотехнологии. - М.: Мир, 2006. - С. 366.
4. Сафарова В.И., Шайдулина Х.Ф., Фаухутдинов А.А., Сафаров А.М., Магасумова А.К. Организация мониторинга природных сред во время крупной аварии на магистральном

нефтепроводе // Материалы междун. научно-технической конф. «Наука - Образование - Производство в решении экологической проблемы. – Уфа, 2006. - С. 126-128.

5. Мишустин Е.Н. Ассоциации почвенных микроорганизмов. – М.: Наука, 1975. - 105 с.

Мұхтаров Ә.Қ.

Көмірсутектотықтырғыш миктоағзалардың сипаттамасы және олардың негізінде дайындалған биопрепараттарға сараптама

Ғалымдардың көптеген еңбектеріне сүйенетін болсақ, жекелеген штамдарға қарағанда бактериялар ассоциясы көмірсутек субстраттарын тез әрі ауқымды ыдыратуға қабілетті.

Мұнай көмірсутектерінің микробтық деградациялану жылдамдығы көптеген факторларға тәуелді және бактериялардың өсіп-өну тиімді жағдайларын қалыптастыруды талап етеді.

Көмірсутектерді тотықтырғыш ағзалардың қарқындылығына әсер ететін маңызды табиғи көрсеткіштер температураға, ылғалдылық және аэрацияға, топырақ қышқылдылығына, минералды қоректік элементтермен қамтамасыз етілуіне, күн сәулесіне тәуелді.

Осы тотықтырғыш миктоағзалардың қалыптасуына қолайлы жағдай мезофильді 20-30⁰С есептеліп, ластанған аймақты тазалау тиімділігі артады. Мұнай тотықтырғыш ағзалар сусыз ортада дамымайды. Олар үшін ең қолайды ылғалдылық көрсеткіші 60%.

Топырақтағы судың тиімді көрсеткіші жер асты суларын шығару немесе, керісінше, кеуіп кетуден сақтау үшін суландыру жүйелерін пайдаланумен қамтамасыз етіледі, сонымен қатар қажетті ылғалдылық деңгейін сақтау мақсатында полиэтилен пленкаларын пайдаланамыз.

Түйін сөздер: миктоағза-деструкторлар, шешуші табиғи факторлар, топырақ микробиоталары, мұнаймен топырақ ластануы, структуратүзуші субстраттар, рекультивация, биопрепараттар.

A.K.Mukhtarov

Characteristics of hydrocarbon-oxidizing microorganisms and analysis of biological products based on them

The results obtained by numerous scientists indicate that bacterial associations are able to decompose hydrocarbon substrates in the most detailed and rapid way in comparison with their individual strains.

The rate of microbial degradation of petroleum hydrocarbons depends on most conditions, in order to intensify this process, optimization of the conditions for bacterial growth and development is required. The key natural factors affecting the intensity of hydrocarbon-oxidizing bacteria are temperature, humidity and aeration conditions, acidity of the soil, supply with elements of mineral nutrition, intensification of sunlight.

Suitable for the formation of hydrocarbon-oxidizing bacteria in soils are mesophilic conditions - 20-30⁰С, simple methods of maintaining a suitable temperature make it possible to improve the efficiency of cleaning contaminated soil. Nefteokislyayuschie microorganisms can not develop in a completely dehydrated environment. The best moisture conditions for them are 60% of the total moisture capacity. Optimization of the water regime of soils is provided by pumping groundwater or, conversely, using irrigation systems to prevent its drying, and using polyethylene film to maintain the required moisture level.

Keywords: microorganisms-destructors, key natural factors, soil microbiota, oil contamination of soils, structure-forming substrates, reclamation, biological products.



УДК 621

ЭЛЕКТРЭНЕРГЕТИКА НЫСАНДАРЫНДАҒЫ ЭЛЕКТРМАГНИТТІК ҮЙЛЕСІМДІЛІК

Д.У. Кульжанов, И.М.Ескалиев, А.И.Исмагулова

Атырау мұнай және газ университеті

Электрэнергетикадағы электрмагниттік үйлесімділік шараларын қарастырып, оған қатысты электрмагниттік кедергілердің қаншалықты әсер ету жолдарын анықтау мақсатымен орындалды. Электрмагниттік кедергі көздерінің және техникалық жүйелердің орналасуын талқылау жолдары қарастырылған.

Түйін сөздер: электрмагниттік үйлесімділік, электромагниттік ауытқулар.

Электромагниттік үйлесімділіктің теориялық және практикалық мәселелері қазіргі уақытта қызығушылығын арттыру ретінде айтарлықтай байқалады. Қазіргі кезеңде электртехникалық кешендердің электрмагниттік кедергілері микропроцессор, электронды – есептеу техника және микроэлектронды басқару құрылғы базасындағы автоматты басқару жүйесімен қанығуда. Сонымен қатар қондырылған генерациялайтын және тұтынатын нысандардың қуаты артуда. Электрмашиналардың, трансформаторлардың, электртасмаздау желілерінің және басқа құрылғылардың асқын өткізгішті орамаларын құрастыру жұмыстары жүргізілуде. Қуатты электрмашиналарының жанында басқару жүйесінің элементіне кері әсерін тигізетін және олардың номиналды жұмысын бұзатын сыртқы магниттік өріс пайда болады.

ЭМК әсері электрэнергетика нысандарына электрмагниттік өріс арқылы болады. Электрмагнитті өрістің кез келген жерге өтуіне байланысты уақыттың бір мезгілінде бірнеше электрмагнитті кедергі көздері болады. Шынайы шарттарда олар жекелеген техникалық құралдардың жұмысымен бірге толық энергосының жұмысының тұрақты жұмысына әсерін тигізуінің себебінен бұл нысандардың жұмыс сапасының төмендеуіне немесе істен шығуына әкеліп соғады. Бұның барлығы электрмагниттік жағдайдың салдары болып табылады. Осылайша, кеңістіктің берілген аумағындағы электрмагниттік жағдай электрэнергетика нысандарының жұмыс атқару сапасына әсер ететін (толық істен шығару, уақытша істен шығару) электрмагниттік өрістің жиынтығы болып табылады. Егер электрэнергетика нысандарындағы жұмыс атқару сапасы бұзылмаса, онда электрмагнитті жағдай қолайлы болып табылады, ал керісінше жағдайда қолайсыз болып табылады [1].

Электрмагнитті жағдайды құрайтын ұйымдасқан немесе техникалық сипаттағы тапсырмаларды шешу кезінде, қолданыстағы және болжамдағы электрмагнитті жағдайлар қарастырылады. Егер электрмагнитті кедергі көздері алдын ала белгілі және орналасу жерлері өзгермейтін жағдайда электрмагнитті жағдай қолданыстағы деп анықталады.

Практикада негізінде болжамдағы электрмагниттік кедергі көздеріне алдын ала электрмагнитті жағдай құрылымына қатыспаған найзағай, қысқа тұйықталу және т.б. құраушылар қосылады.

Электрмагниттік жағдай уақытқа қатысты тұрақты немесе тұрақсыз болады. Тұрақсыз ЭМЖ электрмагниттік кедергі көзінің деңгейі уақытқа қатысты өзгергенде (доғалық пештің кедергілері, жабыстыру машина, электрмашиналарының реттегіш түрлендіргіштері) туылады.

Электрмагниттік жағдайдың ішкі сипаттамаларының құрылуына әсер етеді:

- Электрмагнитті кедергі көздері мен энергетикалық сипаттамаларын түрлері;
- Электрмагниттік кедергінің сәулелену амплитудасы мен уақыты (жиілік) сипаттамалары;
- Электрмагниттік кедергінің сәулелену поляризация сипаттамалары;
- Электрмагниттік түрінде қоршаған ортаның мемлекеттік қоршаған орта;
- Электрмагниттік сәуленің көзінен техникалық жүйеге дейін қашықтық.

Берілген аймақтағы электрмагниттік жағдай сипаттамасы мен түзелу процессін анықтауда электрмагниттік ортаны сипаттау түрлері маңызды рөл ойнайды. Электр магниттік жағдайды аналитикалық тұрғыда талдаудың үш тәсілі бар: электродинамикалық, энергетикалық және ықтималдық.

Электрдинамикалық тәсіл көп таралған және кең қолданыста. Ол максвеллдің дифференциалдық теңдеулер жүйесін шешуде және ЭМК тарату көздерінің берілген нүктеде немесе аймақта кернеуліктің электрлік (Е) және магниттік (Н) мәндерін табуға қолданылады.

Санды электрмагнитті өрісті кеңінен мәлім электрдинамикалық потенциал арқылы сипаттау ыңғайлы: скалярлы және векторлы декарттық координата жүйесінде келесідей өрнектеледі [2]:

$$\varphi(x, y, z, t) = \frac{1}{4\pi\epsilon} \int_V \frac{q(t - \frac{r}{c})}{r} dV;$$

$$A(x, y, z, t) = \frac{\mu}{4\pi} \int_V \frac{\delta(t - \frac{r}{c})}{r} dV;$$

Мұнда:

ϵ – ортаның диэлектрлі өтімділігі, ф/м;

t – уақыт, с;

r – радиус (координата, қашықтық), м;

c – жарық жылдамдығы,

$c = 3 \cdot 10^8$ м/с; μ - ортаның магниттік өтімділігі, Гн/м;

δ – ток тығыздығы, А/м.

Көлемді тығыздықпен толтырылған зарядтармен $q(x, y, z, t)$ және $\delta(x, y, z, t)$ тығыздықты токпен интеграциялау барлық кеңістікке таралады.

Егер электрдинамикалық потенциалдар белгілі болса, электрлік Е және магниттік Н кернеуліктің векторлары жеңіл анықталады.

$$E = -grad\varphi - \frac{\partial A}{\partial t};$$

$$H = rotA;$$

Егер сәулеленудің бірнеше көздері бар болса, электрмагниттік өрістер суперпозиция принципін электрмагниттік жағдай негізінде берілген аумақта бір біріне әсер етпеген жағдайда сәулелену көздерінің өрістердің жалпы мәнімен анықталады.

Энергетикалық тәсіл тек электрмагнитті энергияның рецепторында өндірілетін қуатты білу керек болғанда қолданылады.

Мысалы, біртекті жазық электрмагнитті толқынның Е және Н векторлары өзара перпендикулярлы, біртекті және таралу бағытына перпендикулярлы кез келген жазықтың фазасында. Онда, электрмагниттік энергияның рецепторында өндірілетін қуатты және қуаттың орташа тығыздығын анықтау келесі түрде болады [3]:

$$P = F\Phi_{cp};$$

$$\Phi_{cp} = E_{max}^2 / (2\xi_0) = H_{max}^2 \xi_0 / 2,$$

Мұнда:

F – электромагниттік толқынның өрісіне кірген рецептор ауданы;

Φ_{cp} – нақты жиіліктегі толқынның орташа қуат тығыздығы;

E_{max}, H_{max} – электрлік және магниттік өрістердегі кернеуліктің амлитудалық мәндері;

ξ_0 – бос кеңістіктің толқынды кедергілері; $\xi_0 = 120\pi$ Ом.

Тәсілдердің ықтималдылығы техникалық құралдың сенімділік сипаттамаларын анықтағанда кеңінен қолданылады. Электромагниттік жағдай саны жағынан электромагниттік кедергілер деңгейлерінің техникалық құралдың жұмыс істеу қабілетін сақтау шартынан асып кету ықтималдылығымен бағаланады.

Электромагниттік кедергі көздерінің алуан түрлілігін ескере отырып, отандық және шет елдік практикада электромагниттік жағдайдың қоршаған ортаның типтік кластарын енгізу арқылы стандартталған сипаттаудың ықшамдалған рәсімі енгізілген. [4].

Электромагниттік жағдайының әр классы үшін халықаралық электртехникалық комиссия және басқа ұлттық стандарттарда электромагниттік кедергінің түрлі деңгейлеріне орнатылады.

Қорытынды. Электромагниттік кедергінің әсері электроэнергетика нысандарында электромагниттік өріс арқылы болады. Электромагнитті өрістің кез келген жерге өтуіне байланысты уақыттың бір мезгілінде бірнеше электромагниттік кедергі көздері болады. Электромагниттік үйлесімділік шарттарын анықтау үшін күрделі сұлбалар мен кешендер жеткілікті, олардың ішкі электромагниттік жағдайын талдау керек, яғни жүйе ішіндегі электромагниттік кедергілерін білу керек. Жүйе қаншалықты күрделі болса, соншалықты жүйе ішіндегі электромагниттік кедергіні тиянақты талдаймыз. Жоғары вольтты жиілікті – реттелетін асинхронды электр жетектерінің ерекшеліктері өзіндік мұқтаждықтарын механизмдерін, қорек сорғыларын, тораптық суды, үрлейтін желдеткіштерді реттеу үшін жылу электр стансаларында олардың кең ауқымды пайдалануын анықтады.

Қазіргі уақытта өндірістік кәсіпорындарда көптеген электр қабылдағыш-тарды басқару үшін әртүрлі электронды есептеу машина түрлері пайдаланылады. Энерго-жүйелерінде әртүрлі ақпараттарды өңдеу үшін электронды есептеу машинасы кең қолданылады. Сонымен бірге электромагниттік кедергілер электронды есептеу машинасы қоректенетін тораптың болуын оның жұмысының тоқтап және өшіп қалуына әкелуі мүмкін.

Әдебиеттер тізімі

1. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф.Дьяков, И.П.Кужекин, Б.К.Максимов, А.Г.Темников; - М.: Издательский дом МЭИ, 2009.
2. Пантелеев В.И. ЭМС для технологических систем, электрических сетей, систем электроснабжения рельсового транспорта, подземных коммуникаций: учебное пособие в 3-х ч. Ч. 1. Электромагнитное влияние/ В.И.Пантелеев, В.Н.Яковлев. – Красноярск: ИПЦ,КГТУ, 2006.
3. Электромагнитная совместимость электрооборудования электроэнергетики и транспорта: учебное пособие/В.Н.Яковлев, В.И.Пантелеев, В.П.Суров. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 588 с.
4. Хабигер Э. Электромагнитная совместимость: пер. с нем./ А.И.Шваб. – М.: Энергоатомиздат, 1995.

В статье рассмотрены способы электромагнитной совместимости в электроэнергетике и связанные с ним меры влияния электромагнитных помех. Проанализировано расположение технических систем и источников электромагнитных помех. В данной работе имеются основы теории электромагнитной совместимости, наряду с этим рассмотрены понятия источника и приемника помех.

Ключевые слова: электромагнитной совместимости, электромагнитные помехи.

Electromagnetic compatibility in electric power facilities

Kulzhanov D.U., Yeskaliyev I.M., Ismagulova A.I.

Atyrau University of Oil and Gas

In the article methods of electromagnetic compatibility in electric power industry and related measures of electromagnetic interference influence are considered. The location of technical systems and sources of electromagnetic interference is analyzed. In this paper, there are fundamentals of the theory of electromagnetic compatibility, along with the concepts of the source and receiver of interference are considered.

Key words: electromagnetic compatibility, electromagnetic interference.

УДК 621.315:006

ЭЛЕКТР ЭНЕРГИЯСЫНЫҢ САПАСЫН БАҚЫЛАУ ЖӘНЕ МЕМЛЕКЕТТІК СТАНДАРТТАР МӘСЕЛЕСІ

Б.М. Махметов (т.ғ.к., доцент), **Н. Аяпбергенов** (магистрант)

Жәңгір Хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университет, Орал қ.,

n.ayapbergenov@gmail.com

Бұл мақалада, электр сапасын бағалау ағымдағы мемлекеттік стандарты бойынша ақпаратты қамтамасыз билік кешенді бағалау проблемасы және ұйымдастырады және оларға анықтама ауытқу мәндерді көрсетеді қалыпқа электр сапасын ұйымдастыруды ұсынды. Бұл электр сапасын өңдеу тиімділігін арттыру сияқты, станцияларды автоматтандыру және электр станцияларының аясынан үшін маңызды болып табылады проблема, жауап олардың диагностикасы мен жылдамдығын жақсартады. Зерттеу нәтижесінде электр энергетикасы кәсіпорындарының ақпараттық және басқару жүйелерінде іске асырылуы мүмкін толық шешім қабылданды.

Түйінді сөздер: электр қуаты, кернеу, жиілік, жарықтандыру, протокол, мониторинг, анықтамалық мәні.

Мәселенің қойылуы: Физикалық құбылыс ретінде, сонымен қатар белгілі бір сапасы мен нарық талаптарына сай болуы тиіс тауар ретінде қарастырылады. Электр қуаты нарықтық қатынастардың дамуына байланысты «Электр энергетикасы туралы» Федералдық заң, техникалық регламенттер мен басқа да міндетті талаптарға [1] сәйкес электр және оның сапасын сенімді қамтамасыз ету үшін тұтынушыларға жауапты энергиямен жабдықтаушы компаниялардың және электр жеткізушілерді анықтайды. Сондықтан желі сапасын бақылау үшін үздіксіз жұмысын қамтамасыз ету - инженерлер үшін маңызды міндет. Электр параметрлеріне арналған қолданыстағы ГОСТ қарастырайық, электр сапасы тізімін тексеруге, олардың нормаланған мәндері, оның сапасын

бақылау станцияларында электроэнергия сапа көрсеткіштері беру қолданыстағы әдістерін қарастырылады.

Қазақстанда Электр желілері немесе тұтынушылар электр қондырғылары орналасқан жерлерде 50 Гц жиіліктегі үш фазалы және бір фазалы айнымалы ток электр желілерінде электр энергиясының электр желілерінде электр энергиясының сапасы бойынша индикаторлар мен нормалар «Электр энергетикасы» ГОСТ 32144-2013 Мемстандарттық стандарты бойынша белгіленеді. Техникалық құралдардың үйлесімділігі - электромагниттік. Жалпыға бірдей электрмен жабдықтау жүйелерінде электр энергиясының сапасы нормативтері» (2013 ж., 22 шілде).

Ескі стандарттар көбінесе желінің қуатын электр энергиясымен жеткізушілерден талап етуге мүмкіндік бермеді. Біріншіден, электр қуаты стандарты жаңа электр қуатымен және шетелдік қуат талаптарымен қазіргі сандық емес, ескі тұрмыстық техникаға бағытталған. Екіншіден, жаңа ГОСТ тұтынушылар үшін жақсырақ әрі түсінікті болды. Үшіншіден, ол қатал болды, бұл тұтынушылар үшін жақсы. Ескі және жаңа стандарттар арасындағы негізгі айырмашылықтарды атап көрсетейік:

- ГОСТ 32144-2013-дегі ГОСТ 13109-97-ге қарағанда, бақылау процедурасы ГОСТ 51317.4.30-2008 және ГОСТ 51317.4.7-2008 негізінде жүзеге асырылады, ол бұл стандарттар электр энергиясының сапасын бақылауды жүргізудің бірыңғай жүйесін қалыптастырады.

- Жаңа стандарт қуат сапасының көрсеткіштерін орташалау аралықтары үшін талаптарды күшейтеді. Мысалы, жиілік ауытқуы үшін, орташа ұзақтығы ескі ішінде 20 секундтың орнына 10 секунд болады.

- ГОСТ 32144-2013 фармармоникалық кернеу компоненттерін енгізеді.

- 2013 жылдың стандарты бойынша кернеудің төмендеуі, кернеу үзілістері мен асқын кернеулері классификациясы бойынша қосымша кестелер бар.

ауытқу жиілігі, баяу кернеу өзгерту, фликер, симметриялы емес кернеу, кернеу гармоникалық құрамдас бөліктері. ГОСТ 32144-2013 ГОСТ ГОСТ 51317.4.30-2008 сәйкес тікелей өзі мынадай іс-шара санаттары үшін таңбалау деректер ұғымын енгізді.

- Ескі және жаңа стандарттар арасындағы маңызды айырмашылық - олар негізі болып табылады. ГОСТ 32144-2013 қазіргі заманғы халықаралық стандарттарға негізделген әзірленді, ал ГОСТ 13109-97 саланың бақылау бірінші кеңестік стандарттарын [2] ережелерін пайдалана отырып құрылған[3].

Осы стандарт электр энергиясын беру пункттерінде электр энергиясының сапасы үшін жалпы мақсаттағы 50 Гц электрмен жабдықтау жүйелерінің төмен, орташа және жоғары кернеулі электр желілерін пайдаланушыларға көрсеткіштері мен нормаларын белгілейді.

Электр энергиясының сапасы туралы қолданылатын статистикалық көрсеткіштерді таңдау қажет, өлшеу нәтижелерін салыстыруға болады. Бұл ақпарат өлшемдердің ұзақтығын, шекті мәндерін және өлшеу нәтижелерін статистикалық өңдеу тәртібін анықтау үшін пайдалы болады. Өлшенген шамалардың диапазоны, негізінен, мониторинг мақсаттарына, сәйкестікті бағалауда қолданылатын стандарттарға, сондай-ақ басқа да факторларға байланысты болады. Осы стандартта электр энергиясының сапасы мен олардың тағайындалуы үшін келесі стандарттар мен нормалар қабылданады:

- қуат өзінің жиілігі, Гц;
- жиіліктік ауытқу, Гц;
- электрмен жабдықтаудың номиналды кернеуі, В, кВ;
- электрмен жабдықтаудың үйлесімді кернеуі, В, кВ;
- номиналды немесе келісілген кернеуі, В, кВ тең кернеу;

- қуат кернеуінің теріс ауытқуы,%;
- қуат кернеуінің оң ауытқуы,%;
- іргелі гармоникалық кернеу компоненттің мәні, В, кВ;
- кернеудің n-ші гармоникалық компонент коэффициенті,%;
- кернеудің жалпы гармоникалық құрамы,%;
- керісінше кернеулердегі теңгерімсіздік коэффициенті,%;
- нөлдік тізбектегі кернеулердің дисбаланс коэффициенті,%;
- кернеуді төмендету ұзақтығы, s;
- кернеу үзілісінің ұзақтығы, s;
- n кернеудің гармоникалық компонентінің саны.

ГОСТ 32144-де сипатталған энергия сапасының көрсеткіштерін өлшеу әдістері ГОСТ 30804.4.30 және ГОСТ 30804.4.7-де белгіленеді. Оларға бұрылып, қуат желісінің жоғарыда сипатталған параметрлерінің әрқайсысы үшін қалыпқа келтіретін ауқымдардың базасын құрайық [3].

Электр энергиясының сапасының көрсеткішінің мониторингі міндетінде өлшеу дәлдігі және олардың стандартпен белгіленген анықтамалық мәндермен сәйкес келуі өте маңызды, сондықтан өлшеу процесінің ерекшеліктерінің кластарын ескеру қажет.

ГОСТ 30804.430 сәйкес әрбір қуат көрсеткіші үшін өлшеу құралдарының өлшемдері мен өлшеу әдістеріне сәйкес өлшемдер анықталады - А, С және В - үш классы белгіленеді.

А класы. Бұл класс дұрыс өлшеуді қажет етсе, мысалы, электр энергиясының сапасы үшін нормативтерді белгілейтін стандарттарға сәйкестігін тексеру кезінде, мысалы, келісімшарттардың талаптары орындалса, дауларды өлшеу арқылы шешуге мүмкіндік береді. А сыныбы талаптарына сәйкес келетін екі түрлі өлшем құралдарымен жүзеге асырылатын қуат сапасы метрикасының кез келген өлшемдері қайталанатын нәтижелердің сол сигналдарды өлшеу кезінде осы көрсеткіш үшін анықталған белгісіздікпен қамтамасыз етілуін қамтамасыз етуі керек.

С класы. Бұл класс статистикалық әдістермен, соның ішінде индикаторлардың шектеулі номенклатурасын қолдана отырып, электр энергиясының сапасын бағалау мен бағалауда қолданылады. S және А сыныптары үшін қуат сапасының көрсеткіштерін өлшеу үшін уақыт интервалдары бірдей болса да, S класының өлшеу үдерісінің сипаттамаларына қойылатын талаптар азаяды.

В класы. Бұл класс ескіргендердің көптеген түрлерін өлшеу құралдарын тануды болдырмау үшін құрылған. В сыныбы практикалық қызығушылыққа ие емес және жаңа әзірленген өлшеу құралдары үшін ұсынылмайды, сондықтан болашақта біз алғашқы екі сыныпқа назар аударамыз.

Сабақтар үшін келесі белгілер қабылданады: А («озық») - «ұлғайтылған түрі»; S («шолу») - «байқау үшін». В класы («базалық») - бұл жаңа типтерді өлшеу үшін ұсынылмайды, себебі ол осы стандарттың келесі редакциясында алынуы мүмкін [4].

Жоғарыда айтылғандай, осы тақырыптың маңызды мәселесі - стандарттарды сақтау. Үлкен ғылыми-зерттеу жұмыстарын жүргізгеннен кейін және электр сапасының көрсеткіштеріне қатысты стандарттарды белгілейтін ГОСТ-ны зерттегеннен кейін, ГОСТ 32144-2013 негізінде электр қуатының сапасының көрсеткіштерін стандарттауды ұсынуға шешім қабылданды. Біріншіден, электр торабына кедергі келтіретіндіктің себебін және сол өзгерістердің әсер ететін параметрлер тізімін қарастырамыз. Өзгерістер мен кездейсоқ оқиғаларды тұрақты кернеу сипаттамалары - электрмен жабдықтау жүйелерін үш фазалы кернеу жиілік, кернеу мен симметрия нысанда қатысты электр энергиясын пайдаланушы желі беру нүктесінде көзінің кернеуі сипаттамалары өзгерістер, екі санатқа бөлінеді.

Ұзақ кернеуі өзгерту электр сипаттамалары номиналды мәндер кернеу ауытқу ұзақ мерзімді сипаттамалары болып табылады және, негізінен ауытқуы немесе сызықты емес жүктемелер ықпалын жүктеу байланысты болып табылады.

Кездейсоқ оқиғалар кенеттен және кернеудің нысанын айтарлықтай өзгереді, оның параметрлерін номиналдық ауытқуға әкеп соқтырады. Бұл кернеу өзгерістер әдетте күтпеген оқиғалардың (мысалы, электр жарақаттар пайдаланушы желілік жабдықтар) немесе сыртқы әсерлерден (электрлік емес желілік пайдаланушының мысалы, ауа райы жағдайлары немесе әрекеттер) туындаған.

Электр энергиясының кернеуінің, мәндерінің, кернеудің нысанын және үш фазалық жүйелердегі кернеулердің симметриясымен байланысты электр энергиясының кернеуінің ұзақ мерзімді өзгерістеріне қатысты осы стандарт электр энергиясының сапасы үшін көрсеткіштер мен стандарттарды белгілейді [3]. Электр энергиясының кіріс сигналына әсер ететін барлық көлемдерді жинаймыз, ол қуат сапасының көрсеткіштеріне теріс әсер етуі мүмкін (1-кесте) [5], [6].

Класс А дәл өлшеу үшін жиынтықтар стандарттарын сипаттамаларын өлшеу үшін процесін және электр сапалық көрсеткіштерімен неғұрлым қатаң талаптар бар, сондықтан талдау функциялары параметр мәндерін жүзеге асыру үшін оның орнатылған мәндер жақсы басшылыққа алады.

Ереже бойынша, электр энергиясының сапасы жиналатын орын, және олар өңделетін орын әртүрлі жерлерде. Бұл қашықтық соншалықты жақсы болуы мүмкін, бұл деректерді беруді ұйымдастыру интернет-ресурстарда жатыр. электр станцияларында электр энергиясын жеткізу сапасы туралы ақпарат жинау үшін арналған көпфункционалды өлшеу құралдарын, электр энергиясын талдау айналысатын ақпаратты өңдеу мамандардың ұпай бойынша арнайы қолдану арқылы электр энергиясын сапасын келіп серверге, жүктелген деректерді орнатылған.

Дәл қазір жоғары деңгейдегі серверде ақпаратты беру көптеген әр түрлі етіп топтастыруға болады, бірақ ең пайыздық МЭК 60870-5-104-2004 протоколы болып табылады. ГОСТ 870-5 сериясының осы стандарты географиялық бөлінген процестерді бақылау және басқару үшін екілік кодтарды дәйекті деректерді беруі бар телемеханика құрылғылары мен жүйелеріне қолданылады. Бұл протокол ақпаратты берудің қуатты құралы болып табылады және қуат сапасы метрикасының 100-ден астам параметрлерін жібере алады [7].

Кесте 1. ГОСТ 32144 сәйкес нормалау ауқымымен электр энергиясының сапа көрсеткіштерінің жиынтық кестесі

№	Электроэнергия сапа көрсеткіштері	Класс	Нормативтік диапазондар	
			Өлшеу диапазоны	Белгісіздік
1	Жиілік	A	42,5-57,5 / 51 - 69 Гц	$\pm 0,01$ Гц
		S	42,5-57,5 / 51 - 69 Гц	$\pm 0,01$ Гц
2	Кернеу	A	(10 - 150) % U _{din}	
		S	(10 - 120) % U _{din}	
3	Фликер	A	0,2 – 10	
		S	0,4 - 4	
4	Кернеудің төмендеуі және ауытқуы	A	$\pm 0,02$ % U _{din}	
		S	± 1 % U _{din}	
5	Кернеудің үзілісі	A	U _{rms} (1) + U _{rms} (1/2)	
		S	U _{rms} (1) + U _{rms} (1/2)	
6	Симметриялы емес кернеу	A	$\pm 0,15$ %	
		S	$\pm 0,3$ %	

7	Гармоникалық кернеу	A	10% - 200%	
		S	10% - 100%	
8	Интергармоникалық кернеу	A	10% - 200%	
		S	Орнатылмаған	
9	Электрлік жүйедегі сигнал кернеуі	A	Өлшеу диапазоны	Белгісіздік
			0% - 1%	Орнатылмаған
			1% - 3%	$\pm 0,15 \% U_{din}$
			3% - 15%	$\pm 5 \% U_{din}$
		S	Орнатылмаған	
10	Жиілігі 50Гц жүйедегі орнатылған кернеу ауытқуы	A	$\pm 0,2 \% U_{din}$	
		S	$\pm 0,5 \% U_{din}$	

Хаттама өте ыңғайсыз параметрлерін бүкіл тізімін келтіру ақпаратты өте үлкен мөлшерде жұмыс істейді, бұл шын мәнінде беру хаттамасымен МЭК 104 және Мемлекеттік Стандартты салыстыруды осы бапта тырысайық. Сондықтан, бұл жерде мемлекеттік стандарттарға сәйкестігін көрсетуге стандартына шағын үзіндісіз қалыпқа параметрлерін ауқымын көрсетуге болады, ол негізінде болып табылады (2-кесте).

Кесте 2. ГОСТ 32144 сәйкес электр энергиясының сапасының көрсеткіштерінің қалыпты мәндерін орнатумен келген параметрлер тізбесі

Мекен-жайы	Электроэнергия сапа параметрі	1-кесте бойынша электроэнергия сапа көрсеткіш нөмері
1	A фазасының кернеу жиілігі	1
2	B фазасының кернеу жиілігі	1
3	C фазасының кернеу жиілігі	1
4	A фазасының кернеуі	2
5	B фазасының кернеуі	2
6	C фазасының кернеуі	2
22	Желі жиілігі	1
11200	Кері тізбектелген кернеудің симметриялы емес коэффициенті	6
11201	Нөлдік тізбектелген кернеудің симметриялы емес коэффициенті	6
11504	AB фазаралық кернеудің орныққан ауытқуы	10
11504	BC фазаралық кернеудің орныққан ауытқуы	10

Берілетін параметрлерін бүкіл тізімі бөлімінде, құрылғы мен қашықтан басқару жүйесі, ішінара 5, бөлімінде 104, ұлттық стандарт берілген және осы Хаттамамен берілетін параметрлердің үлкен мөлшерін құрайды отыр. Өз кезегінде ГОСТ 32144 берілуі мүмкін параметрлерін бүкіл ауқымын қамтиды, және осының салдары олардың нормалау ауқымын жариялаймыз емес, сондай-ақ, сондықтан ГОСТ деректер хаттамаға сәйкес электр энергиясының сапасын параметрлердің сәйкес тізімін құру өзекті және уақыт жұмсайды міндеті болып табылады. емес,

Бұл әрекеттер өңдеу үшін құрылған пайдаланушы өтінімдерді байланыс жасауға және ұйымдастыруға үлкен көмек болуы мен өсімдіктердің өзара іс-қимыл жоғары деңгейдегі сервермен, электр сапасына бақылау болады. Осылайша сіз анық ағымдағы мемлекеттік стандарттар негізінде

электр сапасын бақылау бағдарламалары мен желіде жаңа деректерді беру хаттамаларының қуат сапасы параметрлерін қалай жоспарланған қалыпқа көре аласыз.

Әдебиеттер

1. Качество электрической энергии. [Электронный ресурс], 2016. Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Качество_электрической_энергии/ (дата обращения: 13.09.2016).
2. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ 13109-97. Введ. 1999-01-01. М.: Стандартиформ, 2006.
3. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ 32144-2013. Введ. 2014-07-01. М.: Стандартиформ, 2014.
4. Открытая база ГОСТов. [Электронный ресурс], 2016. Режим доступа: <http://standartgost.ru/> (дата обращения: 03.11.2016).
5. Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования. ГОСТ 51317.4.15-2012 (МЭК 61000-4-15:2010). Введ. 2013-01-01. М.: Стандартиформ, 2014.
6. Электромагнитная совместимость. Часть 2. Электромагнитная обстановка. Раздел 4. ГОСТ 51317.2.4-2000 (МЭК 61000-2-4:2002). Введ. 2002-01-01. М.: Стандартиформ, 2014.
7. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТМЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей. ГОСТ МЭК 60870-5-104-2004. Введ. 2005-07-01. М.: Стандартиформ, 2006.

Проблемы контроля качества электроэнергии и государственных стандартов

Б.М. Махметов (к.т.н., доцент), Н. Аяпбергенов (магистрант ЗКАТУ)
Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир Хана

В данной статье представлена информация по современному государственному стандарту оценки качества электроэнергии, рассмотрена проблема комплексной оценки электросети, а также предложена организация нормировки показателей качества электроэнергии, что систематизирует и показывает их отклонения от эталонных значений. Это улучшит их диагностику и скорость реагирования на неполадки, что актуально для сферы автоматизации подстанций и электростанций, в качестве повышения эффективности обработки показателей качества электроэнергии. В результате исследования было получено законченное решение, которое можно внедрить в информационно-управляющие системы предприятий электроэнергетики.

Ключевые слова: электроэнергия, напряжений, частота, фликер, протокол, мониторинг, эталонное значение.

State standards and quality control of power problems

B. Makhmetov (Candidate of Technical Sciences), N. Ayapbergenov (graduate student)
West Kazakhstan Agricultural Technical University named after Zhanqir Khan

This article provides information on the current state standard of evaluation of power quality, the problem of a complex estimation of power, as well as the proposed organization of the normalization power quality that organizes and displays them deviations from the reference values. This will improve their diagnosis and speed of response to the problem, which is important for the scope of substation automation and power plants, as the increase of efficiency of processing power quality. As a result of the study was to get a complete solution that can be implemented in the information management system of electric power companies.

Key words: electricity, voltage, frequency, flicker, protocol, monitoring, reference value.

ӨНДІРІСТІК ЭЛЕКТР ЖҮЙЕСІНДЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ САПАСЫНЫҢ КӨРСЕТКІШТЕРІН БАҚЫЛАУ

Б.М. Махметов (т.ғ.к., доцент), **Н. Аяпбергенов** (магистрант)

Жәңгір Хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университет, Орал қ., Қазақстан
n.ayapbergenov@gmail.com

Мақалада 1000 В дейінгі кернеумен өнеркәсіптік пайдаланудың электр желілеріндегі қуат сапасының көрсеткіштерін бақылауға арналған әзірленген құрылғы қарастырылады. Электр энергиясының сапасының көрсеткіштерін өлшеу үшін қолданыстағы әдістер мен құралдарды жіктеу және талдау келтірілген. Құрылғының құрылымдық және схемалық диаграммалары берілген.

Түйінді сөздер: электроэнергия сапасы, бақылау, диагностика құралдары.

Мәселенің қойылуы: Электроэнергия сапасы технологиялық жабдықтар мен коммуналдық кәсіпорын сенімділігін әсер негізгі көрсеткіші болып табылады. электр ГОСТ 13109-97көрсетілген сапа параметрлерін сәйкес келмесе, жабдықтың ақаулық пайда электр жүйесінің экономикалық көрсеткіштерін төмендетуі мүмкін[1].

Электр энергиясының сапасын бұзғаны себептері электр дәнекерлеу машиналарының, клапан түрлендіргіштердің, индукция және электр доғалық пештер, жиілік түрлендіргіштері, темір жол, троллейбустар мен трамвайлар, электр доғасының және кен-термиялық пештердің тартқыш станциялары, газ-Газразрядты шамдар, арнайы бір фазалы жүктеме және басқа да электрондық инженерия бірқатар енгізілген сызықтық емес ағымдағы вольтты мінездеме білдіреді.

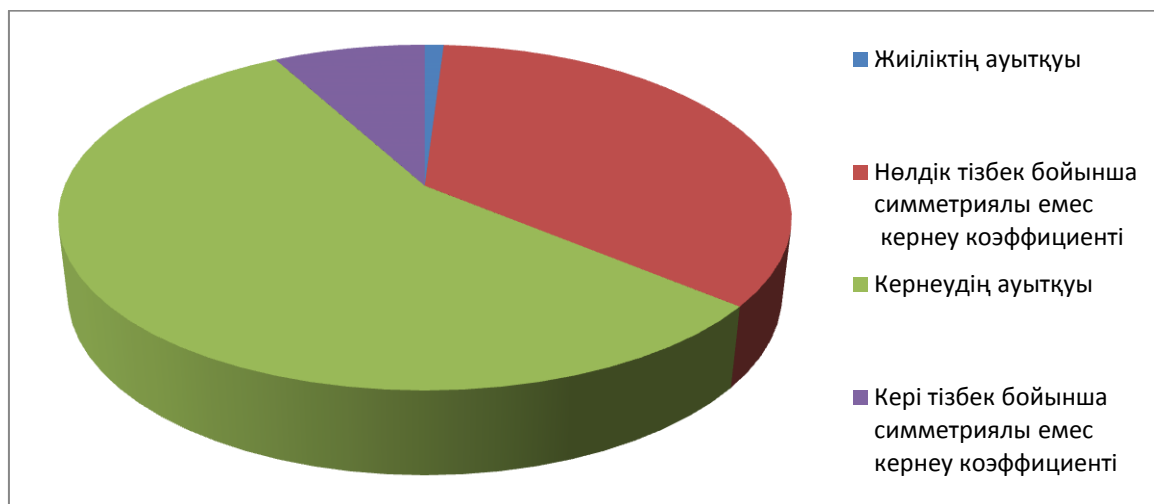
Электр энергиясын тұтынушы ГОСТ талаптарына сәйкес келмейтін кернеу деңгейінің негізгі себептерінің бірі тұтынушылардың өздері пайдалануға мүмкіндік беретін қуаттың асып кетуін атап өту керек. Зерттеулер көрсеткендей, жалпы электрмен жабдықтау жүйелерінде электр энергиясының сапасы нормативтері үнемі сақталмайды. Бұл субоптималды жұмыс режимдеріне, тіпті электрмен жабдықтау жүйесінің элементтеріне және қуат қабылдағыштарына зиян келтіреді, сондай-ақ энергия шығындарын жоғарылатады. Сондықтан бүгінгі таңда электр қуатының сапасын бақылау және бақылау мәселесі өте өзекті[2].

1-сурет электр энергиясының сапасының көрсеткіштерін бұзу статистикасын көрсетеді. ең үлкен мәселелерінің барлық жоғары қарағанда 56% электр сапалы параметрлерін бұзу жағдайлары туралы хабарлады, ал олардың жалпы орташа ұзақтығы 4300min жетеді болып иілуі кернеулер шегінде орын. Күшті емес кернеу асимметрия болып табылады. Осылайша, электр желілерінде сақталмау байқалады, онымен есепке алынбауға болмайды.

Бұл субоптималды жұмыс режимдеріне әкеледі, тіпті электрмен жабдықтау жүйесінің элементтері мен электр энергиясын тұтынушыларға зиян келтіреді, сондай-ақ энергия шығындарын жоғарылатады. Сондықтан бүгінгі таңда электр қуатының сапасын бақылау және бақылау мәселесі өте өзекті.

Қуат сапалы шектеулер бір мезгілде жалпы мақсаттағы электр жүйелерінде өткізгіш электромагниттік кедергі электромагниттік үйлесімділігін арттыру. Аппараттық электр энергиясын өндіру, беру және тұтыну тартылған және байланысты емес, қолданылатын стандарттар: салдарынан индуктивті немесе ыдыстық муфтаға туындайтын 1) шу, электромагниттік сәулелену туындаған 2)

интерференция. Сондай-ақ биологиялық жүйелердің, соның ішінде адамның электромагниттік үйлесімділігінің мәселелері ескерілмейді.



Сурет 1. Электроэнергия сапасының көрсеткіштерінің бұзылу статистикасы

МСТ 13109-97 энергетикалық сапа көрсеткіштерін белгілейді:

- Тұрақты кернеу ауытқуы;
- кернеудің өзгеруі;
- жаншылған доза;
- кернеу қисығының синусоидалды бұрмалануы;
- кернеудің n-ші гармоникалық компоненті коэффициенті;
- кері кернеудегі кернеудің баланстық коэффициенті;
- Нөлдік тізбектегі кернеудің теңгерімсіздігі коэффициенті;
- жиіліктік ауытқу;
- кернеудің тоқтап қалу ұзақтығы;
- импульстік кернеу;
- уақытша асқын кернеу коэффициенті.

Белгіленген қуаты сапа стандарттарын екі түрі: қалыпты және рұқсат етілген шектері[3].

Электр энергиясын сапасын өлшенген мәндер анықтау үшін, кернеуінің түсуіне ұзақтығы қоспағанда, осы Стандарттың импульстік кернеу коэффициенті асқын уақытша ережелер 24 сағатқа тең минималды интервал өлшеу уақытын орнатыңыз.

Ең төменгі уақыт аралығы өлшеу үшін белгіленген кернеу өзгерту және жыпылықтауы амплитудасының ең қымбат қазынасы максималды рұқсат етілген мәндерден аспауы тиіс.

Ірі коэффициенті бұрмалау синусоидалды кернеу қисығы коэффициентінің мәні N-ші теріс ретпен үшін кернеу тепе- фактордың гармоникалық кернеу компонент және ең төменгі уақыт аралығы өлшеу үшін белгіленген нөлдік ретпен кернеу асимметрия коэффициенті шекті рұқсат етілген мәні аспауы тиіс. Ал сол бағалау кезеңінде 95% ықтималдықпен анықталған бірдей индекстерінің құндылықтар, әдетте рұқсат етілген мәннен аспауы тиіс.

Жоғары және есептік кезең ішінде дұрыс белгісімен анықталады ең төменгі тұрақты мемлекеттік ауытқу кернеуі мен жиілігі ауытқулар, шекті мәндерін және осы көрсеткіштердің жоғарғы және төменгі мәндер бойынша бөлінген ауқымында болуы тиіс 95% ықтималдығы бар, онда, интервал

шекарасы болып табылады индикаторлардың өлшенген мәндері қалыпты рұқсат етілген мәндермен шектелген интервалда болуы керек.

Электр энергиясының сапасын жақсартудың келесі жолдары бар:

- Электрмен жабдықтау жүйесінің элементтерінің кедергісін азайту;
- Симметриялық компоненттердің кернеулерін өзгерту;
- Олардың пайда болуындағы іргелі және жоғары гармоникалық жиіліктердің симметриялық компоненттерінің токтарының шектелуі.

Бірінші әдіс егіз реакторларды, реактивті қуат компенсациясының қондырғыларын, жоғары жылдамдықтағы тоқты шектейтін құрылғыларды пайдаланудан тұрады. Бұл әдістер параметрлік стресс тұрақтандыру режимін береді, бірақ тепе- және несинусоидально токтар мен олардың зардаптарын жою емес.

Екінші тәсіл - асимметриялық жүйеге қосылған көпфазалы электр қабылдағыштың терминалдарында симметриялық кернеулер жүйесін құру. Оны іске асыру, әдетте, айтарлықтай шығындарға байланысты және жеке электр қабылдағыштармен шектеледі. Бұл жағдайда кіріс токтарының және кернеулерінің асимметриясы жойылмайды. Мұндай әдіс жүйесінен үш фазалы электр тұтыну құрылғылардың дамуы екі сымдар, мысалы, пайдаланылуы мүмкін - жер, темір жол, құбыр бір фазалы желісінен; Толық емес фазалық электр желісіне қосылған желінің кернеулерін теңгеру үшін; кернеуді тұрақтандыру. Осы әдісті іске асыру кезінде симметриялы компоненттердің сүзгілері себебінен сүзгінің белсенді элементтеріне байланысты үлкен энергия шығыны пайда болады.

Үшінші әдіс көлденең енгізілген өтемдік құрылғыларды пайдалана отырып, қолайлы мәндерге токтар симметриялық компоненттерін шектеу болып табылады. Осы әдіс пен алдыңғы екі әдіс арасындағы негізгі айырмашылық, оны пайдалану асимметрияның себебін емес, оның салдарын жоққа шығарады.

Электр қуатының сапасын жақсартудың радикалды құралы кернеу режиміне тікелей қатысы бар реактивті электр қуатын пайдалану болып табылады.

Бұл көрсеткіштердің нашарлауы кінәлі тараптардың анықтау - электр энергиясының сапасын бақылау Перформанс жинағы стандарттарын бағалау, одан әрі электр сапасын білдіреді.

Энергия сапасын бақылаудың негізгі міндеттері:

- Жалпы электр желілерінде қуат сапасының көрсеткіштерін жедел бақылау тұрғысында стандарттар талаптарының сақталуын тексеру;
- Энергиямен жабдықтау келісімшартында белгіленген мәндермен баланстық мәндер бойынша желі шегіндегі энергетикалық сапа көрсеткіштерінің нақты мәндерінің сәйкестігін растау.
- Тұтынушыны қосалқы бөлшектерге қосу үшін техникалық сипаттамаларды әзірлеу;
- Келісімшарттық талаптардың орындалуын тұтынушының рұқсат етілген есеп айырысуларын және нақтылықтың нақты жарналарын анықтаумен ішінара тексеру;
- Сапаны қамтамасыз ету бойынша техникалық және ұйымдастырушылық шараларды әзірлеу;
- Оның сапасы үшін электр энергиясына тарифтерді анықтау;
- Электр энергиясын сертификаттау;
- Қуат сапасының көрсеткіштері бойынша бұрмалануды «кінәлі» іздеңіз [4].

Электр энергиясының сапасын бақылау және талдау кезінде қабылданатын мақсаттарға байланысты электр қуатының сапасының көрсеткіштеріне мониторинг жүргізудің төрт әдісі бар:

- Диагностика;
- инспекция;

- Операциялық;
- Коммерциялық;
- Технологиялық.

Электр сапасын диагностикалық әдісі - интерфейс электр тұтыну желілерде диагностикалық бақылаудың негізгі мақсаты мен энергиямен жабдықтаушы ұйым энергия сапасы, электр энергиясын әр сапасы үшін стандартты талаптарды бұза отырып берілетін салымды анықтау, келісім-шарт энергоқамту олардың енгізу, электр сапасын қалпына келтіру «оригинатор» нашарлауының ашылуы болып табылады .

Электр сапалы мониторинг бақылау әдісі - уақыт ішінде электр энергиясын сапа сертификаты талаптарына сай жалғастыруда деп растау үшін, куәлік қолдану талаптары мен шарттарын сақтау туралы, электрмен жабдықтау ұйымның электр желілеріндегі куәландырылған электр энергиясының күйі туралы ақпаратты алуға сертификатталған органдарға асырылады.

Электр энергиясының сапасын бақылаудың жедел әдісі электр желісінің нүктелерінде жұмыс жағдайында қажет және жақын арада кернеу бұрмалануларын жою мүмкін емес. Операциялық бақылау тартқыш станциялары, темір жол және қалалық электрленген көлік, сызықтық емес сипаттамалары бар қуатты жабдықтармен қосалқы станциялардың бизнес байланыс нүктелерінде қажет. Операциялық бақылаудың нәтижелері энергиямен жабдықтаушы ұйымның электр тораптары мен өндірістік кәсіпорынның электрмен жабдықтау жүйесіндегі байланыс арналары арқылы өткізілуі тиіс.

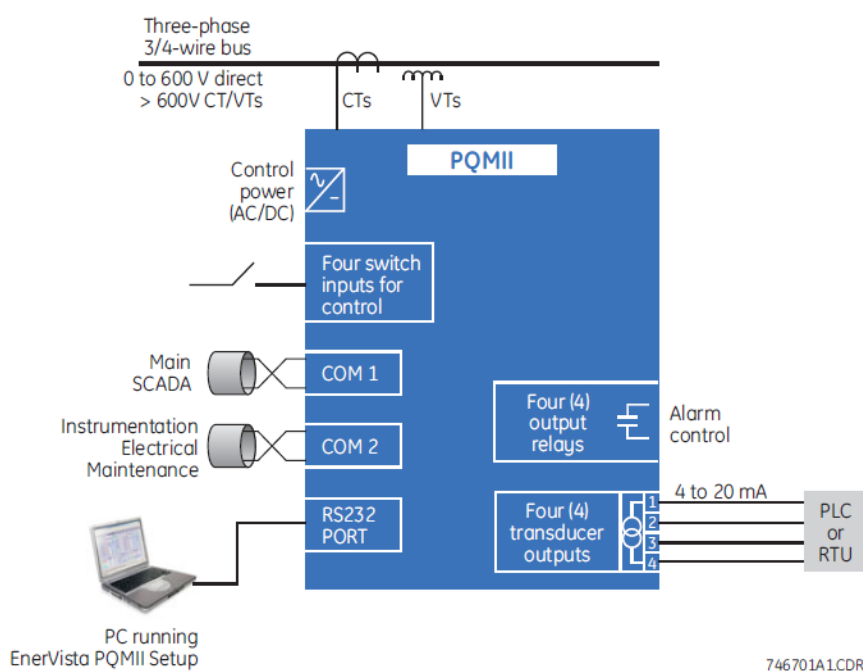
Мониторингі үшін, электр сапасы және желілік трансформаторлар мен жүктеме мониторингі құрылғысындағы оның салдары бақылау және талдау қамтамасыз етуге тиіс талдау тіркеу ГОСТ 13109-97 сәйкес электр энергиясының сапасын оқиғалар тілшісі.

Электр энергиясын сапалы бақылаудың технологиялық әдісі ГОСТ 13109-97 талаптарына қарағанда төмендетуге болатын өлшеудің ұзақтығы бойынша электр энергиясының сапасын бақылау болып табылады. Басқаша айтқанда, осы мақсаттарға қарапайым және арзан өзгерістердің тәсілдерін қолдануға болады. Технологиялық әдіс міндеті электр энергиясын тұтынушылардың технологиялық процесінің электр сапасына әсерін анықтау болып табылады.

Қазіргі кезде импортталатын және отандық өндірістің әртүрлі мүмкіндіктері мен бағалары бар энергетикалық сапа көрсеткіштерін есепке алу үшін көптеген құрылғылар бар. менің дипломдық жұмысымның тақырыбы нақты объектінің немесе электр энергиясының сапасын жақсарту мәселелерін зерттейді бастап, өлшеу және жазу технологиясы құралы ретінде «Болашақ» зауыты «Power Quality Meter II» импорттық тауарды пайдаланылады.

GE Multilin PQM II Қуат сапасы есептегіші үздіксіз мониторинг үшін тамаша таңдау болып табылады. Бақылау немесе басқару сияқты ірі қондырғыларда бір немесе үш фазалық жүйелер электр жабдықтары мен қосалқы станциялар мен басқа да өнеркәсіптік мақсаттағы құрылғыларға арналған. Бұл ток, кернеу, нақты қуат, реактивті қуат, айқын қуат, энергияны өлшеуді қамтамасыз етеді пайдалану, қуаттың құны, қуат коэффициенті және жиілік. Бағдарламаланатын реттеу нүктелері мен төрт реттелетін шығыс релесі басқару функцияларының болуына мүмкіндік береді арнайы бағдарламалар үшін қосылды. Бұған ток немесе кернеудің үстіндегі /теңгерімсіздік, сұранысқа негізделген жүктемені төгу және қуат коэффициентін түзетуді бақылау. Төрт коммутациялық кірулерді пайдалану арқылы күрделі басқару мүмкіндігі бар; олар үшін де қолдануға болады. Ашық / жабық және ағын туралы ақпарат сияқты күй туралы ақпарат. Процесті біріктіретін зауытты автоматтандыру жүйелері үшін деректерді жинаушы құрылғы ретінде, құрал және электрлік талаптар, барлық бақыланатын мәндер екіеудің бірі арқылы қол жетімді Modbus хаттамасын іске қосатын RS485

байланыс порттары. Егер аналогтық мәндер қажет болса PLC-ге тікелей интерфейс, бақыланатын мәндердің кез келгені 4-тен 20 мА (немесе 0-ден 1-ге дейін) болуы мүмкін мА) сигналы төрт (4) бөлек түрлендіргіштерді ауыстырады. Үшінші RS232 байланыс порт бір мезгілде ақпараттың басқа ақпаратқа қол жеткізу үшін алдыңғы панельдегі компьютерге қосылады зауыт қызметкерлері. Компьютерлер, балластар және айнымалылар сияқты электронды жүктемелерді көбейту арқылы жиіліктегі дискілер, қуат жүйесінің сапасы маңызды. Гармоникалық талдау арқылы кез келген фазалық ток немесе кернеу көрсетілуі мүмкін және гармоникалық мазмұн есептелген. Гармоникалық бөлу туралы білу алдын алу үшін әрекет жасауға мүмкіндік береді қызып кеткен трансформаторлар, электр қозғалтқыштары, конденсаторлар, бейтарап сымдар және бұзылуларға арналған сапарлар. Жүйенің жүктелуін қайта анықтау да мүмкін. PQM II де қамтамасыз ете алады диагностикаға көмектесу үшін толқындардың және деректерді басып шығару[5]. Төменде сурет 2-де PQM II-нің тізбектік диаграммасы көрсетілген.



Сурет 2. «PQM II» құрылғысының тізбектік диаграммасы

Негізгі ерекшеліктері:

- Мониторинг: A, V, VA, W, var, кВт, кварх, кВАх, ПФ, Гц;
- Сұранысты өлшеу: W, var, A, VA;
- Көптеген өлшенген мәндерден сигнал немесе бақылау үшін орнату нүктелері, соның ішінде: теңгерімсіздік, жиілік, қуат коэффициенті, кернеу және ток;
- икемді басқару конфигурациясы үшін төрт (4) шығыс релесі / төрт (4) қосқыш кірісі;
- төрт (4) оқшауланған аналогтық шығу PLC интерфейсі үшін түрлендіргіштерді ауыстырады;
- 4-20 мА аналогтық кіріс;
- Modbus байланыстары;
- Қол жеткізу үшін үш COM порты (екі артқы RS485 порттары және бір алдыңғы RS232 порты) процестер, электр, техникалық қызмет көрсету және аспаптық персонал;
- Энергия сапасын шолу және мәселені түзету үшін гармоникалық талдау;
- Жергілікті бағдарламалау үшін 40 символдық дисплей және пернетақта;
- No-charge EnerVista PQM орнату бағдарламасы;
- тестілеу және оқыту үшін модельдеу режимі;

- Панельді бекітуге арналған ықшам дизайн;
- АС / DC басқару қуаты;

RQM II қосымшалары:

- Бөлгіш таратқыштарды, трансформаторларды, генераторларды, конденсаторлар банктерін өлшеу қозғалтқыштар;
- Орташа және төмен кернеулі үш фазалық жүйелер;
- Коммерциялық, өндірістік, коммуналдық, кең ауқымды тіркелген қондырғылар;
- сұраныс жүктемесі, қуат коэффициенті және т.б. үшін икемді бақылау;
- Қуат сапасын талдау;

Қолданылған әдебиет

1. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст].- М.: Изд-во стандартов,1997. – 20с.
2. О.И.Хомутов, А.Н.Попов, Кобзев Е.В. Моделирование систем обеспечения надежности и качества электроснабжения [Текст] : учеб.пособие / - Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2009. – 169с.
3. Гатуллин, А.М. Основные принципы построения системы контроля, анализа и управления качеством электроэнергии [Текст]/ А.М.Гатуллин, М.Н.Бадретдинов, В.Л.Матухин, Д.Ф.Губаев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. -2007. - № 11-127 – С. 42-49
4. В.В.Сташин, А.В.Урусов, О.Ф.Мологонцева и др.-М:Энергоатомиздат, 1990. – 304с. Проектирование цифровых устройств на однокристальных микроконтроллерах [Текст]/
5. Электронный портал производства приборов контроля и измерения показателей качеств электроэнергии <https://www.gegridsolutions.com/multilin/catalog/pqmii.htm>.

Контроль на электроэнергетическое качество в промышленной электрической системе

Б.М. Махметов (к.т.н., доцент), Н. Аяпбергенов (магистрант ЗКАТУ)

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир Хана

В статье рассматривается разработанное устройство для контроля качества электроэнергии в энергосистеме промышленного назначения до 1000 В. Предоставляются классификация и анализ существующих методов и инструментов для измерения показателей качества электроэнергии. Даны структурные и схематические схемы устройства.

Ключевые слова:качество электроэнергии, контроль, диагностические инструменты.

Control over the electrical energy quality in the industrial electrical system

Makhmetov (Candidate of Technical Sciences), N. Ayapbergenov (graduate student)

West Kazakhstan Agricultural Technical University named after Zhangir Khan

The article discusses a developed device for controlling the power quality in the power grid of industrial use up to 1000 V. Classification and analysis of existing methods and tools for measuring electric power quality indicators are provided. The structural and schematic charts of the device are given.

Key words:electric power quality, control, diagnostic tools.

МИКРО ГИДРОЭЛЕКТРСТАНЦИЯСЫН КОНСТРУКЦИЯСЫН ЖОБАЛАУ**Е.С. Айталиев** (т.ғ.д., профессор), **Р.Е. Жабас** (магистрант)Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық - техникалық университеті, Орал қ., Қазақстан
ermek_aitaliev51@mail.ru, raimbek.1995@mail.ru

Бұл ғылыми мақалада заманауи шағын гидроэнергетиканың әлеуетін бағалаудың жалпы мәселелері қарастырылды. Қазақстан аумағындағы қолданыстағы шағын гидроэлектр станцияларына шолу ұсынылған. Гидравликалық турбиналардың әртүрлі типтеріне салыстырмалы талдау берілген. Шағын су электр станциялары үшін гидравликалық турбиналарды таңдау мәселелері қаралды.

Түйінді сөздер: су электр станциясы, шағын гидроэнергетика, гидроэнергетикалық потенциал, гидравликалық турбина, тегеурін, шығын

Мәселенің қойылуы: Электр энергетикасындағы негізгі қазіргі заманғы үрдістердің бірі бөлінген генерацияны дамыту және энергетикалық теңгерімдегі жаңартылатын энергия көздерінің үлесін ұлғайту болып табылады. Мәселен, Еуропа елдерінде олардың үлесін 2020 жылға қарай 20% - ға дейін, оның ішінде шағын СЭС (ШСЭС) пайдалану есебінен жеткізу жоспарланып отыр.

Соңғы жылдары дамыған елдерде ауылдық елді-мекендердің әлеуметтік-экономикалық дамуында электр энергиясының маңыздылығын жоғарылату және ұлттық энергетикалық жүйеден алыстап кеткен. Шалғайдағы елді мекендерге электр энергиясын жеткізу өте қымбат, бұл шағын гидроэлектрэнергияны пайдалану идеясын қайта жаңғыртты. Көптеген елдерде кішігірім гидроэнергетиканың үлкен әлеуеті бар және олар үшін кең аумақтар бар.

Қазақстанның кең ауқымды жерінде шағын энергетика әлеуетін зерттеу еліміздің жаңартылатын энергия көздерінің өте үлкен қорына ие екендігін көрсетеді және географиялық орналасуы, климаттық әртүрлілігі, ауданның көлемі мен ерекшеліктері арқасында жаңартылатын энергия көздерінің түрлері айтарлықтай өзгереді. Бұл географиялық жағдайлардың біртектілігіне байланысты қалпына келетін энергияның бір түрі басым болған көптеген елдерден Қазақстанның үлкен айырмашылығы болып табылады.

Шағын көлемді су электр станциялары құрылыс кезеңінде ландшафт пен қоршаған ортаны сақтауға мүмкіндік береді. Шағын СЭС-ті пайдалану кезінде су сапасына теріс әсер жоқ, ол табиғи қасиеттерін толығымен сақтайды. Өзен суы турбина арқылы өткеннен кейін халықты сумен жабдықтау үшін жарамды болып қалады. Жаңартылатын энергия көздерінің басқа түрлеріне қарағанда, шағын гидроэнергетика ауа райының өзгеруіне байланысты емес және тұтынушыға электр энергиясын үздіксіз беруді қамтамасыз етуге қабілетті.

Шағын гидроэнергетикаға белгіленген қуаты 25 МВт дейінгі түрлі гидроэнергетикалық құрылыстар жатады. Шағын энергетиканың қарапайым энергиядан принципті айырмашылығы ірі гидротехникалық объектілерді салу қажеттілігінің жоқтығы болып табылады, бұл құрылысты жеңілдетеді.

Шағын гидроэнергетика объектілерінің техникалық және технологиялық ерекшеліктерін, атап айтқанда, ірі су қоймаларының болмауын және өзендердің ағысын реттеу бойынша шектеулердің болуын ескере отырып, ШСЭС-ті салу кезіндегі өзекті ғылыми міндеттерге өзендердің гидроэнергетикалық потенциалын анықтау және су ағынының есептік параметрлері бойынша гидравликалық турбиналардың оңтайлы сипаттамаларын таңдау жатады.

Гидропотенциалды бағалау әдістерін талдау, есептік валды потенциал перспективалы ШСЭС қуатын жақын бағалау үшін ғана пайдаланылуы мүмкін екенін көрсетеді. Қуаттың нақты мәні - игерілуі мүмкін валды потенциалдың үлесін сипаттайтын техникалық және экономикалық гидропотенциал негізінде есептелуі тиіс және техникалық және экономикалық мақсатқа сай болуы тиіс :

$$N = \sum_{i=1}^n \left[g \cdot \left(\frac{Q_{hi} + Q_{ki}}{2} \right) \cdot H_i \right], \quad (1)$$

$$Q = q \cdot F, \quad (2)$$

мұнда N – валды потенциал, кВт;
 g – еркін түсу үдеуі, м/с²;
 Q_{hi} и Q_{ki} – өзеннің i -бөлігінің басындағы және соңындағы шығын, м³/с;
 H – i -бөліктегі өзеннің құлауы (тегеурін), м;
 q – су жиынтығының аудан бойынша орташаланған ағын модулі, л/(с·км²);
 F – есептік жармамен шектелген су жиынтығының ауданы, км².

Мысалы, кіші гидроэнергетика объектілері үшін гидрологиялық зерттеулер деректерін талдау - Қазақстанның техникалық гидропотенциалының 357 млрд.кВтсағ, ал экономикалық потенциалы – тек 200 млрд. кВтсағ құрайтынын көрсетеді. Алайда, бұл әлеуетті пайдалану 1% - дан аспайтын көлемде жүзеге асырылды.

Қазіргі уақытта Қазақстан аумағында көбіне плотинамаңылы және деривациялық орындалатын, шамамен 110 ШСЭС жұмыс істейді. Техникалық және экономикалық гидропотенциал көрсеткіштерін қоса алғанда, бірқатар станциялардың техникалық сипаттамаларын талдау нәтижелері 1-кестеде көрсетілген.

Кесте 1. Шағын СЭС-тің техникалық сипаттамалары

Атауы	Типтері	Орналасуы	Есептіктегеурін, м	Есептік шығын, м ³ /с	Белгіленген қуаты, МВт	Есептік орташа жылдық өндіру, млн. кВтч	Белгіленген қуатты қолдану сағат саны, ч	Агрегаттар саны, шт.
Бұқтырма су электр станциясы	Плотинамаңылы	Бұқтырма су ағыны СЭС № 4	13,4	43,8	5,04	30,6	6113	3
Бөгеттік су электр станциясы	Плотинамаңылы	Бөгет су қоймасы	33,0	17,6	5,6	17,5	3495	2
Шардара ШСЭС	Деривационды	Сырдария өзені	44,6	25,0	10,0	37,8	3805	1
Өскемен ШСЭС	Тегеурінді деривация	Ертіс және Үлбі өзендері	21,8	15,85	3,68	14,9	5981	2

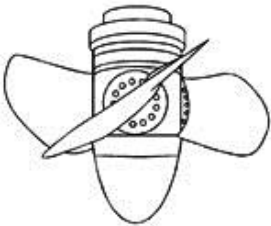
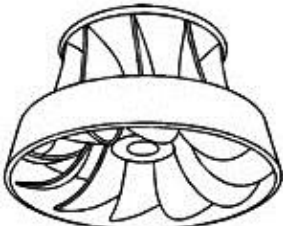
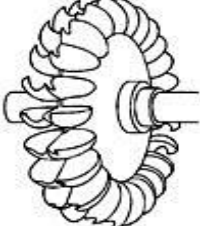
Өскемен облысы дамыған өзен желісіне байланысты кіші гидроэнергетиканы дамыту үшін қолайлы аймақ болып табылады. Қазіргі уақытта өңірде екі ШСЭС жұмыс істейді: Ертіс және Үлбі СЭС-3 (кесте. 1). Ертіс СЭС - 3 Өскемен облысының шығыс бөлігінде, өзен сағасынан 54 км қашықтықта орналасқан. Гидроэлектростанция 1926 жылы пайдалануға берілді және осы аумақтағы ең ірілерінің

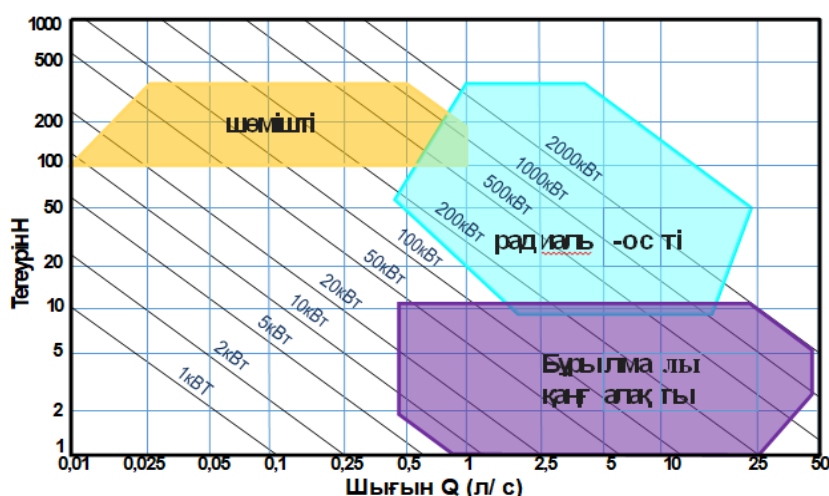
бірі болды. Ұлы Отан соғысы кезінде су торабының құрылысы ішінара қирады. 1946 ж. қалпына келтірілгеннен кейін гидроэлектростанция қайта іске қосылып, аймақтың энергия жүйесінің жүктеме шегін жабуға арналған.

Қолданыстағы СЭС-тің құрылымы мен жабдықтарын талдау - судың аз қысымын немесе шығынын ескере отырып (кесте. 1) және ШСЭС-та гидроагрегаттардың аз қуатының салдары ретінде турбиналардың шектеулі номенклатурасы қолданылуы мүмкін екенін көрсетеді. СЭС үшін ең көп таралған турбиналардың техникалық сипаттамалары 2-кестеде келтірілген. Сипаттамаларды жалпылау арқылы турбиналардың әртүрлі түрлерін қолдану саласын сипаттайтын диаграмма жасалды (сурет. 1).

Турбиналардың эксплуатациялық сипаттамаларына жүргізілген талдау су ағынының параметрлері тұрғысынан оларды қолдану аймақтары ерекшеленетінін көрсетті. Бұрылма қаңғалақты турбиналар жұмыс дөңгелегінің қозғалмалы қалақтары бар, бұл жоғарғы және төменгі бьеф еңгейлерінің қатты ауытқулары бар төменгі қысымды жазық өзендерде су ағынының энергиясын барынша тиімді пайдалануға мүмкіндік береді.

Кесте 2. Шағын ГЭС үшін гидравликалық турбиналардың сипаттамалары

Турбина типі	Бұрылмалы-қалақты	Радиалды-осьтік	Шөмішті
Сыртқы түрі			
Тегеурін	1,5 ден 85 м дейін	10 ден 700 м дейін	70 ден 1200 м дейін
Қуаты	0,2 кВт ден 200 МВт дейін	0,2 кВт ден 500 МВт дейін	0,3 ден 350 МВт дейін
Дөңгелек диаметрі	0,5 ден 10 м дейін	0,4 ден 7,5 м дейін	0,5 ден 4 м дейін



Сурет 1. Су ағынының параметрлеріне байланысты гидротурбиналарды қолдану салалары

Радиалды-осьтік турбиналар бірінші болып өнеркәсіптік өндіріске іске қосылды және қазіргі уақытта гидротурбиналардың ең көп таралған түрі болып табылады. Олар тегеуріннің ең кең жұмыс диапазонына ие, және қазіргі уақытта гидротурбиналардың басқа түрлерін қолдану мүмкін емес немесе мақсатқа сай емес 40-тан 700 м-ге дейінгі жоғары және аса жоғары тегеуріндерде, сондай-ақ тегеуріннің кең диапазонында 97% - ға дейінгі максималды мүмкін болатын ПӘК пайдаланылады.

Шөмішті гидротурбиналар, әдетте, таулы жерлерде басқа турбиналар түрлері үшін қол жеткізілмейтін 1200 м-ге дейінгі жоғары және аса жоғары тегеурінді судың аздаған шығындары кезінде қолданылады.

Шығыс Қазақстан облысы өзендерінің гидрологиялық ерекшеліктерін зерттеу барысында өзендердегі жер ландшафтының жазық сипатына байланысты қалыпты тіреуіш деңгейі жоғары бөгет құру мүмкіндігі болмайтыны анықталды. Гидравликалық турбиналардың сипаттамаларына жүргізілген талдау нәтижелерін есепке ала отырып, Шығыс Қазақстан облысы үшін ірі өзендері ағындарының режимдеріне сәйкес келетін радиалды-осьтік және бұрылыс-қалақты типті турбиналар қолайлы екендігі анықталды.

Сонымен қатар, өңірдің энергия жүйесін дамыту перспективаларын ескере отырып, жүктеменің тәуліктік кестесінің максимумын жабу үшін жоғары маневрлік генерациялаушы қуаттар ретінде шағын СЭС пайдалану орынды болып табылады. Алайда, Шығыс Қазақстан облысының өзен желісі су қоймаларының Жоғарғы және төменгі бьефтерінде су көлемі бойынша шектеулермен сипатталғандықтан, турбиналық жабдықты таңдау тәуліктік реттеуге берілген шектеулерді ескере отырып жүргізілуі тиіс. Осыған байланысты Шығыс Қазақстан облысының энергия жүйесінің режимін оңтайландыру үшін шағын гидроэнергетика объектілерін пайдалану мәселелерін пысықтау перспективалы пысықтау үшін өзекті ғылыми міндет болып табылады.

Қолданылған әдебиет

1. Филиппова, Т.А. Су энергетикасы: оқу құралы / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г.Русина. 3-ші басылым, қайта жөнделген. – Новосибирск: НГТУ баспасы, 2013. – 619 б.
2. Заманауи электр энергетикасы /А.П. Бурман және В.А. Строевтың редакциясымен. – Мәскеу: МЭИ баспаханасы, 2008. – 632 б.
3. Абдрахманов Р.Р. Қайта өндірілетін қуат көздері – Уфа: Башмеагро-университеті, 2008. – 168б.
4. Кашарин, Д.В. Жылжымалы су электр стансалары жұмысының шарттарын зерттеу және олардың тиімді параметрлерін есептеу алгоритмін құру / Кашарин Д.В., Годин П.А., Шиян С.И // Волгоград мемлекеттік сәулет-құрылыс университеті жаршысы. Сәулет және құрылыс сериясы. – 2009. – № 13. – 174–179 б.

Системный анализ микрогидроэлектростанций

Е.С. Айталиев (д.т.н, профессор), Р.Е. Жабас (магистрант ЗКАТУ)

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана

В данной статье проведен анализ современной микрогидроэлектростанций. В настоящее время на практике существует широкий спектр проектов микроГЭС для децентрализованных потребителей. Однако все они имеют свои недостатки, в том числе высокую стоимость и высокое давление. Было рассмотрено и сравнение микрогидроэлектростанций с другими источниками энергии и конструкцией микроГЭС.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, плавсредство, подводные парашюты, гидравлическая лопасть, гидропривод, направляющий гидроаппарат, горизонтальный цепной конвейер, электрогенератор, морская энергия.

This article analyzes modern microhydroelectric power plants. At present, in practice, there is a wide range of micro HPP projects for decentralized consumers. However, they all have their shortcomings, including high cost and high pressure. The comparison of micro hydroelectric power stations with other energy sources and the design of micro HPP was also considered.

Key words: hydroelectric power station, floating craft, underwater parachutes, hydraulic blade, hydraulic drive, guide hydraulic device, horizontal chain conveyor, power generator, marine energy

УДК 621.311

МИКРО ГИДРОЭЛЕКТРСТАНСАСЫН ЖҮЙЕЛІК ТАЛДАУ

Е.С. Айталиев, Р.Е. Жабас

¹⁾ Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық - техникалық университеті, Орал қ., Қазақстан
ermek_aitaliev51@mail.ru, raimbek.1995@mail.ru

Бұл ғылыми мақалада заманауи микро гидроэлектрстансасының сараптамасы жүргізілген. Қазіргі таңда тәжірибеде орталықсыздандырылған тұтынушыларға арналған микроГЭС-ның әртүрлі конструкциясы кең қолданысқа ие. Алайда, олардың барлығында өзіндік кемшіліктер болады, соның ішінде қымбаттылығы, үлкен шығындар мен жоғары қысым қажеттілігі. Микро гидроэлектрстансаларын басқа энергия көздерімен салыстыру және микроГЭС-тің конструкциясын меңгеріп осы жүйеге шолу жүргізілген.

Түйінді сөздер: су электр стансасы, жүзу құрылғысы, су асты парашюттері, гидравликалық қалақша, гидравликалық жетек, бағыттаушы гидравликалық құрылғы, көлденең тізбекті конвейер, электр генераторы, теңіз энергиясы.

Мәселенің қойылуы: Қазақстанда 7 мыңға жуық өзен бар, оның ұзындығы 10 км-ден асады. Республика бойынша барлығы 39 мыңнан астам тұрақты және уақытша су ағындары бар. Елдің ірі өзендерінің ішінде: Ертіс, Есіл, Тобыл, Орал, Сырдария, Іле, Шу. Олардың әрқайсысының ұзындығы 1000 км-ден асады. Орал өзендері Каспий теңізінің бассейніне, Сырдария Арал теңізіне құяды, Ертіс, Есіл және Тобол - Арктикалық мұхитты тамақтандыратын су артериялары.

Қазақстанда айтарлықтай су ресурстары бар, елдің барлық су ресурстарының теориялық қуаттылығы жылына 170 млрд кВт-сағ құрайды, бұл гидроэнергетиканың аз ғана бөлігі қазіргі уақытта пайдалануда болып табылады.

Негізгі өзендер - Ертіс, Іле және Сырдария. Экономикалық тиімді гидроэнергетикалық ресурстар негізінен шығысында (таулы Алтай) және елдің оңтүстігінде шоғырланған. Ең ірі су электр станциялары: Ертіс өзенінде Бұқтырма ГЭС-і - 0,7 млн квт, Өскемен ГЭС-і - 0,3 млн квт және Шүлбі ГЭС-і орналасқан, Іледе Қапшағай ГЭС-і - 0,4 млн квт еліміздің 10% бөлігін қамтып отыр.

Қазақстанда орта мерзімді перспективада гидроэлементтерді пайдалануды ұлғайту жоспарлануда. Мойнақ СЭС-нің (300 МВт) құрылысы аяқталды, Бұлақ ГЭС-і (78 МВт), Кербұлақ ГЭС-і (50 МВт) және бірнеше шағын ГЭС жобалануда.

Қазақстандағы гидроэлектрстанциясының жиынтық қуаты 2,350,16 МВт құрайды, Қазақстанның барлық гидроэлектрстанциялары 7,149,4 млн кВт / сағ.

Қазіргі уақытта орталықтандырылмаған тұтынушыларға арналған түрлі микро ГЭС жобалары практикада кеңінен қолданылады. Дегенмен, олардың барлығы өздерінің жұмыстарымен қатар, кемшіліктері бар, ал бастысы: төмен салмақты, жоғары құны, жоғары шығындарға немесе жоғары қысымды қажет етеді.

Теңіз ағымының энергиясын пайдаланатын жылжымалы су электр стансаларының құрылысы, теңіз жанында орналасқан объектілерді электрмен жабдықтау үшін экологиялық таза электр энергиясын алуға мүмкіндік береді. Мобильді су электр стансасының негізі, тәртіп бойынша, оның астында су асты парашюттер жүйесі бар, конвейерлі жүзу құралы болып табылады, ал, конвейердің валы электр энергиясын шығаратын генератормен байланысты. Қолданыстағы су электр стансаларының кемшіліктері: өндіретін қуатының төмендігі, тиімділігінің төмендігі және электр стансасы жұмысының сенімділігінің төмендігі.

Көрсетілген кемшіліктерді жою және қуаттылықты, тиімділікті және сенімділікті арттыру үшін, мақалада түпнұсқалық құрылым үлгісімен аталған санаттағы теңіздегі жылжымалы су электр стансаларын жетілдіру қағидалары қарастырады. Мақалада бағыттаушы су асты парашюттер жүйесі бар теңіздегі жылжымалы су электр станциясының түпнұсқалық құрылымы сипатталады. Жылжымалы СЭС-тің жетілдірілген конструкциясында оның конвейері үшбұрыш түрінде жасалған, екі жағында тігінен еңкейіңкі тереңдету және таяздату бұтақтары бар, ал конвейердің үшінші жағы жүзу құрылғысында көлденеңнен орналасқан. Бұл ретте су асты парашюттерінің бағыттаушы жүйесі, конвейерге топсалы түрде бекітілген және шектейтін тіреуіштермен қамтамасыз етілген, қатты қалақшалар түрінде жасалған. Аталған қағидадағы теңіздегі жылжымалы су электр стансасын құру – шексіз түрдегі өндірілген қуатты алу үшін пайдалануға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, аталған стансалардың шектеусіз қуаты, жағалаудағы құрғақшылық аудандарда су тұщыландыру қондырғыларын салуға мүмкіндік береді. Жылжымалы су электр стансасы өндіретін электр қуаты, көмірсутекті отынды үнемдейтін және атмосфераны ластамайтын, теңіз мұнай өндіретін платформаларының жеке қажеттіліктерін электр қуатымен қамтамасыз ету үшін пайдаланылуы мүмкін.

Негізгі материал. Теңіз ағыны энергиясын пайдаланатын жылжымалы су электр стансаларының құрылысы, теңіз жанында орналасқан объектілерді электрмен жабдықтау үшін экологиялық таза электр энергиясын алуға мүмкіндік береді.

Әдетте, жылжымалы су электр станциясының негізі – су асты парашюттар жүйесі бар конвейер орналасқан жүзу құрылғысынан құралады, ал, конвейердің білігі, электр энергиясын шығаратын генераторға қосылған.

Қолданыстағы теңіз су электр станцияларының кемшіліктеріне мыналар жатады:

- су асты парашюттері бір бағыттағы ағын бойынша бірінен кейін бірі жүретіндіктен төменгі қуат өндіріледі;
- конвейер судың беткі қабатында орналасқандықтан тиімділігі төмен, өйткені терең ағындар кезінде немесе қарсы жел кезінде су үсті ағынын тежейді;
- парашюттар құрылғысының күрделілігіне байланысты электр стансасы жұмысының сенімділігін төмендетеді.

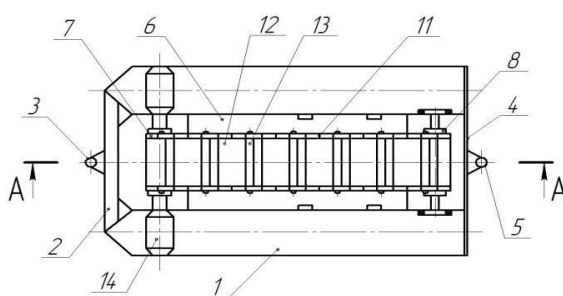
Осы аталған кемшіліктерді жою және қуаттылықты, тиімділікті және сенімділікті арттыру үшін мақалада түпнұсқалық құрылым үлгісімен, аталған санаттағы теңіз жылжымалы су электр стансаларын жетілдіру қағидалары қарастырады.

Техникалық шешімдер сипаттамасы. Жылжымалы су электр стансаларының жетілдірілген құрылымын жасау кезінде конвейер тік жақты үшбұрыш түрінде жасалды, екі жағында тігінен

еңкейіңкі тереңдету және таяздату бұтақтары бар, ал конвейердің үшінші жағы жүзу құрылғысында көлденеңнен орналасқан.

Бұл ретте су асты парашюттерінің бағыттаушы жүйесі, конвейерге топсалы түрде бекітілген және шектейтін тіреуіштермен қамтамасыз етілген, қатты қалақшалар түрінде жасалған. Аталған құрылғының құрылым схемасы 1 суретте көрсетілген.

Жылжымалы су электр стансасы, алдыңғы маңдайшамен (2), зәкірлі шығыршықпен (3), артқы маңдайшамен (4) және зәкірлі шығыршықпен (5) өзара қатаң жалғанған, қатар тұрған екі понтоннан тұрады. Понтондардың (1) екеуі де жоғарғы жағынан саңылаусыз жабылған және ортақ палубамен (6) қамтамасыз етілген. Шынжырлы алдыңғы және тісті артқы доңғалақтарда (7 және 8), понтондар (1) арасында, палуба (6) мен тісті доңғалақтардың (9) астына, понтоннан (1) төмен орналасқан тік үшбұрышты құрайтын шынжырлы конвейер (11) жайластырылған. Конвейерде (11) конвейер жүрісі барысындағы тіреніші (13) бар бұрылысты иілген су қалақшалары (12) орналасқан. Шынжырлы конвейер (11) кергіш аунақшамен қамтылуы мүмкін.



Сурет 1. Жылжымалы су электр стансасы (артқы көрінісі)

1 – понтон; 2 – алдыңғы маңдайша; 3, 5 – зәкірлі шығыршық; 4 – артқы маңдайша; 6 – палуба; 7, 8, 9 – тісті доңғалақ; 10 – кронштейн; 11 – шынжырлы конвейер; 12 – қалақшалар; 13 – тіреуіштер; 14 – электр генераторы.

Доңғалақтармен (7 және 8) және тік шынжырлы конвейермен (11) тік үшбұрыш құрайтын тісті доңғалақтар (9) кез-келген, мысалға, үшбұрыштың төменгі бұрышынан 00-ден 90°-қа дейін, алдыңғы (7) және артқы (8) тісті доңғалақтың арасында орналастырылуы мүмкін.

Шынжырлы конвейердің (11) алдыңғы тісті доңғалақтарының білігінде (7) бір немесе екі электр энергиясын шығаратын генератор (14) орналастырылған.

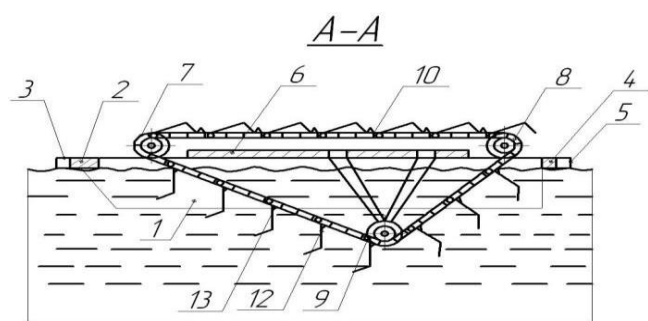
Жылжымалы су электр стансасы (2 сурет) келесі тәсілде жұмыс жасайды:

Тісті доңғалақтар 7, 9 және конвейер 11 арасындағы иілген су қалақшаларына (12) жүгірген судың қозғалысы кезінде, су доңғалағы 12 тіреуішке 13 тіреле отырып, су ағысына кесе-көлденең тұрады.

Судың кинетикалық энергия-сының қозғалысы, өзінің салмағымен қалақшаға (12) қарай жүгіреді және оларды өзінің энергиясымен ағыс бойынша жылжытады. Сол сәтте су тізбекті конвейер (11) үшбұрышының басқа бұтағында тісті доңғалақтар (8 және 9) арасымен иілген еңкіш, су қалақшаларына (12) ағады және өзінің қозғалысын өзгертпестен жоғары қарай жылжиды. Қалақшалар (12) жоғарғы артқы тісті доңғалаққа (8) дейін көтеріледі де, өз осімен бұрылады және бұл қалақшалар (12) өз осімен тірегішке (13) дейін басқа жаққа бұрылатын, суда және т.б. қызмет орнына орналасатын, алдыңғы тісті доңғалаққа (7) дейін жеткізетін тізбекті конвейерге (4) барып жатады.

Барлық қалақшалардың (12) жалпы қозғалысының әсерінен конвейер (11) тісті доңғалақтардың 7,8 және 9 үшбұрышы бойымен айналу қозғалысына келеді. Тісті доңғалақтың білігі,

электр желісі бойынша тұтынушыларға электр энергиясын жіберетін электр генераторын (14) айналдыруға апарады.



Сурет 2 – Жылжымалы су электр стансасы (А-А көрініс) 1 – понтон; 2 – алдыңғы маңдайша; 3, 5 – зәкірлі шығыршық; 4 – артқы маңдайша; 6 – палуба; 7, 8, 9 – тісті доңғалақ; 10 – кронштейн; 11 – тізбекті конвейер; 12 – қалақша; 13 – тірегіштер; 14 – электрлі генератор.

Негізінен докте электр стансасы жинақтаулы күйінде жетекке алу кезінде қайраңға, рифке, жартасқа және т.б. отыруы мүмкін болатын, тізбекті конвейерді (11) және оның кронштейндерін (10) құрастырусыз жинақтайды, өйткені станса тереңде жұмыс істеуге есептелген.

Аталған мәліметтерден басқа, станса таңдалған су ағыны бар, орналастыру орнына жинақталған түрінде жетекке алынады. Ағын бойынша бір зәкір шығыршығында (3 немесе 3 және 5 екеуінде) зәкірлік шығыршықтың (3 және 5) көмегімен орналастырылады. Кронштейндер (10) тісті доңғалақтармен (9) және тізбекті конвейермен (1) құрастырылады. Әрі қарай электростанса пайдалануға жіберіледі.

Тереңдетілген суға орналастырылған конвейердің қалақшасы (12) су ағынының әсерімен қозғалысқа енгізіледі. Қалақшалар (12) өзінің салмағының әсерімен, судың ағынымен және топсалармен тіреуішке (13) дейін бұрылады. Судың қысымымен қалақшалар (12) электр энергиясын өндіретін, конвейерді әрекетке, генераторды айналдыруға әкеледі. Жүзу құралының жоғарғы тармақтарында қалақшалар жинақталады және көлденең жатқан күйінде конвейермен тасымалданады.

Теңіздегі жылжымалы су электр стансасын құрудың аталған қағидасын пайдалану шексіз қуатты өндіріп алуға мүмкіндік береді. Одан басқа, аталған стансаның шексіз қуаты жағалаудағы құрғақшылық аудандарында су тұщыландыратын құрылғыларды салуға мүмкіндік береді.

Жылжымалы су электр стансасы өндіретін электр қуаты, көмірсутекті отынды үнемдейтін және атмосфераны ластамайтын, теңіз мұнай өндіретін платформаларының жеке қажеттіліктерін электр қуатымен қамтамасыз ету үшін пайдаланылуы мүмкін.

Қолданылған әдебиет

1. Филиппова, Т.А. Су энергетикасы: оқу құралы / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г.Русина. 3-ші басылым, қайта жөңделген. – Новосибирск: НГТУ баспасы, 2013. – 619 б.
2. Заманауи электр энергетикасы /А.П. Бурман және В.А. Строевтың редакциясымен. – Мәскеу: МЭИ баспаханасы, 2008. – 632 б.
3. Абдрахманов Р.Р. Қайта өндірілетін қуат көздері – Уфа: Башмеагро-университеті, 2008. – 168б.
4. Кашарин, Д.В. Жылжымалы су электр стансалары жұмысының шарттарын зерттеу және олардың тиімді параметрлерін есептеу алгоритмін құру / Кашарин Д.В., Годин П.А., Шиян С.И // Волгоград мемлекеттік сәулет-құрылыс университеті жаршысы. Сәулет және құрылыс сериясы. – 2009. – № 13. – 174–179 б.

В данной статье проведен анализ современной микрогидроэлектростанций. В настоящее время на практике существует широкий спектр проектов микроГЭС для децентрализованных потребителей. Однако все они имеют свои недостатки, в том числе высокую стоимость и высокое давление. Было рассмотрено и сравнение микрогидроэлектростанций с другими источниками энергии и конструкцией микроГЭС.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, плавсредство, подводные парашюты, гидравлическая лопасть, гидропривод, направляющий гидроаппарат, горизонтальный цепной конвейер, электрогенератор, морская энергия

System analysis of microhydro-electrostations

E.S. Aitaliev (Doctor of Technical Sciences Professor), R.E. Zhabas (masters degree)

Zhangir Khan West Kazakhstan agrarian-technology University

This article analyzes modern microhydroelectric power plants. At present, in practice, there is a wide range of micro HPP projects for decentralized consumers. However, they all have their shortcomings, including high cost and high pressure. The comparison of micro hydroelectric power stations with other energy sources and the design of micro HPP was also considered.

Key words: hydroelectric power station, floating craft, underwater parachutes, hydraulic blade, hydraulic drive, guide hydraulic device, horizontal chain conveyor, power generator, marine energy

ON INFORMATION TECHNOLOGIES IN PIPE MANUFACTURING

K.N. Sakhno, Y.Arstanaliyev, Vo Trung Quang, Ngo Gia Viet, L.Galiyeva

«Astrakhan state technical university», Russian Federation,

Atyrau University of oil and gas

k.sakhno@mail.ru, esen-65@mail.ru, votrungquang@yahoo.com,

ngogiaviet.ast@gmail.com, gal.liza-64@mail.ru

There are problems of manufacture and installation of pipes for project information. The authors analyzed the regulated and standard of tolerances for the manufacture of tubes and their impact on the deviation of pipelines during installation. They further identified reasons contributing to the rejection of pipes manufactured according to the design documentation by bending. Given the rationale, there are more costs involved in the use of factories technologies for the manufacture of pipes from fittings. The new technology of the installation of welded connections on pipes helps to eliminate the causes of refusal from the production technology of pipe bending. The objective of the study is the compensatory abilities of pipelines taking into account features of their configuration. A brief description of the developed computer program, which tool methods were release on project documentation (maps, sketches) for pipes, allowing you to apply a new technology to establish connections.

Keywords: manufacture of tubes, tolerances, flexible, projecting, angular errors.

Introduction

Techniques producing maximum import substitution are being of most importance today. Modern engineering centers are oriented to apply generally foreign experience to solving scientific and technological problems.

But this experience has originated from scientific achievements of 1960-70s in the USSR when pipe bending was made with the help of sketches, without templates, which made possible to manufacture pipes

in backlog. Manufacturing pipes in backlog was considered to reduce construction terms and provide opportunities to supply regional manufacturing centers with pipe bending equipment.

Later, manufacturing plants refused from global use of such technique due to a larger percentage of bad quality. While mounting pipelines ran into adjacent constructions and didn't fit into proposed corridors [1].

Bad quality reasons were explained by unprofessional design. Further, with introduction of 3D design, it became impossible to explain bad quality by design errors, but the problem of backlogged pipes still existed.

Let us consider the reasons of the problem.

Analysis of regulated standard tolerance for pipe manufacturing. Tolerance effect on pipeline deflection while mounting.

Present standard rules about pipe manufacturing on sketches (in backlog) regulate to control two parameters: deviation of pipe construction sizes and angular obliquity between axes of end parts.

In the process of pipeline mounting a pipe bending lathe has several operational stages: 1) progression before bending; 2) bending; 3) pipe turn for further bending in a different plane. Errors at the last two stages result in angular deflections of straight pipe segments, as well as of pipe end parts. Standard rules do not regulate to control these deflections.

Control of axes perpendicularity doesn't reduce angular deflections, but adds extra random routes.

Size control doesn't detect these angular deflections. Effect of these can be seen during the pipeline mounting when the pipeline route deflects suddenly [4-6].

Tolerances to pipe construction size deflections are regulated [7] and make $\pm 10\text{mm}$ for pipes with a diameter less 100mm; $\pm 15\text{mm}$ for pipes with a greater diameter.

Besides tolerances to pipe construction size deflections, there are regulated tolerances to angular obliquity during pipeline mounting. They are shown in Table 17 [8] and depend on a pipe diameter or $0,5^\circ$ (European standard).

Let's examine mounting a route with two pipes manufactured according to the standard rules (Fig.1).

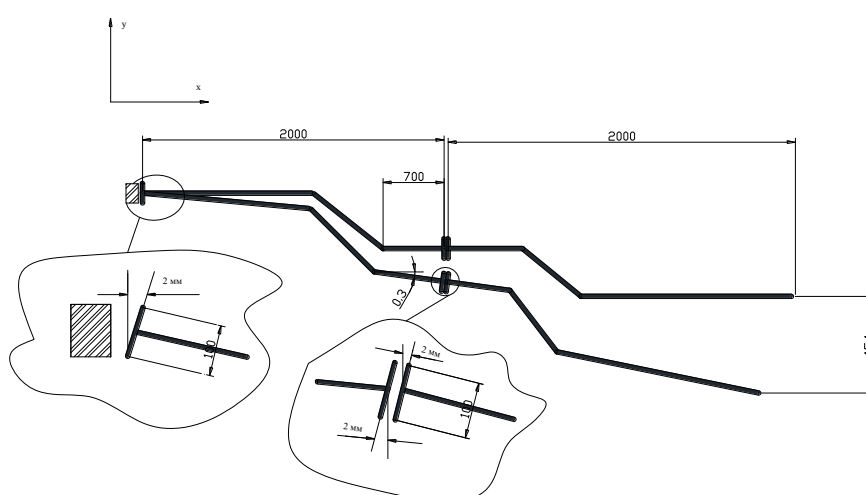


Fig.1. Route Deflection Chart after mounting two pipes manufactured with regulated tolerances.

The route consists of pipes «Дy65». Tolerance to obliquity of a mounting plane with a pipe axis is $2/100$, where tolerance is 2mm for pipe diameter less than 100mm (Table 17) [2], and 100mm is a diameter of a flange «Дy65» connecting surface.

Linear tolerance for pipe «Дy65» construction sizes is $\pm 10\text{mm}$ [1].

As a result, deflection tolerance at the end of the first pipe on axis Y is: $10 + 2/100 \times 2500 = 50\text{mm}$. This is only the deflection of the first pipe. However, the second connection at the first pipe may be not perpendicular in tolerance range, which will add $2 / 100 \times 2500 = 50\text{ mm}$ deflection to the second pipe, besides its own 60mm. More than that, possible angular deflections of the pipe straight segments make: $\text{tg}0,3 \times 3200 = 17\text{ mm}$.

In total, route deflection will be: $10 + 2 / 100 \times 2500 + 2 / 100 \times 2500 + 10 + 2 / 100 \times 2500 + 17 = 177\text{mm}$.

If we take allowed angle of obliquity $0,5^\circ$ (European standard), then we'll have 21,8mm on each flange: $\sin 0,5 \times 2500$. Bcero: $10 + 21,8 + 21,8 + 10 + 21,8 = 85,4\text{ mm}$.

Of course, it is maximum deflection value, it is not practical value. But this chart doesn't show angular deflections resulting from bending pipe straight segments.

Under standard errors of pipe bending and turning $= 0,5^\circ$ two bendings and one turn in each pipe will make additional deflections of the same nature.

Pipes manufactured according to drawings with such regulated tolerances are not possible to mount. The pipe track won't fit into the corridor designed for it.

Reasons against standardized pipe manufacturing techniques and to costly pipe manufacturing from molded pieces.

Analysis shows that maximum deflections result from angular errors [1].

Nowadays, in foreign shipbuilding manufacture of pipes from molded pieces is widely used. This technique appeared in Russia due to foreign contracts.

Method of pipe manufacturing from molded pieces is more expensive. Compared to pipe bending, this technique has two additional welding seams on each pipe bending which adds extra labor intensity and welding materials, besides a molded piece.

However, the method of pipe mounting from molded pieces eliminates angular deflections at pipe ends and makes possible to control deflections by means of elementary measurement [9]. Due to this advantage, method of pipe mounting from molded pieces has been given the first priority in domestic ship design.

After eliminating angular deflections the main problem of pipe manufacturing in backlog was solved. This encouraged mass production of pipes made of molded pieces.

Because in molded pieces manufacturing it is not necessary to know configuration of a certain pipe, they have become delivery items (generally from abroad). This method was popular in JSC "Astrakhan Shipbuilding Industrial Enterprise" during construction of sleet-proof stationary platform project «ЛСП-1», though the plant has a large number of pipe-ending lathes.

Possibility to eliminate angular deflections was the main reason to introduce the costly manufacturing method, thus saving the technique of pipe manufacturing in backlog.

If the problem of angular deflection compensation which takes place in pipe bending could be solved, then there would be no reason for expensive manufacturing pipes of molded pieces. Pipes could be manufactured in backlog which would increase balanced loading both pipe bending lathes and other equipment for pipeline production.

Process of mounting welded parts on pipe eliminates problems of pipe bending manufacturing.

As a result of research held at the turn of the 21st century the authors of this article suggest the pipe manufacturing technique where pipe bending lathes are used to avoid errors of angular deflections in the process of pipe track mounting [1, 4, 5, 6, 10].

This technique is based on the analysis of pipe configuration and errors happening in the process of manufacturing a pipe: cutting, bending, progressing, and turning in a plane. The technique uses the invention concerning part mounting.

There has been conducted analysis of pipe configuration in order to find possible errors in the process of manufacturing. The article offers new variants of parts mounting which help compensate deflections in two-axis direction [11].

A pipe made according to this technique won't have angular deflections during its mounting into a track. Besides, construction sizes of a pipe will have only one-axis deflection. This is the most important direction because 86% pipes can be mounted into a pipe track.

68% pipes have two-axis deflection, 18% pipes have three-axis deflection. Choosing a necessary variant one may avoid undesirable linear deflections of a track. The last 14% pipes will have that one and only direction of deflection which will compensate deflections in two other axes [12].

A concise description of a computer programme designed as a technological instrument in the project documentation (chart-sketches) in the process of part mounting on pipes.

To apply a new technique, there has been developed a computer programme (Fig.2) which uses data on pipe configuration, axis deflections (points of bending), machine errors in pipe manufacturing (cutting, bending, progressing, turning in a plane). This computer programme analyses pipe configuration and different variants of part mounting.

According to the project documentation, the pipe manufacturing technique aims to increase the number (capacity) of pipes in backlog, and requires participation of a project group. A designer will choose a suitable variant for a safe deflection of a pipe track and writes it down into the project (a drawing or a sketch of a pipe).

Figure 2 presents a final, resulting variant of a programme – analyzed results of pipe configuration and dimensions in order to show its compensational possibilities to compensate deflections which may occur after pipe bending.

Файл Настройки О программе

Выбор чертежа/трубы

Обозначение чертежа: 362548.23.002

Обозначение трубы: 3/B4A

Добавить Переименовать Удалить

Текущая труба

Количество прямых участков: 5
Дата создания: 27.01.2014 14:01:51
Дата изменения: 27.01.2014 14:04:33
Текущий радиус: 63,690551499

Координаты и отклонения

После гибки:	Экстремумы перемещения конца трубы, до совпадения с осью координат:	Экстремумы перемещения конца трубы, при сборке:
x=9,09	x=51	x=43,9
y=6,57	y=25,06	y=-5,52
z=-21,23	z=63,72	z=-52,34

Радиус: 63,69

Затрачено на вычисления : 0,2 сек.

☐ Сохранить отчет

Считать

Fig.2. Main form, after calculations

For compensation a designer must choose an axis, deflection on which will be safe for the track during the mounting. To make the right choice the main form has three chapters.

Chapter "Extremums of pipe end displacement before matching the axis" shows the length of the second pipe's end displacement relatively the first pipe until it matches each axis.

Chapter "Extremums of pipe end displacement in the process of mounting" shows maximum allowed values of displacement of parts along each axis before matching the pipe when the pipe end was aligned with this axis.

When the direction of compensation is chosen, a note is put down into the pipe drawing about pipe end displacement in the process of mounting before it coincides with the axis; a calculated displacement length relatively this axis which is given in the main form is put down in the note, too. The given value is the only tolerance for construction dimensions of the pipe. The drawing doesn't require any other calculations from the computer programme. Bright or dim background of the picture of calculated results tells which axes can be taken as compensational.

The pipe in example can take any axis as compensational. A pipe in a project 4550 built in JSC "Shipbuilding plant "Krasnye Barricady" is taken as an example in the design project.

Conclusions:

Manufactured according to such sketches and techniques pipes will have construction dimension deflections only in one-axis direction taking into account the position of a certain pipe route.

The technique described can help to work out the documentation for pipe manufacturing without pipe track deflections.

Track deflections will occur only because of inaccurate positioning of welded outfitting and equipment.

On the base of the new technique there was created a training course "Modern methods of design and manufacturing pipelines in multiple technological complexes" for engineers. This course became the winner in the competition declared by the presidential executive order of the Russian Federation. According to this course, in the III quarter 2013, 15 engineers from shipbuilding plants and design bureaus were successfully trained and given higher qualification.

This technique can be used in building multiple technological complexes: modern sea and river ships, oil and gas constructions, drilling platforms, and any other objects having non straight pipelines.

Using this technique can solve many problems:

- import substitution (avoiding to buy molding parts for pipe manufacturing);
- training highly qualified specialists on the base of the national scientific and engineering achievements;
- pipe manufacturing according to project documentation without size adjustment in situ;
- decrease of construction terms due to pipe manufacturing in backlog;
- competitive recovery because of limitation of contract terms;
- greater loading of equipment for pipe manufacturing;
- developing engineering centers of pipe manufacturing which will produce finished parts for mounting.

List of references

- 1.Sakhno K.N. Modern methods of design, manufacturing and mounting pipelines on ships/K.N.Sakhno, A.S.Diyakhov// Vestnik ASTU. Series: Marine equipment and Technologies. – 2014. - № 1. – P.26-32.

2. Sokolov O.V. Application of Information Technologies in shipbuilding production/ O.G.Sokolov, A.M.Plotnikov, G.V.Bagayev, V.A.Rogozin, V.I.Kupersteyn// Shipbuilding. – 2004. - № 5. – P.78-83.

3.Ganov E.V. Using computers in drawing for manufacturing ship pipelines/ E.V.Ganov, I.A.Smirnova// Shipbuilding. – 2003. - № 5. – p.51-52.

4. Pat.№2126760 RF. Technique of main pipeline according analytical data/K.M.Doykhen, L.B.Chmutov.

5. Pat.№2126760 RF. Method of deflection compensation in pipeline mounting/ Sakhno K.N.

6.Gorelik B.A. Flexible and full-strength pipeline without welding/ B.A.Gorelik. St.Pb.:Registry of Shipping, 2006. – p.138.

7. GRL 5.95057-90.Marine systems and power plants. Standard technological process of pipe manufacturing and mounting. – Ltd."Ritm"

8.RD 5P.0005-93. Marine systems and power plants. Requirements to design, manufacturing and mounting pipes according to sketches and drawings of pipe routes axes. – St.Pb.:CRIST

Жұмыста жобалау ақпараттарына сай, құбырларды дайындау және құрастыру мәселелері қаралған. Қазіргі қолданыстағы стандартпен реттелетін рұқсат берілген аралықтағы құрастыру мүмкіндіктердің әсері зеріттелген. Жұмсарту әдісін пайдалана отырып, жобалау ақпараттарымен технологиялық дайындаудың істен шығуына әсерлер анықталған. Сондықтанда зауыттардың нарықтық тұрғыдан қымбат фасондық бөлшектер технологиясын алу себептері анықталды. Жұмсақтық технологияны пайдалану арқылы құбырларды құрастыруға мүмкіндік беретін жаңа технологиялық қондырғы ұсынылған. Құбырларды тиімді құрастыруды қарастыратын ізденістерде қаралатын мәселелер сардаланылған. Сонымен бірге осы әдістерді қолдануды жеңілдететін компьютерлік бағдарламаға қысқаша түсінік берілген.

Негізгі сөздер: құбырларды дайындау, рұқсаттық шарт, жұмсақтық, жобалау, бұрыштық дәлдіктер.

Рассматриваются проблемы изготовления и монтажа труб по проектной информации. Проведён анализ регламентированных, стандартных допусков на изготовление труб и определено их влияние на отклонение трасс трубопроводов при монтаже. Выявлены причины, способствующие отказу от технологии изготовления труб по проектной документации методом гибки. Дано обоснование применения заводами более затратной технологии изготовления труб из фасонных частей. Предложена новая технология установки приварных соединений на трубы, устраняющая причины отказа от технологии изготовления труб методом гибки. Поставлены задачи исследования компенсационных возможностей трасс трубопроводов с учетом особенностей их конфигурации. Приводится краткое описание разработанной компьютерной программы, являющейся инструментом методики выпуска проектной документации (карт-эскизов) на трубы, позволяющей применить новую технологию установки соединений.

Ключевые слова: изготовление труб, допуски, гибка, проектирование, угловые погрешности.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ИЗГОТОВЛЕНИЯ И МОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ СЛОЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

К.Н. Сахно (д.т.н., профессор), **Е.У.Арстаналиев** (к.т.н., профессор), **А.С. Дьяков,**

Р.В. Дженкова, Л.Х.Галиева, Г.Б.Тажиева

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», Российская Федерация,

НАО «Атырауский университет нефти и газа»

k.sakhno@mail.ru, esen-65@mail.ru. rereac@mail.ru, rita.dzhenkova@mail.ru.

gal.liza-64@mail.ru. gulmira82@inbox.ru

Рассмотрено современное состояние проблемы проектирования, изготовления и монтажа трубопроводов. Представлен обзор исследований в области компенсации отклонений трубопроводных трасс. Рассматривается проблема повышения технологичности трубопроводов на стадии

проектирования с обеспечением возможности изготовления труб без снятия размеров по месту и ее решение в рамках исследований взаимосвязи конфигурации и компенсационных возможностей трубопроводных трасс. Рассмотрены современные методы повышения технологичности трубопроводов сложных технологических комплексов при проектировании, изготовлении и монтаже. Поставлены задачи по исследованию компенсационных возможностей трасс трубопроводов с учетом особенностей их конфигурации.

Ключевые слова: трубопроводы, проектирование, изготовление, монтаж.

Введение. Традиционные технологии изготовления и монтажа систем трубопроводов предусматривают их трассировку по месту на строящемся объекте, с учетом размещения оборудования, смежных конструкций и систем. При этом необходимая точность достигается значительным объёмом пригоночных работ, связанных с изменением размеров отдельных элементов труб, сборкой их с большим количеством дополнительных ручных операций по месту, а также с применением специальных технологических шаблонов[1].

Многие операции по монтажу трубопроводов лежат на критическом пути и тем самым влияют на общую продолжительность постройки объекта[2].

Поэтому важнейшей тенденцией при создании сложных технологических комплексов является повышение эффективности производства путем внедрения новых технологий изготовления труб по проектной информации без пригонки по месту. Наличие в проектной документации достаточной информации для изготовления и монтажа труб позволяет совместить работы по постройке объекта и сократить сроки выполнения строительных заказов. Кроме того, создаются предпосылки для формирования региональных центров, работающих в автоматизированном режиме изготовления труб.

Современное состояние вопроса и методов проектирования, изготовления и монтажа трубопроводов

Среди наиболее перспективных направлений повышения эффективности трубообрабатывающего производства в настоящее время рассматривается перенос основных и наиболее трудоёмких работ по трассировке и пригонке труб со строительного объекта в цех. Решение проблемы связывается с совершенствованием технологической подготовки производства и обеспечением достоверности проектной информации, определяющей форму и размеры труб [3,4].

Решение проблемы выпуска достоверной информации на трубопроводы ведётся с конца 60-х годов прошлого века. Разработан и применяется метод проектирования трубопроводов с использованием масштабного макетирования [5]. Для этого изготавливаются в масштабе 1:10 или 1:5 макеты наиболее насыщенных помещений (например, машинных отделений, постов энергетики, надстроек и т.д.). На основе макета выпускаются монтажные чертежи трубопроводов (в нескольких проекциях), располагаемых в макетируемом помещении. На них наносятся координаты труб относительно реально существующих конструкций объекта, а также координаты изгибов, начала отростков, клапанов, фильтров и т.п. Координат должно быть достаточно для однозначного определения размеров каждой трубы. Кроме того, указываются номера труб по спецификации [4].

Снятие шаблонов требует готового объекта монтажа и препятствует изготовлению труб в задел (заранее), что не позволяет запараллелить (совместить) работы по постройке объекта и сократить сроки выполнения строительных заказов. При технологии изготовления труб по шаблонам [5], точность обеспечивается за счет большого объёма пригоночных работ, связанных с изменением размеров отдельных элементов трубы, сборкой её с соединениями и ответвлениями. Использование аналитической информации при изготовлении труб позволит сократить объём пригоночных работ,

составляющих в среднем до 28% от общей трудоёмкости изготовления труб [6].

В работах Гончар Н.О., Дойхен К.М., Литвинова А.Ф. отмечается, что эффективному внедрению в производство технологии изготовления труб по чертежам (эскизам) (рис. 1) препятствует недостаточное исследование точности изготовления трубопроводов и необходимость совершенствования системы допусков [7].

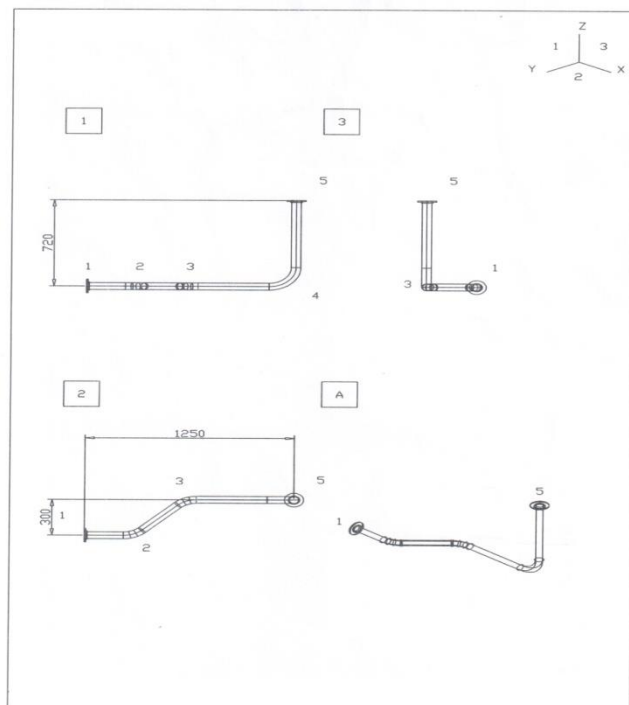


Рисунок 1. Технологический эскиз трубы

Большинство существующих допусков на изготовление и монтаж трубопроводов представляет собой результат статистического обобщения практического опыта изготовления труб. Такой принцип назначения допусков используется нормативными документами и стандартами [5], регламентирующими основные требования к проектированию и изготовлению труб. Однако подобный подход к назначению допусков не может удовлетворить требования монтажа трубопроводов [5,7].

Недостатки существующей системы допусков и возможные пути их устранения, отмеченные в работах [6], заключаются в следующем.

Отсутствует дифференцированный подход к оценке точности трубопроводов в зависимости от стеснённости помещений и жесткости трубопроводов. Стеснённость монтажа и жесткость трубопровода являются основными критериями, которые должны лежать в основе назначения точности труб. Величина отклонения труб должна быть такой, чтобы трасса трубопровода не выходила за пределы «монтажного коридора», размеры которого регламентируются степенью стеснённости помещений, с другой, отклонения труб не должны вызывать дополнительных напряжений и снижать эксплуатационную надежность соединений трубопроводов [5,6]. Для обеспечения сборки труб и снижения пригоночных работ при монтаже трубопроводов необходимо выполнить расчёты размерных цепей отклонений деталей конструкций объекта, механического оборудования, предметов насыщения и составляющих звеньев трубопровода.

В настоящее время при проектировании трубопроводов, в соответствии с нормативной документацией [5], размерные цепи составляются по номинальным размерам. Такой подход не удовлетворяет требованиям монтажа, поэтому специалистами рассматривается возможность применения размерного анализа к расчёту отклонений трасс трубопроводов и составления цепи

отклонений. Решение пространственной цепи выполняется разложением на три линейные цепи, расположенные взаимно перпендикулярно по трем координатным направлениям x , y , z . При расчёте, в качестве возможных отклонений труб, учитываются допускаемые отклонения координатных (строительных) размеров труб от размеров, указанных в технологических эскизах, принимаемые в соответствии с требованиями к изготовлению [8].

При трехмерном моделировании систем трубопроводов с использованием автоматизированных программных средств, все трубы имеют проектную информацию о размерах и конфигурации [1, 9, 10]. Некоторые проектные организации разрабатывают для гибки труб также и технологические эскизы.

Взаимосвязь конфигурации и компенсационных возможностей трубопроводных трасс

При строительстве сложных нефтегазовых комплексов, буровых платформ, на судостроительных предприятиях по этой проектной информации изготавливается только 40% труб. Это трубы трасс, расположенных в малонасыщенных помещениях, где нет сомнений, что изготовленные в пределах существующих допусков трубы не разместятся в отведённые коридоры из-за помех в виде соседних конструкций. В составе каждой трассы, ограниченной жёстко фиксированными соединениями, одна из труб – забойная – изготавливается по размерам, полученным по месту с пригонкой по месту. Эта труба должна компенсировать все неточности изготовления конструкций объекта, установки оборудования и изготовленных в задел труб. Компенсация осуществляется за счёт её новых конфигурации и размеров, отличающихся от проектных на 30-120 мм и выявившихся после монтажа основных (незабойных) труб. Для того чтобы смонтировать трубопровод несоосность трассы и жёстко фиксированного соединения должна быть в пределах 0.3-2.0 мм [5]. Это достигается по месту необходимой конфигурацией и размерами забойной трубы.

Если бы в качестве забойных труб можно было использовать прямые трубы, как это предлагалось первоначальными нормативами, или простые трубы с одним погибом, как это уточнено в действующих нормативных документах, то в этом случае они тоже могли бы изготавливаться заранее, но с припусками на торцах. Однако такие трубы не могут компенсировать возникающие при монтаже труб отклонения по всем трём координатным направлениям.

Для обеспечения такой возможности забойная труба всегда должна иметь не менее двух погибов. За счёт припусков на концах трубы можно компенсировать отклонения в двух координатных направлениях. Отклонение в третьем направлении уточняется по месту и компенсируется за счёт полученного размера для гибки трубы. Поэтому забойные трубы не могут быть изготовлены заранее, так как размер между погибами используется в качестве компенсации отклонений и будет известен только после монтажа основных труб каждой трассы.

С целью снижения трудоёмкости изготовления труб и расхода материалов, в соответствии с требованиями, заготовки труб, изготавливаемых по проектной информации, не имеют припусков для пригонки соединений, так как операция пригонки не предусмотрена, что обуславливает наличие отклонений после изготовления труб (рис. 2). Влияние погрешностей изготовления на отклонения смонтированной трассы трубопровода зависит от методов установки соединений при изготовлении труб.

Для реализации данного подхода на стенде, имитирующем плоскости координат, необходимо поворачивать трубу в неподвижном соединении до совпадения центра торца трубы с осью одного из координатных направлений и передвигать подвижное соединение в выбранном координатном направлении до совмещения с трубой для сборки. В результате, отклонения по двум другим

координатным направлениям будут компенсированы. На стенде типа СГТ-160 необходимо поворачивать соединения, сохраняя их взаимное угловое положение, и одновременно передвигать одно из соединений по линии стенда до совмещения с торцом трубы для сборки.

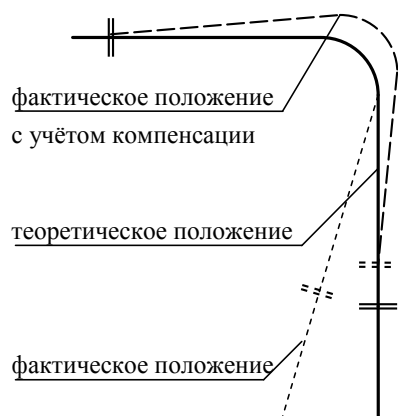


Рисунок 2. Схема участка трубопровода

Установлено, что трубы всех конфигураций (за исключением труб, у которых линия, соединяющая концы трубы, совпадает с направлением одного из концевых участков) можно поворачивать до совпадения конечной точки оси трубы с осью любого координатного направления. Угол поворота – это угол неперпендикулярности оси трубы к плоскости соединения, который ограничен требованиями стандартов. Поэтому поворачивать трубу можно только в направлении той оси, при совпадении центра торца трубы с которой, угол поворота не превысит регламентируемого значения угла неперпендикулярности. Чтобы контролировать выполнение этого условия, необходимо определить взаимосвязь между углом, образующимся при повороте трубы до совмещения центра торца трубы с выбранной для компенсации осью координат, и величиной необходимого перемещения соединения по этой оси до совмещения с торцом трубы [1].

Величина перемещения соединения для выбранного координатного направления (a , b или c) определяется соотношениями:

$$\begin{aligned} a &= \frac{X_T \cdot X_n + Y_T \cdot Y_n + Z_T \cdot Z_n}{X_T}; \\ b &= \frac{X_T \cdot X_n + Y_T \cdot Y_n + Z_T \cdot Z_n}{Y_T}; \\ c &= \frac{X_T \cdot X_n + Y_T \cdot Y_n + Z_T \cdot Z_n}{Z_T} \end{aligned} \quad (1)$$

где X_T, Y_T, Z_T – координаты отрезка-вектора N_T – расстояния между торцами трубы, совпадающего с направлением нормального вектора N к плоскости $[abcD]$, в которой перемещается конец трубы; $D(X_n, Y_n, Z_n)$ – одна из восьми вершин параллелепипеда отклонений координатных размеров труб под влиянием погрешностей изготовления, OD – максимальная величина отклонения.

Величина предельно возможного (допускаемого) перемещения трубы, для анализа компенсационных возможностей при установке соединений с допустимым перекосом, определяется соотношением:

$$R = N_T \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где φ – допускаемое угловое отклонение от перпендикулярности.

Величина перемещения трубы до оси выбранного координатного направления (Da, Db или Dc) (рис. 3) определяется соотношениями:

$$\begin{aligned} Da &= \sqrt{a^2 + X_n^2 + Y_n^2 + Z_n^2 - 2 \cdot a \cdot X_n} \\ Db &= \sqrt{b^2 + X_n^2 + Y_n^2 + Z_n^2 - 2 \cdot b \cdot Y_n} \\ Dc &= \sqrt{c^2 + X_n^2 + Y_n^2 + Z_n^2 - 2 \cdot c \cdot Z_n} \end{aligned} \quad (3)$$

Если выполняется условие:

$$R \geq Da, R \geq Db, R \geq Dc, \quad (4)$$

то для компенсации можно использовать любую ось координат.

В соответствии с действующей технологией по проектной информации окончательно (в задел) изготавливаются только три трубы; монтируются на строящемся объекте; определяются по месту размеры четвертой трубы и только после этого начинается её изготовление. Это значительно затягивает строительство.

Новый концептуальный подход к проектированию, изготовлению и монтажу трасс трубопроводов, основанный на взаимосвязи конфигурации и компенсационных возможностей проектной трассировки, предусматривает одновременное изготовление и последующий монтаж всех четырёх труб (рис. 3).

В рассмотренной в качестве примера трассе для компенсации использованы параллельные участки в пределах каждой из труб. В трассе имеются и другие пары параллельных участков: первый участок первой трубы и средний участок последней трубы; второй участок первой трубы и средний участок третьей трубы; последний участок трассы параллелен двум параллельным участкам третьей трубы. Повороты с использованием указанных участков будут иметь другие направления дуг и величины радиусов окружностей компенсации.

Заключение и постановка задач исследования

В подавляющем большинстве трасс трубопроводов имеются параллельные участки, и при правильной расстановке соединений возможно перемещение трассы в процессе монтажа труб с целью приведения рассматриваемой (конечной) точки оси трубопровода (точки трассы) к точке жёстко фиксированного соединения (точке компенсации) и совмещения направлений рассматриваемого (конечного) прямого участка трассы и нормали плоскости жёстко фиксированного соединения [1,2].

Решению данных проблем посвящены работы Б.А. Горелика, Н.О. Гончара, К.М. Дойхена, А.Ф. Литвинова, А.Б. Маслова, А.И. Рыбалова, М.И. Чугаевского, В.А. Синицкого, В.И. Кучмеля, А.А. Бендицкого, А.Н. Авласенко, А.Н. Беркова, И.М. Рыбаченко и др. Однако, несмотря на большой объём выполненных исследований, сохраняется необходимость снятия размеров по месту для изготовления труб (в насыщенных помещениях – до 70 % от общего количества труб), и вопрос повышения технологичности трубопроводов на стадии проектирования остаётся весьма актуальным.

С учетом вышеизложенного в ходе диссертационного исследования предполагается решение следующих задач:

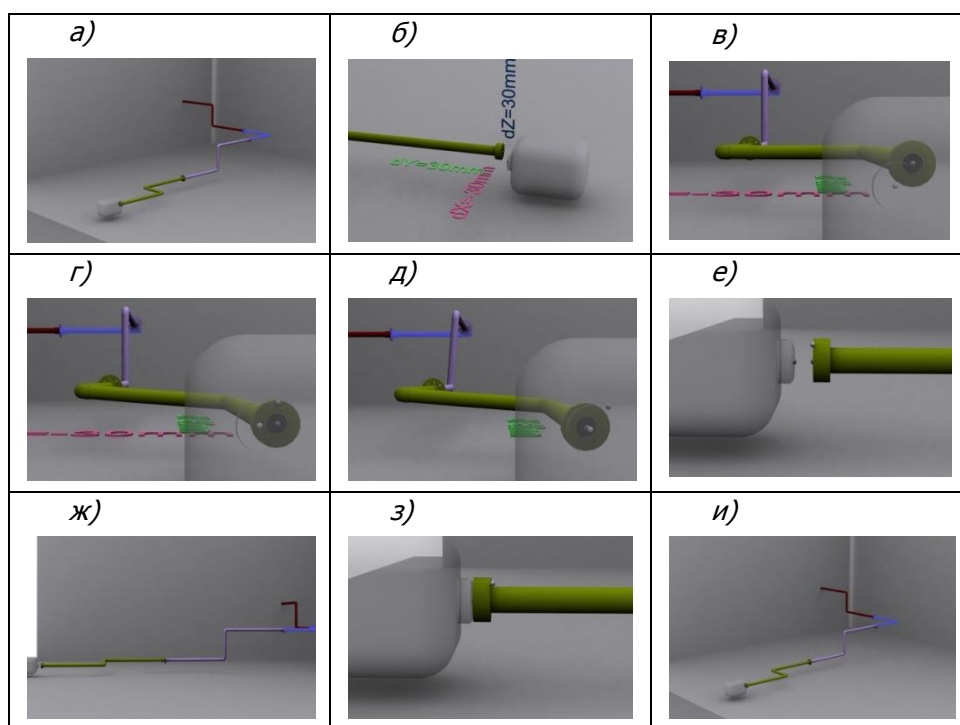


Рисунок 3. Моделирование процесса компенсации

- Изучение возможностей компенсации погрешностей изготовления с использованием новых методов сборки труб.
- Создание математической модели спроектированной трассы с учетом компенсации возможных отклонений.
- Разработка методики определения оптимальной конфигурации труб, трасс трубопроводов с учетом технологических особенностей изготовления труб.
- Разработка предложений по конструктивным и технологическим методам компенсации отклонений

Список литературы

1. Сахно, К. Н. Научные основы повышения технологичности трубопроводов судовых систем на стадии проектирования: дис. док. техн. Наук/ К. Н. Сахно. – Астрахань, 2012.
2. Сахно К.Н., Сергеев П.Ю. Современное состояние вопроса проектирования, изготовления и монтажа трубопроводов судовых систем. Постановка задач исследования // Вестник АГТУ. Серия: Морская техника и технология. – 2013. – №1. С.54-60.
3. Кучмель, В.И. Автоматизация процессов бесшаблонной технологии изготовления и монтажа судовых трубопроводов / В.И. Кучмель, А.И. Рыбалов, В.В. Надеинский // Вестник технологии судостроения. – 1999. – № 5.
4. Рыбалов, А.И. Трассировка, изготовление и монтаж судовых трубопроводов / А.И. Рыбалов // Вестник технологии судостроения. – 2005. – № 13. – С. 64–66.
5. ОСТ 5.95057-90. Системы судовые и системы судовых энергетических установок. Типовой технологический процесс изготовления и монтажа трубопроводов.
6. Рыбалов, А.И. Трассировка, изготовление и монтаж судовых трубопроводов / А.И. Рыбалов // Вестник технологии судостроения. – 2005. – № 13. – С. 64–66.

7. Литвинов, А.Ф. Повышение точности изготовления труб по эскизам / А.Ф. Литвинов, К.М. Дойхен, Н.О. Гончар // Технология судостроения. – 1986. – № 4. – С. 48–52.

8. Горелик, Б. А. Общая технология специальных соединений судовых трубопроводов : дис. ... д-ра техн. наук / Б.А. Горелик. – СПб., 2000. – 268 с.

9. Егоров, С. Я. Автоматизация компоновки оборудования в цехах ангарного типа. Часть 3. Информационно-графическая система трехмерной компоновки оборудования / С.Я. Егоров, В.А. Немтинов, М.С. Громов, С. П. Майоров // Химическая промышленность. – 2003. – № 8. – С. 35–39.

10.Егоров, С. Я.Автоматизация компоновки оборудования в цехах ангарного типа. Часть 2. Трассировка технологических трубопроводов / С.Я. Егоров, В.А. Немтинов, С.П. Майоров// Химическая промышленность. – 2003. – № 8. – С. 29–34.

Жұмыста құбырларды жобалау, дайындау, құрастыру мәселелерінің қазіргі жағдайы қарастырылған. Құбырларды құрастырудағы дәлдік ауытқуларын зерттеулердің талдауы қарастырылған. Құбыр трассаларын құрастыруда, құрастыру алаңдарынан өлшемдер алмай-ақ, жобалау кезеңдеріндегі есептеулер негізінде дайындалған конфигурациялармен дәлдік ауытқуларға сүйеніп, жинақтау мүмкіндігі көрсетілген. Қазіргі пайдалылатын құбырлардың технологиялық тұрғыдан жетілдірілген жобалау, дайындау, құрастыру мүмкіндіктері берілген. Құбырлардың конфигурациялық ерекшеліктерін ескеріп, құбыр трассаларының ауытқулық дәлдіктерін зерттеу міндеттері айқындалған.

Негізгі сөздер: құбырлар, жобалау, дайындау, құрастыру.

The current state of pipeline designing, manufacturing and mounting is considered. The review of researches in the field of pipeline route deviation compensation is given. The problem of manufacturability improvement of pipelines at the stage of designing and providing the possibility of pipes manufacturing without taking sizes at the place, and its solution within the framework of the research of the configuration interrelation and compensation possibilities of pipeline routes are considered in the paper. The modern methods of improving processing pipelines of technological complexes in the design, manufacture and installation are studied. The research problems of pipeline routes compensating taking into account the features of their configuration are stated.

Key words: pipelines, designing, manufacturing, mounting.

ПРАКТИКА РЕАЛИЗАЦИИ МАЛООСАДОЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕТРОПОЛИТЕНА

М.О. Лебедев, К.П. Безродный, Р.И. Ларионов

ОАО НИПИИ «Ленметрогипротранс», Россия, г. Санкт-Петербург

Санкт-Петербургский (Ленинградский) метрополитен строится с 1945 года.

Являясь одним из самых «глубоких» в мире, метрополитен имеет и весьма сложные инженерно-геологические условия строительства, в силу присутствия мощного - до 45 метров слоя четвертичных отложений, представленных водонасыщенными совершенно неустойчивыми грунтами. До недавнего времени основным способом при строительстве эскалаторных тоннелей было применение рассольного замораживания для стабилизации четвертичных отложений. Тоннель проходили со сборной круговой обделкой из чугунных тубингов на полное сечение. Наряду с основными подземными сооружениями, расположенными в плотных протерозойских глинах на глубине 60 метров и более, проходка которых осуществляется с применением различной механизированной техники, строится большое количество вспомогательных выработок. Как правило, при их строительстве используется большой объем ручного труда при разработке забоя и многостадийность при возведении крепей и обделок. Реализация таких технологий сопровождается деформациями дневной поверхности не менее 100 мм.

Строительство станционных комплексов на такой глубине является источником развития мутьды деформаций на поверхности, которая охватывает территорию в несколько гектаров. В таких условиях сильно осложняется строительство метрополитена в центральной части города, где присутствуют здания исторической застройки. Требуется применение технологи, способствующих уменьшению деформаций поверхности.

За всю историю строительства метрополитена, проектный институт и Метрострой, разработали и внедрили в практику строительства метрополитена большое количество технических решений [1,2], позволяющих увеличить долю механизации в проходческом цикле и уменьшить деформации дневной поверхности.

Опытные конструкции обделок из набрызг-бетона при строительстве в плотных протерозойских глинах начали внедрять с 1975 года [3]. Развитие в применении набрызг-бетонных обделок было получено в 2012 - 2014 годах при строительстве вентиляционно-эвакуационных сбоек на глубине 60 метров. Принципиальным отличием от ранее возведенных конструкций является форма поперечного сечения и использование фиберглассовых анкеров опережающего крепления лба забоя, предназначенных для косвенного армирования массива.

В процессе проходки сбоек осуществлялся геотехнический мониторинг, в составе которого решалась задача по определению напряженно-деформированного состояния (НДС) обделки. При возведении обделки в шести узлах по ее периметру на внешнем и внутреннем контурах были установлены струнные деформометры ТБ-200 (рис.1). По результатам измерений строились графики напряженно-деформированного состояния обделки во времени.

При определении напряженно-деформированного состояния обделки методика расчета напряжений по измеренным деформациям отражала установку датчиков в бетоне с учетом его нагружения в раннем возрасте и ползучести бетона [4].

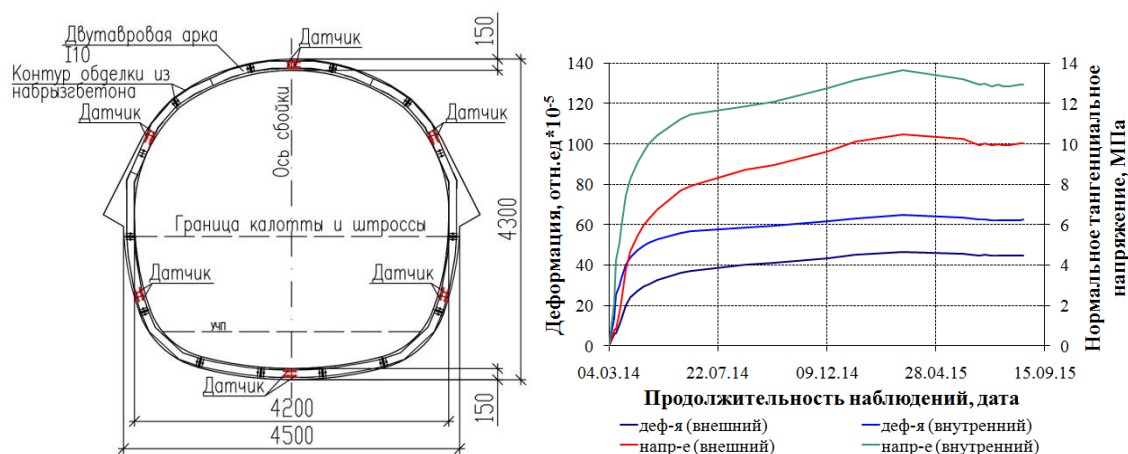


Рисунок 1. Конструкция обделки из набрызг-бетона и кривые развития ее напряженно-деформированного состояния

В результате исследования напряженно-деформированного состояния обделки из набрызг-бетона было получено, что:

- по всему периметру обделки нормальные тангенциальные напряжения являются сжимающими, что свидетельствует о правильном выборе размеров и формы поперечного сечения выработки;
- в боках обделки калоттной и штроссовой частей отличие в величинах напряженного состояния незначительно. В штроссовой части они, как правило, на 20 % меньше;

- средние величины нормальных тангенциальных напряжений в боках составляют 11 МПа, при максимальных значениях до 18 МПа. В своде и обратном своде нормальные тангенциальные напряжения составляют 5 МПа;

- при разработке штроссовой части снижения напряженно-деформированного состояния калоттной части не наблюдалось, что свидетельствует о хорошем сцеплении конструкции обделки с массивом.

Следующий пример - строительство руддвора и венттоннеля от шахтного ствола в протерозойских глинах при строительстве Петербургского метрополитена [5]. При проходке были применены опережающий забой экран из труб и косвенное армирование грунтового массива фибerglassовыми инъекционными анкерами с жесткой арочно-бетонной крепью. Эти мероприятия свели практически к нулю смещения контура выработки.

Технологический цикл работ по сооружению заходок верхнего уступа руддвора и венттоннеля включал в себя:

- устройство буровой установкой SM-475-T скважин диаметром 124мм и длиной 14м (рис.2) и установка в них опережающих забой фибerglassовых инъекционных анкеров;
- сооружение опережающих забой экранов из труб диаметром 102мм и длиной 7м в предварительно пробуренных скважинах диаметром 121мм с последующим заполнением их инъекционным раствором;
- разработку породы забоя на одну заходку длиной 80см агрегатом BROKK 180. Установка рам крепи из двутавра №30 осуществлялась этим же агрегатом. Затем межрамное пространство заполняется набрызг-бетоном, либо бетонируется.

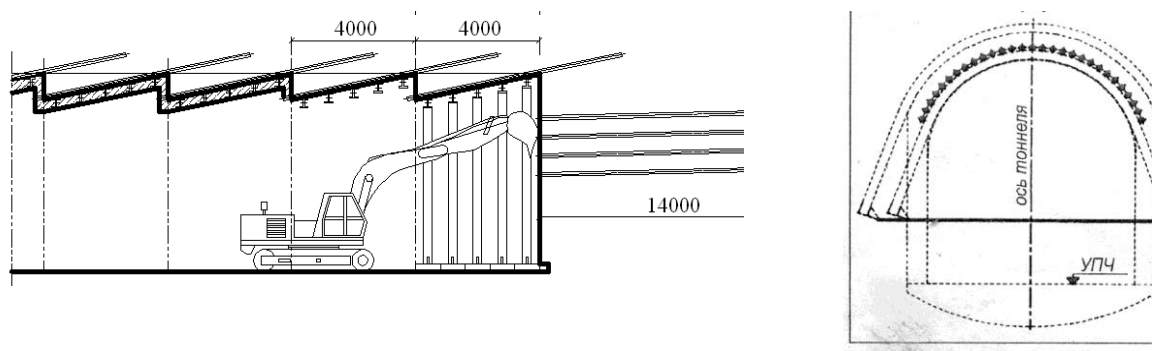


Рисунок 2. Устройство экрана из труб

Был разработан проект конструкций, организации строительства (рис.4) и геотехнического мониторинга.

Геотехнический мониторинг, как элемент технологии строительства, решал следующие задачи:

- определение напряженно-деформированного состояния (НДС) элементов крепи и окружающего грунтового массива в натурных условиях;
- определение деформации дневной поверхности.

На арках устанавливали струнные датчики (рис.3,а) и динамометрические фрагменты двутавров, оснащенные тензорезисторами. На рис.3,б показаны характерные для опытных участков графики развития во времени нормальных тангенциальных напряжений в поперечных сечениях арочно-бетонной крепи. Наиболее интенсивно напряжения растут в течение 2 недель. За это время отход забоя составляет 15 метров. В конце этого периода напряжения составляют около 40МПа.

Напряжения в трубах опережающего экрана рассчитывали по измеренным местным деформациям с помощью мерных баз.

По смещениям специальных марок, закрепленных в пробуренных впереди забоя горизонтальных скважинах, получали горизонтальные деформации массива по мере проходки тоннеля.

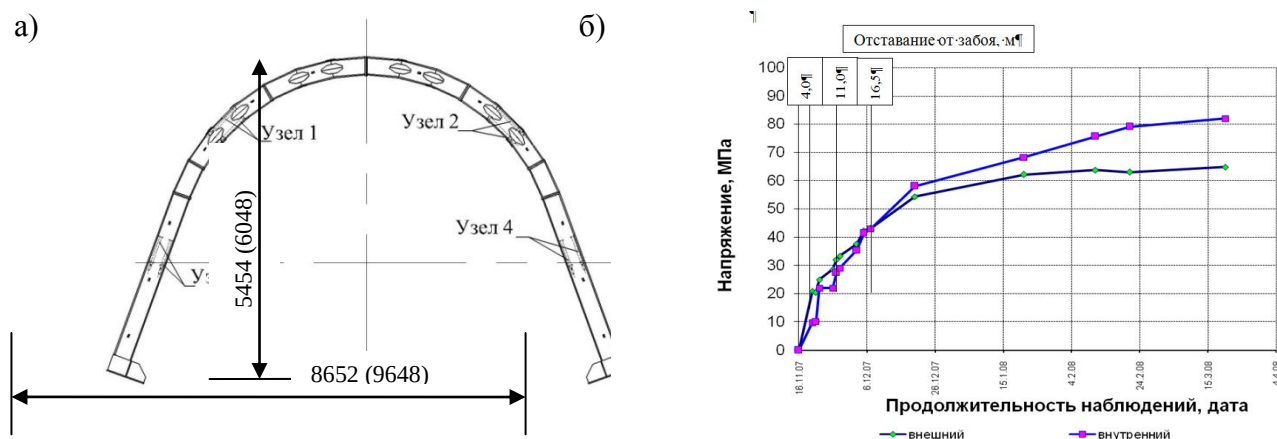


Рисунок 3. Оснащение стальной арки контрольно-измерительной аппаратурой в узлах 1-4 а) и характерный график формирования нормальных тангенциальных напряжений в одном из узлов по периметру крепи на внешнем и внутреннем контуре б)

Для определения усилий в фиброгласовых анкерах опережающего крепления лба забоя, в них устанавливали струнные датчики. Исходя из результатов измерений, вычисляли напряжения в массиве.

Смещения контура выработки получали с помощью тахеометрической съемки марок, установленных на арках.

Деформации дневной поверхности фиксировали по реперам геодезическими методами.

По результатам геотехнического мониторинга были сделаны следующие выводы:

1. Смещения на дневной поверхности в пределах точности измерений дает основание говорить о реализации безосадочной технологии строительства.

2. Радиальные напряжения на контакте крепи и массива составляют 20% от γH .

3. Напряжения в анкерах достигают 190 МПа, горизонтальные смещения впереди забоя в массиве – до 11 мм и начинаются до подхода забоя на расстоянии ~6 м. По данным результатам была уменьшена длина анкеров на 2 метра.

4. Усилия в рамной крепи не превышают 50% ее несущей способности, что дает возможность при проектировании в аналогичных инженерно-технических условиях снизить материалоемкость крепи или увеличить шаг установки рам. Нормальные тангенциальные напряжения на внутреннем и наружном контурах сжимающие.

Несколько новых технологий строительства было реализовано при строительстве наклонных (эскалаторных) тоннелей. Опыт строительства метрополитена свидетельствует о том, что наибольшее влияние на величину осадок дневной поверхности, при использовании традиционных технологий, основанных на методе контурного рассольного замораживания, оказывало строительство эскалаторных тоннелей. Причем эта технология приводила к деструктуризации грунта, что обычно сказывалось на увеличении осадок при его оттаивании уже после завершения проходки.

Максимальные величины деформаций дневной поверхности при строительстве эскалаторных тоннелей по рассмотренной технологии составляют 550 мм. В отдельных случаях деформации составляли 900 – 1000 мм. Следствием этого являлись значительные повреждения и разрушения существующих зданий и сооружений.

Одной из реализованных технологий является так называемая комбинированная технология, сочетающая струйную технологию и рассольное замораживание грунта, реализованная при строительстве эскалаторного тоннеля станции «Звенигородская» [6].

Закрепление массива Jet-сваями осуществлено рядами вертикальных скважин, пробуриваемых вдоль оси наклонного хода. Цементация производилась зонально, обеспечивая создание грунтоцементного ограждения необходимой толщины.

Для обеспечения безопасности проходки, наряду с цементацией было выполнено страховочное контурное замораживание (рис.4) наклонными скважинами. Замораживание было выполнено из расчета недопущения выхода контура заморозки за пределы закрепленного массива для обеспечения минимальных деформаций в процессе замораживания и последующего оттаивания.

Эффективность использования предлагаемой комбинированной технологии была подтверждена сопоставлением данных экспериментальных исследований деформаций дневной поверхности с классической технологией. Результаты измерений деформаций поверхности земли показали, что при использовании комбинированной технологии смещения земной поверхности были в 5 раз меньше по отношению к классической технологии.

Наиболее эффективной, для минимизации деформаций дневной поверхности, показала себя схема строительства эскалаторного тоннеля под защитой стены в грунте и закрепления грунтов методом струйной цементации. К настоящему времени применяемая механизация и отработанная технология ведения работ позволили, на примере строительства второго выхода со станции Спортивная [7], получить действительно функциональные ограждающие конструкции.

По периметру эскалаторного тоннеля выполняется стена в грунте из монолитного железобетона. Внутри контура, ограниченного стеной в грунте ниже горизонтального диаметра сооружаемого тоннеля, выполняется закрепление грунтов методом «струйной цементации».

Проходка эскалаторного тоннеля выполняется с механизированной разработкой забоя экскаватором и возведением временной аркобетонной крепи (установка кольцевых арок их двутавра и заполнением межрамного пространства набрызгбетоном). Возведение постоянной обделки начинается после проходки тоннеля с временной крепью на всю длину. По внутренней поверхности временной крепи наносится обмазочная гидроизоляция. Возведение постоянной обделки начинается с монтажа арматурных каркасов с последующей укладкой бетона сначала в нижнюю часть сечения тоннеля, а затем в верхнюю. Отставание бетонирования верхней части регламентируется условиями размещения и обслуживания опалубочного оборудования. Такая схема горнопроходческих работ была применена и при проходке эскалаторного тоннеля на станции «Звенигородская».

Строительство по такой технологии позволило добиться осадок окружающего массива не более 20 мм. К сожалению, данная схема строительства имеет ограниченное применение в условиях Санкт-Петербурга – сравнительно незначительной мощностью четвертичных отложений. Для рассмотренных условий мощность четвертичных отложений составляла 20 метров при средней величине по Санкт-Петербургу 40 метров.

Другое направление снижения осадок дневной поверхности при сооружении эскалаторных тоннелей связано с применением тоннелепроходческих механизированных комплексов (ТПМК), представляющих собой комплекс с системой грунтопригруза, способной поддерживать забой,

уравновешивая давление грунта и воды, а также воздействовать на грунт посредством нагнетания химических реагентов. ТПМК производства немецкой фирмы «Херренкнехт АГ» [8] были применены для строительства эскалаторных тоннелей станции «Обводный канал», «Адмиралтейская» (рис.5) и «Спасская».

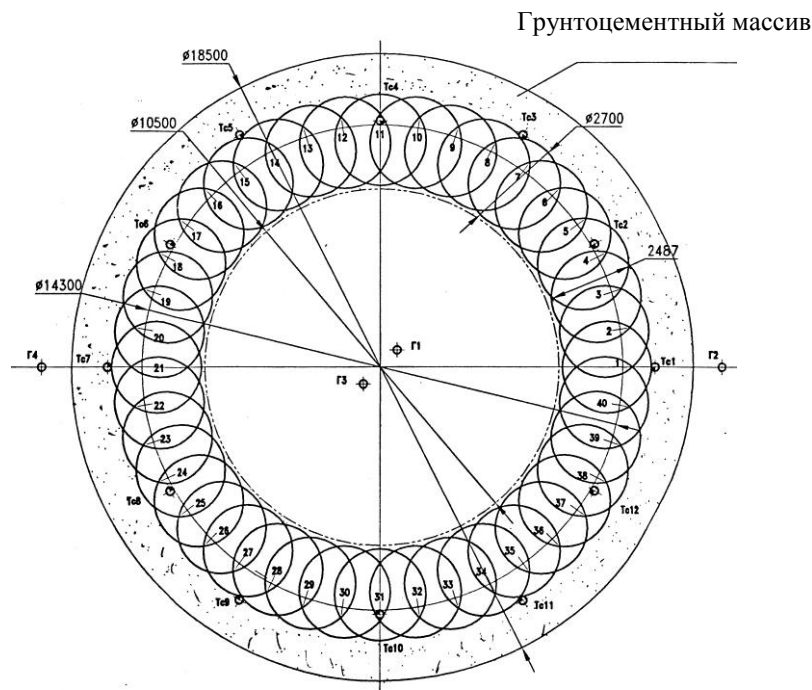


Рисунок 4. Проектное закрепление вмещающего тоннель массива:
1-40 – замораживающие скважины; Тс1-Тс2 – наблюдательные термометрические
скважины; Г1-Г4 – гидрогеологические скважины

Эскалаторный тоннель выполнен в сборной железобетонной обделке диаметром 10,4 м, толщина блоков 500 мм. Блочная железобетонная обделка была выполнена из водонепроницаемого бетона с резиновым уплотнением стыков. Для монтажа обделки использовался эректор. Соединение элементов кольца между собой и с ранее установленным кольцом осуществлено болтами. Заобделочное пространство заполнялось специальным водонепроницаемым двухкомпонентным быстротвердеющим раствором, смешивание которого осуществлялось в момент его нагнетания.

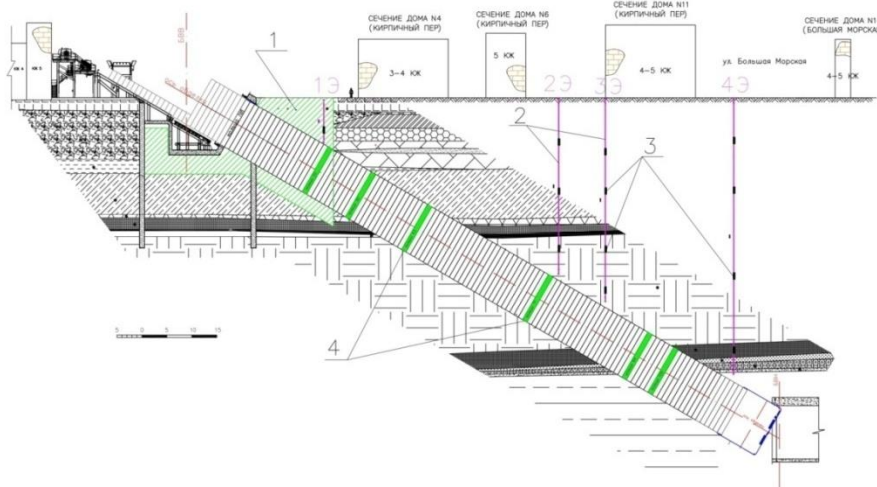


Рисунок 5. Схема расположения скважин по оси наклонного тоннеля станции
"Адмиралтейская", оборудованных экстензометрами: 1 – массив, закрепленный jet-сваями;
2 – скважины; 3 – экстензометры; 4 – кольца обделки, оснащенные датчиками

При строительстве наклонных тоннелей осуществлялся геотехнический мониторинг, предусматривающий системный контроль технологических процессов и операций при проходке эскалаторного тоннеля в части их влияния на строительные конструкции и вмещающий массив. Показанные на рис. 5 скважины с экстензометрами, оснащенная струнными датчиками обделка тоннеля, позволили контролировать процесс формирования напряженно-деформированного состояния системы "обделка - вмещающий массив" и корректировать технологические параметры горнопроходческих работ.

Совершенствование технологии сооружения эскалаторных тоннелей с помощью ТПМК позволило добиться значительного снижения величины осадок дневной поверхности с 95 мм на станции «Обводный канал» до 46 мм на станции «Адмиралтейская» и 25 мм на станции «Спасская» [9].

Современные тоннелепроходческие механизированные комплексы (ТПМК) с активным пригрузом забоя для строительства перегонных тоннелей, также позволяют минимизировать деформации дневной поверхности при проходке как в плотных протерозойских глинах, так и в пределах четвертичных водонасыщенных отложениях. Опыт строительства первых в России двухпутных перегонных тоннелей в Санкт-Петербурге показывает, что даже в условиях существующей застройки, использование ТПМК с грунтопригрузом обеспечивает проходку при наличии зданий, попадающих в зону влияния строительства, без дополнительных мероприятий по их защите [10].

Результаты выполненных исследований показывают, что, даже в крайне неблагоприятных горно-геологических условиях Санкт-Петербурга, негативное воздействие на осадки земной поверхности и связанный с этим процесс разрушения зданий, попадающих в зону мульды сдвижения, может быть снижено с помощью предлагаемых технологий сооружения и конструкций обделок наклонных эскалаторных и горизонтальных тоннелей.

Ограничения в допустимых величинах деформаций существующей застройки дневной поверхности в соответствии с современной нормативной документацией [11] далеко не для всех случаев строительства позволяют уменьшить деформации до безопасных значений. К таким объектам относятся станционные комплексы глубокого заложения.

При глубоком заложении станций метрополитена, на глубине 60 - 80 метров, отсутствует возможность отсечь существующие здания от источника развития деформаций ограждающими конструкциями [12] или пересадить здания на сваи с передачей нагрузки на грунты ниже строящегося подземного сооружения. Другие известные способы усиления конструкций зданий и грунтов оснований [13] также не исключают деформации этих зданий.

При строительстве станций метрополитена в исторической части Санкт-Петербурга, для зданий 18 – 19 веков (рис.6), разрабатываются специальные мероприятия для их поддержания. Фундаменты таких зданий ленточные, сложенные из бутового камня на известковых растворах. В основании фундаментов деревянные лежни. Грунты основания представлены водонасыщенными песками и суглинками мощностью до 30 метров. Расчетные осадки поверхности земли могут составлять до 200 мм.

На первом этапе выполняется устройство монолитной железобетонной плиты (рис. 7) [14], которая объединяет ленточные фундаменты в единую жесткую конструкцию. Данная технология также позволяет объединять в одну конструкцию разнотипные фундаменты, - например, ленточные и столбчатые. В конструкции плиты предусматриваются кондукторы для контрольного нагнетания.

На втором этапе выполняется устройство манжетных колонн, через которые будут осуществляться компенсационные мероприятия. Для этого по периметру здания и внутри здания

через установленные кондукторы в монолитной железобетонной плите, осуществляется бурение скважин, в которые опускаются манжетные колонны, а зазор между манжетной колонной и контуром скважины заполняется обойменным раствором.

В случае недостаточной прочности тела фундамента выполняется его укрепление. Для этого используются пакерующие устройства. Работы выполняют следующим образом: в теле фундамента бурят скважину, устанавливают в ней пакер (винтовой, как правило) и выполняют нагнетание укрепляющего раствора, затем после затвердевания цемента делают перестановку пакера вверх на один интервал, повторяют операцию нагнетания укрепляющего раствора и так в восходящем направлении до устья скважины.

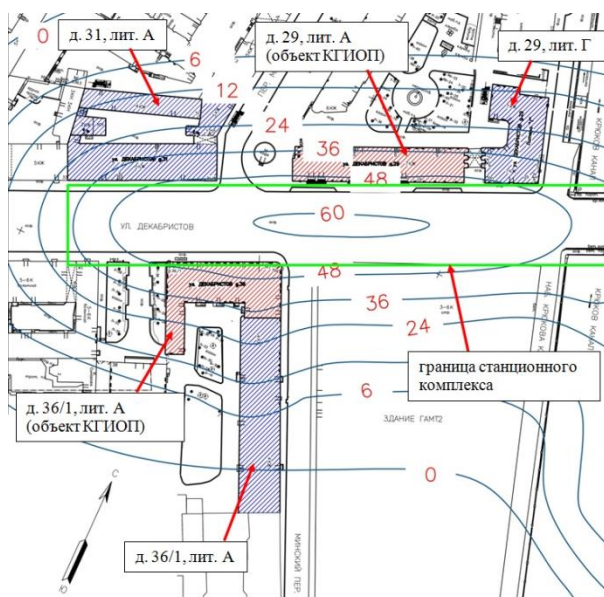


Рисунок 6. Здания, требующие дополнительных мероприятий по защите, попадающие в муьду оседания при строительстве станции метрополитена в исторической части Санкт-Петербурга

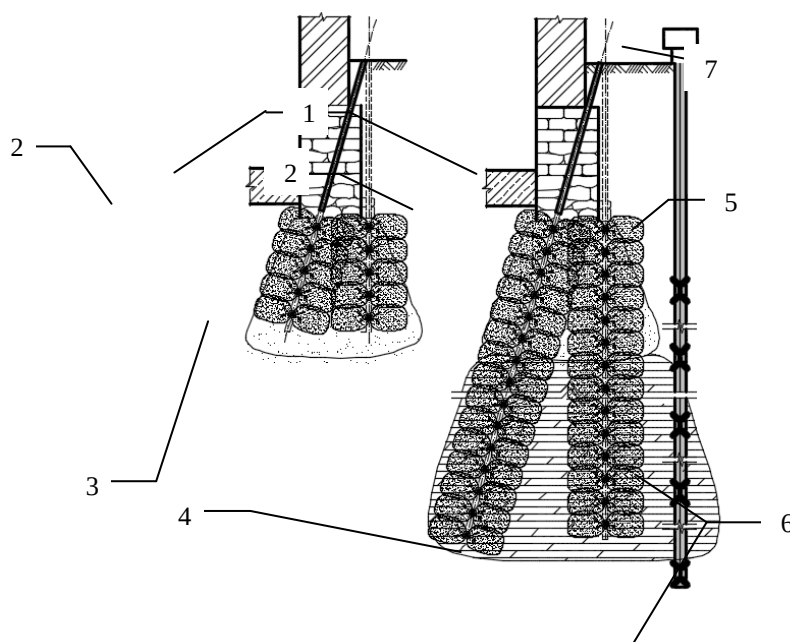


Рисунок 7. Схема компенсационного уплотнения грунтов с помощью манжетной технологии:
1 – фундамент здания; 2 – монолитная железобетонная плита; 3 – инъекционно закреплённый грунт; 4 – зона компенсационного инъецирования; 5 – скважина с экстензометрами;
6 – экстензометры; 7 – блок обработки и передачи данных.

Возможно при использовании этой технологической схемы выполнение работ в направлении сверху вниз, с последовательным разбуриваем, углублением и нагнетанием укрепляющего раствора в скважину.

При слабых грунтах оснований важным является стабилизация контактной зоны «фундамент-грунт» (рис. 7), которая выполняется после упрочнения тела фундамента. Для этого выполняется нагнетание растворов в режиме "пропитки" в основание фундамента.

Описанная выше методика компенсационных работ не нова. Для контроля ее реализации чаще всего применяют геодезический мониторинг и датчики гидростатического нивелирования [15]. Однако в этом случае компенсационные мероприятия начинаются только после того, как будут зафиксированы деформации. Последующие компенсационные работы вызывают деформации, направленные в противоположную сторону. При наличии нескольких циклов осадок и последующих компенсационных работ, поднимающих здание, минимизируются шансы сохранить здание без разрушений.

В таких условиях основной задачей является определение интервала времени, в который необходимо выполнить компенсационные работы для заполнения образуемых разуплотнений до того, как произойдет осадка здания. Более того, чтобы исключить компенсационные работы под частью здания, где они не требуются, необходимо определить количество скважин по периметру здания, через которые нужно вести подачу инъекционных растворов и их объем.

Такая задача решается при помощи скважинных экстензометров (рис. 7). Экстензометры призваны регистрировать глубинные смещения массива, на основании которых выполняется прогноз развития деформаций и оперативно принимается решение на начало производства инъекционных работ до начала деформаций зданий. Оперативность в своевременном получении информации и команде о начале компенсационных работ обеспечивают автоматизированные системы мониторинга [16], позволяющие передавать контролируемые параметры в режиме реального времени и создавать базу данных на удаленном интернет-портале. Объемы компенсационных работ принимаются дифференцированно по периметру зданий, а само нагнетание в основания зданий выполняется несколько раз в процессе строительства подземного сооружения, в зависимости от интенсивности развития деформаций от контура подземного сооружения к поверхности.

Выводы

Разработанные конструкции крепи и обделки, а также технология их сооружения и проходки тоннелей, значительно снижают применение ручного труда. А снижение деформаций дневной поверхности дает возможность их использования в условиях существующей застройки дневной поверхности без дополнительных мероприятий по усилению зданий.

В ряде случаев внедрение передовых технологий, обеспечивающих уменьшение смещений контура призабойной зоны, не решает проблемы снижения деформаций поверхности до безопасных значений для исторических зданий. Поэтому для решения задач по снижению деформаций земной поверхности необходим комплексный подход, включающий в себя малоосадочные технологии проходки с использованием мероприятий, направленных собственно на уменьшение неравномерной осадки зданий.

Строительство Санкт-Петербургского метрополитена осуществляется с выполнением геотехнического мониторинга, являющимся неотъемлемой частью технологического процесса и

решающего задачи по контролю напряженно-деформированного состояния системы «обделка – вмещающий массив» и корректировке параметров крепления и технологии возведения обделок.

Список литературы

1. Лебедев М.О., Маслак В.А. Натурные исследования при внедрении новых геотехнологий строительства тоннелей в условиях Санкт-Петербургского метрополитена // Известия Тульского Государственного университета. Естественные науки. Серия «Науки о Земле» 2008, 3, Тула: 96-99.
2. Безродный К.П., Салан А.И., Маслак В.А., Лебедев М.О., Старков А.Ю., Морозов А.В., Уханов А.В. Реализация безосадочных технологий при строительстве петербургского метрополитена // Транспорт Российской Федерации. 2010, №12(3), Москва, С. 38-41.
3. Голицынский Д.М., Теленков Н.Н., Лайкин В.В., Степанов П.В., Безродный К.П., Полубинский С.Л. Применение набрызг-бетона при сооружении тоннелей Ленинградского метрополитена // Транспортное строительство. 1979, №10, Москва, С.16÷18.
4. Безродный К.П., Лебедев М.О. О нагрузках от горного давления на обделки тоннелей закрытого способа работ //Записки Горного института. 2017. Санкт-Петербург, Т.228. С.649 – 653. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.649.
5. Безродный К.П., Салан А.И., Маслак В.А., Лебедев М.О., Старков А.Ю., Морозов А.В., Уханов А.В. Реализация безосадочных технологий при строительстве петербургского метрополитена // Транспорт Российской Федерации, 2010, №3(28). Москва, С. 38-41.
6. Безродный К.П., Маслак В.А., Марков В.А., Лебедев М.О., Старков А.Ю., Морозов А.В., Уханов А.В. Комбинированная технология стабилизации грунтов при сооружении эскалаторных тоннелей станций Петербургского метрополитена // Метро и тоннели, 2009, № 5, Москва, С. 35-37.
7. Безродный К.П., Лебедев М.О. О выполнении мониторинга при строительстве второго вестибюля станции метро «Спортивная» // Подземные горизонты, 2015, № 4, Москва, С.48-53.
8. Безродный К.П., Марков В.А., Лебедев М.О., Старков А.Ю., Лаптев Н.А., Морозов А.В., Уханов А.В. Комплексный геотехнический мониторинг сопровождения строительства эскалаторных тоннелей в четвертичных водонасыщенных грунтах с помощью ТПМК //Труды Международной научно-технической конференции «Основные направления развития инновационных технологий при строительстве тоннелей и освоении подземного пространства крупных городов, Москва, 2011г. С.57-63.
9. Маслак В.А., Безродный К.П., Лебедев М.О., Гендлер С.Г. Новые технико-технологические решения для строительства тоннелей метрополитена в условиях мегаполиса // Горный журнал, 2014, № 5. Москва, С.57-60.
10. Лебедев М.О., Ларионов Р.И., Егоров Г.Д., Попович А.В. Геотехнический мониторинг при строительстве Санкт-Петербургского метрополитена на малых глубинах // Метро и тоннели. 2016, №6. Москва, С. 19 – 24.
11. СП 22.13330.2016 "СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений".
12. Ильичев В.А., Никифорова Н.С., Готман Ю.А., Тупиков М.М., Трофимов Е.Ю. Анализ применения активных и пассивных методов защиты существующей застройки при подземном строительстве // Жилищное строительство. 2013, №12(6), Санкт-Петербург, С. 25-28.
13. Мангушев, Р.А., Осокин, А.И. Геотехника Санкт-Петербурга, Москва.: изд-во АСВ, 2010.

14. Безродный К.П., Мацегора А.Г., Лебедев М.О. Технология строительства станций метрополитена в условиях плотной городской застройки // Труды международной конференции по геотехнике «Развитие городов и геотехническое строительство» 2008, Санкт-Петербург, С. 555-561.
15. Меркин В.Е., Конюхов Д.С., Симутин А.Н., Медведев Г.М. Применение технологии компенсационного нагнетания для стабилизации высотного положения фундамента центрифуги // Метро и тоннели. 2017, №12(3-4), Москва, С. 6-7.
16. Mikhail Lebedev. Automated systems as a part of geotechnical monitoring in construction and operation of transport tunnels. in The 2016 15th World Conference of Associated Research Centers for the Urban Underground Space (ACUUS 2016). Procedia Engineering., 448-454. DOI:10.1016/j.proeng.2016.11.719.



ГЛАВА 4. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ НАУКИ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ НАНОДАТЧИКИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ТЭК

А.Е.Воробьев (АУНГ), Чжан Ляньцзы, К.А. Воробьев (РУДН)

Рассмотрены информационные нанодатчики, применяемые в топливно-энергетическом комплексе. Представлена классификация нанодатчиков по виду материала чувствительного элемента. Описаны конструкции нанодатчиков. Раскрыт механизм работы чувствительного элемента нанодатчиков.

Ключевые слова: нанодатчики, классификация, конструкция, принцип действия

Нанотехнологии - это методы и способы модификации вещества, позволяющие целенаправленно работать со структурами с размером в диапазоне от 1 нм до ~ 100 нм, с целью получения объектов с принципиально новыми физическими и химическими свойствами [4-8, 10].

Среди многочисленных наноустройств важную роль имеют нанодатчики, позволяющие измерять различные параметры среды в местах, недоступных макроустройствам. Так, переход от сенсоров обычного размера к наносенсорам был обусловлен требованиями кардинального увеличения чувствительности, селективности и возможности для дальнейшей автоматизации и компьютерной обработки полученных электрических сигналов [7, 10].

Эти сенсоры обычно включают 3 основных элемента [10]:

1. Рецепторный слой, представляющий собой распознающий чувствительный элемент. Это могут быть различные вещества, способные селективно взаимодействовать с объектом исследования (газом, аналитом и др.), который необходимо обнаружить, и практически не реагируют с другими веществами.

2. Преобразователь (гашисер), который преобразует химическое взаимодействие аналита с рецептором на поверхности сенсора в электрический сигнал, с определенными параметрами.

3. Система усиления, обработки и отображения полученного с сенсора сигнала.

Так, с помощью нанодатчиков, выполненных в виде наносенсоров, можно с довольно высокой точностью регистрировать происходящие непосредственно в нефтяном пласте изменения давления и температуры, концентрации или объема различных веществ (химических соединений), а также возможных смещений (миграций флюидов) и их скоростей, значения гравитационной силы, электромагнитных полей и их взаимодействий и т.д. в каком-либо объеме (вплоть до отдельного клатрата, т.е. наноуровня) [5, 9].

Наносенсором является специальное устройство, изготовленное с применением нанотехнологий и предназначенное для количественного определения химических соединений в окружающей среде [2, 6]. Основными составными частями такого наносенсора обычно являются чувствительный элемент и измерительный преобразователь.

В современных нанодатчиках (наносенсорах) на формирование рабочего сигнала обычно влияет природа, структура и протяженность (размеры) наночастиц, формирующих этот сигнал [1, 8]. Так, компоненты интерфейса по геометрическому признаку (размерности) могут иметь размеры в пределах 10–100 нм (табл. 1).

Все существующие наносенсоры можно условно разделить на 2 класса [13].

К первому относятся наноустройства, которые преобразуют различные по характеру и степени проявления внешние воздействия в отдельные электрические сигналы. От обычных электронных датчиков их отличает использование в качестве чувствительных элементов наночастиц или некоторых модифицированных веществ на их основе.

Таблица 1. Характерные масштабы нанодатчиков [1]

Фрагмент	Размер, м
Тонкопленочные электроды	$<10^{-8}$
Ультрамикроэлектроды	$10^{-8} - 10^{-6}$
Микроячейки	$10^{-7} - 10^{-6}$
Хемосорбционные слои адатомы, органические адсорбаты и т.д.	$10^{-10} - 10^{-9}$

Ко второй группе относятся фотометрические и химические наносенсоры, которые в большинстве случаев непосредственно взаимодействуют (реагируют) с молекулами веществ (соединений) или электромагнитными полями. Такие нанодатчики, с помощью некоторых оптических эффектов (например, эффекта люминесценции), сигнализируют о наличии в исследуемой среде искоемых веществ (химических соединений). Для "чтения" показаний этих наносенсоров зачастую необходим источник света (например, лазер и светочувствительное устройство).

При этом чувствительные элементы наносенсоров могут изготавливаться на основе весьма разнообразных наноматериалов (в том числе - углеродных нанотрубок, полимеров, металлов и их оксидов), а их измерительные преобразователи основываться на использовании рефрактометрического, кондуктометрического, люминесцентного или какого-то другого метода измерений [3, 4].

Одним из первых наносенсоров были выполнены датчики на основе углеродных нанотрубок, т.к. их электронные свойства позволяют существенно облегчать реакции электронного переноса и повышение электрохимической чувствительности материалов, а по тому их широко используют в качестве электродов [12].

Так, электроды, модифицированные углеродными нанотрубками, демонстрируют довольно хорошие электроаналитические свойства [12]: высокую чувствительность, низкий фоновый ток, широкую область идеальной поляризуемости, низкую наименьшую определяемую концентрацию, пониженное перенапряжение и не загрязняемую поверхность.

Необходимо отметить, что диаметр нанотрубок обычно составляет несколько нанометров, а максимальная полученная их длина – порядка 20 см [13]. По сути отдельные нанотрубки представляют собой одну гигантскую молекулу. В результате этого межатомные силы, соединяющие атомы углерода в нанотрубках, значительно превышают силы межмолекулярного взаимодействия, а по тому нанотрубки, как правило, обладают повышенной механической прочностью и другими весьма важными свойствами.

Электрические свойства нанотрубок также изменяются при их механической деформации или при химическом (адсорбционном) поглощении ими молекул каких-либо веществ, а также электромагнитной или световой энергии [13]. Благодаря своим особым, к внешним воздействиям, свойствам нанотрубки широко используются как главная основа для создания различных нанодатчиков.

Так, один из первых работающих наносенсоров для определения значений массы был создан в 1999 г. [13]. С его помощью можно было определить вес даже 1-ой молекулы. Для чего измеряется

резонансная частота нанотрубки с прикрепленной на ее конце молекулой и без нее. По разности значений измеренных частот и определяют массу молекулы (рис. 1).

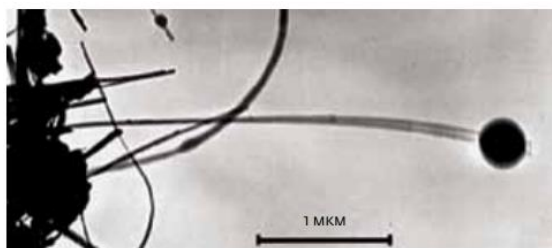


Рисунок 1. Первый наносенсор – вибрирующая нанотрубка со сферическим грузом [13].
Измеренная масса груза – 22 ± 6 фг

В дальнейшем, на основе полупроводниковой нанотрубки был создан полевой нанотранзистор (рис. 2а). При этом нанотрубка является каналом такого транзистора, а контакты на ее концах – истоком и стоком электронов. В этом устройстве затворный электрод обычно расположен с обратной стороны диэлектрической подложки [13]. Изменяя значение величины напряжения на затворе, можно целенаправленно управлять электрическим током в цепи «сток – исток».

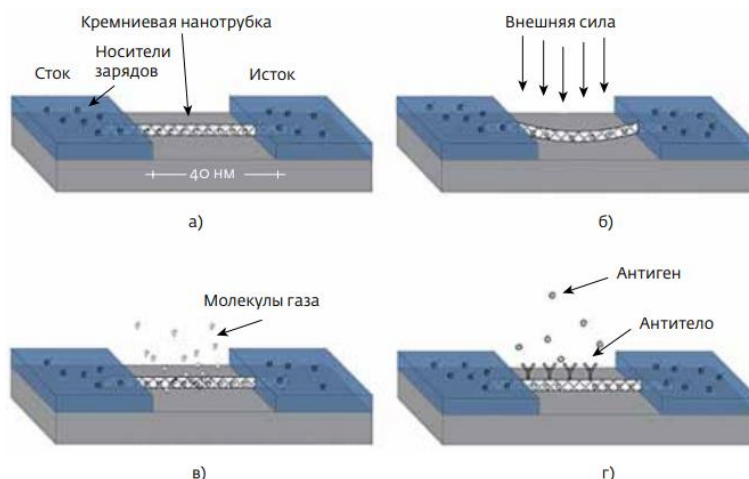


Рисунок 2. Элементарные нанотрубочные сенсоры [13]: транзистор из нанотрубки (а), физический сенсор (б), химический сенсор (в), биологический сенсор (г)

Если к такой нанотрубки приложить некоторое усилие и при этом несколько изогнуть ее, то величина порога переключения транзистора сразу же изменится (рис. 2б). По этому принципу были созданы электромеханические нанодатчики измерения значений давления силы и величина смещения [13]. В частности, группа исследователей из университета Корнелла (США) создала электромеханический резонатор, способный определять очень малые значения прикладываемой к нему силы (рис. 3).

Так, с его помощью можно детектировать смещение нанотрубки всего на 0,5 нм от исходного положения. Кроме этого, приложив определенное напряжение к затворному электроду, нанотрубку можно подтянуть до нужной степени упругости, либо обеспечить ее периодические колебания [13]. При этом реальное значение частоты колебаний зависит от величины массы маятника, поэтому с помощью этого нанодатчика можно взвешивать весьма маленькие предметы: за счет измерения резонансной частоты нанотрубки с грузом и без. Исследователи считают, что с помощью подобного устройства можно будет взвешивать даже отдельные атомы.

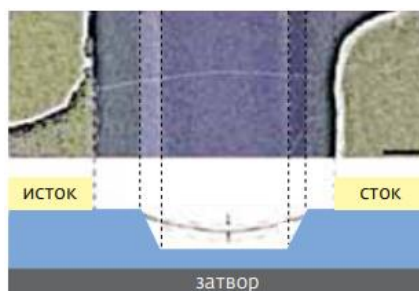


Рисунок 3. Электромеханический нанорезонатор [13].

Длина нанотрубки – 1,5 мкм

Кроме этого был разработан молекулярный сенсор, содержащий:

а) устройство из нанотрубок, включающее по крайней мере 1 углеродную нанотрубку, в котором ее первый конец электрически подсоединен с первым электропроводящим элементом внутри прямого контакта, а второй конец – электрически подсоединен ко второму электропроводящему элементу;

б) состав покрытия был нанесен и выбран таким образом, чтобы нанотрубки диэлектрически были разделены друг от друга, т.е. выполнял роль молекулярного спейсера.

Химические наносенсоры используются для определения концентрации химических соединений в окружающей (исследуемой) среде, а также для определения молекулярного состава исследуемого вещества [13].

Принцип их действия обычно основан на свойстве (например, нанотрубок и других чувствительных элементов датчика) изменять свои исходные электрические характеристики при поглощении ими молекул определенного типа [13].

Так же, как и физический наносенсор, химический нанодатчик может быть выполнен на основе нанотрубочного транзистора (см. рис. 2в). При попадании молекулы-донора (например, NH_3) внутрь p-проводящей нанотрубки происходит рекомбинация носителей ее заряда. В результате проводимость такой нанотрубки сразу же уменьшается, а пороговое напряжение смещается в сторону отрицательных значений [13]. Напротив, наличие рядом с сенсором молекул-акцепторов (NO_2 , O_2 и др.) приводит к быстрому увеличению значения проводимости и смещению величины порога в положительную сторону.

Первый нанотрубочный газовый сенсор был создан в 2000 г. В нем использовалась полупроводниковая нанотрубка, выращенная методом химического осаждения (CVD) на подложке SiO_2/Si [13]. При воздействии газов NO_2 и NH_3 значение проводимости такой нанотрубки несколько изменялось (рис. 4).

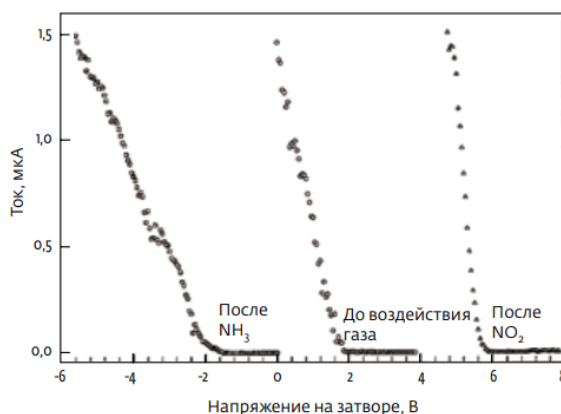


Рисунок 4. Влияние оксида азота и аммиака на пороговое напряжение нанотранзисторного датчика [13]

При этом время отклика такого нанодатчика составляло от 2 до 10 с (при концентрации NO_2 равной 200 ppm). Для восстановления до первоначального состояния этому наносенсору требуется около 12 ч при нормальной температуре. Повышение же температуры до $\sim 200^\circ \text{C}$ уменьшает это время до ~ 1 ч [13].

Значение чувствительности нанотрубки к исследуемым газам можно повысить посредством обеспечения ее функционализации, т.е. определенной модификации с помощью наночастиц более чувствительных веществ (соединений).

В частности, наносенсор, чувствительный элемент которого имел покрытие из вертикально ориентированных углеродных нанотрубок, был предложен для определения химических соединений с довольно низкой энергией адсорбции при нормальной температуре. Это устройство было оснащено ионизационным измерительным преобразователем с катодом из углеродных нанотрубок (длиной 8 мкм).

В данном случае для количественных измерений применялся отрицательный коронный разряд. Так, под действием электрического поля углеродные нанотрубки испускали электроны, которые ускорялись и, сталкиваясь с молекулами окружающей газообразной среды, ионизировали их. Значение электрического напряжения между анодом и катодом, при котором наступал отрицательный коронный разряд, и соответствовало величине концентрации химических соединений.

В дальнейшем был разработан новый аналитический наносенсор из окисленных многостенных углеродных нанотрубок для вольтамперометрического определения концентрации висмута в образцах подземных вод и почвы (табл. 2).

Таблица 2. Определение концентрации висмута в подземных водах и почве ($n = 3$) [12]

Образец	Добавлено, нг мл^{-1}	Найдено, нг мл^{-1}	Процент обратного извлечения
Подземные воды	0	38.1	—
	50	91.0	107.6
	100	139.8	102.3
Почва	0	123.0	—
	50	170.2	97.7
	100	221.0	98.3

Необычный датчик кислорода с двойной системой индикации был разработан исследователями из университета Питтсбурга (США) (рис. 5а).

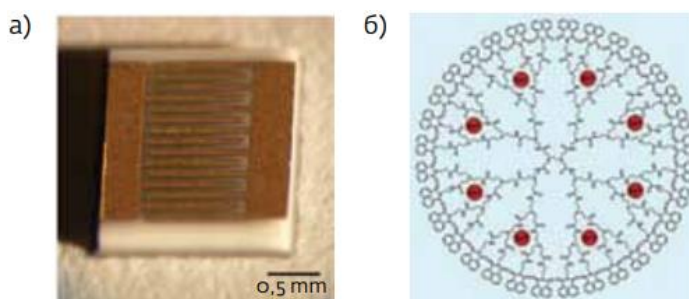


Рисунок 5. Внешний вид газового сенсора на модифицированных нанотрубках (а), дендример с катионами европия (б) [13]

В этом приборе нанотрубки были модифицированы с помощью дендримеров, содержащих катионы европия Eu^{3+} (см. рис. 5б). Сами по себе полимерные дендримеры довольно инертны, но их

можно использовать как своеобразные контейнеры для хранения молекул различных веществ. При этом, нанотрубки, модифицированные европием, при воздействии кислорода меняют свои первоначальные электрические свойства и одновременно меняются флуоресцентные свойства чувствительной пленки сенсора [1].

В последнее время кроме нанотрубок в качестве нанодатчиков стали использовать различные органические пленки. Научный анализ имеющейся в настоящее время в этой области информации позволяет разделить наносенсоры, функционирующие на основе полимеров, на 3 основные группы [3]:

- устройства с чувствительными элементами, содержащими покрытие только из полимера;
- устройства с чувствительными элементами, содержащими покрытие из полимера с нанесением слоя другого материала (зачастую – модифицированного);
- устройства с чувствительными элементами, содержащими покрытие из композиционного материала на основе полимера (мультиполимер).

При этом в качестве покрытия чувствительного элемента наносенсоров сравнительно часто используется: полипиррол, Тефлон, полианилин, полиакриловая кислота и полиметилметакрилат (работающие на акустических колебаниях, за счет объемного расширения («набухания») покрытия чувствительного элемента и изменения его массы), поли-2-гидроксиэтилметакрилат, политиофен, поли-3-гексилтиофен, силикон и др.

Так, в выпуске журнала Американского химического общества от 6 апреля 2005 г. описана конструкция нанодатчика (рис. 6) для быстрого анализа газовой смеси, созданная на основе проводящих полимерных пленок из наночастиц полианилина.

Будучи электропроводящим полимером, полианилин интересен тем, что его цепи в нормальных условиях несут небольшой положительный заряд [9]. При этом его одинаково положительно заряженные частицы отталкиваются друг от друга, а по тому не образуют плотной однородной массы. В результате после выпаривания раствора наночастиц полианилина, остается губчатая полианилиновая пленка, способная продолжать эффективно адсорбировать молекулы разных газов.

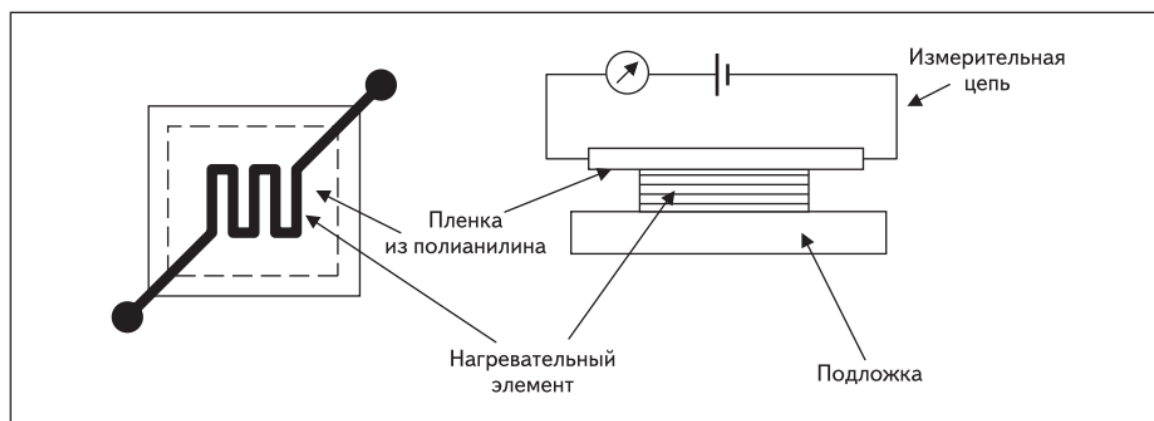


Рисунок 6. Схема газового наносенсора на основе полианилина [9]

При изготовлении такого нанодатчика на изолирующую подложку вначале ложится пластинка нагревательного элемента, которая затем покрывается пленкой из полианилина [9].

Принцип действия этого наносенсора заключается в том, что при нагревании полианилиновой пленки величина ее проводимости меняется в зависимости от состава газовой смеси, молекулы которой полианилин адсорбирует [9].

Известно также органическое сенсорное наноустройство [Патент РФ N 0028209. 2010], включающее в себя 1-н слой и электропроводящий комплекс состоящий из молекулы А и допанта Д, в котором молекула А является электронным донором органической молекулы, а макромолекула Д способна формировать особый комплекс, который без допирования не является проводником, и потому допант Д является электронным донором или электронным акцептором способным формировать соль или проводящий комплекс с молекулой А, а также необходимую основу в близком (непосредственном) контакте с органическим слоем, которые являются инертными по отношению к органическому слою, в результате чего обладают чувствительностью к изменению сдвига, деформации, давления, температуры или наличия газа.

Органическое сенсорное устройство должно организовано так, что-бы молекула А выбиралась из аценовых, короненовых, тетратиофульваленовых или тетрацианохинодиметановых производных, а кроме этого в качестве летучего соединения в нем используется йод, бром, бромид йода, хлор или иодид хлора.

При чем базовая подложка органического сенсорного устройства может быть неорганической, металлической, полимерной или 3-х мерным кристаллом, или же быть выполненной из оксида алюминия или кремния, из непроводящего полимера, термопластического полимера или эластомера, поликарбоната, полиметилметакрилата, полипропилена или полиэтилена.

Также известна наноструктура, довольно чувствительная к химическому составу скважинного флюида [патент РФ N 0134721, 2007], содержащая подложку, нанесенную на нее ограничивающую структуру, содержащую по крайней мере первую лимитирующую структуру (названную первым внутренним пространством), проксимальное устройство к первому внутреннему пространству, и первый синтетический полимер, способный селективно связываться с первым аналитом, непосредственно внутри ограничивающей структуры.

К настоящему времени разработан также наноэлектронный сенсор [патент РФ N 0132043. 2007], содержащий подложку, нанесенную на подложку электропроводящую основу (базу), диэлектрический материал, покрывающий по крайней мере область проводящей основы (базы), одну или более наноструктуры, нанесенные на диэлектрический материал и емкостно связанные с проводящей базой, верхний свинцовый проводник к одной или более наноструктурам.

При чем эти наноструктуры содержат сетку из углеродных нанонитей, а часть подложки и по крайней мере часть диэлектрического материала являются высокопористыми и скомпонованы так, чтобы позволить аналитной среде проникать через активную область подложки.

Также известен электрохимический сенсор [патент РФ N 0178921, 2009], содержащий, по крайней мере, 1-у редокс-систему, чувствительную к образцу для того, чтобы быть детектором, в которой по крайней мере 2-е редокс-системы ковалентно связаны с органической молекулой. При этом чувствительной частью могут являться протоны или сульфиды, а подложка состоит из углеродсодержащего материала.

Кроме этого, имеется интересное применение в качестве нанодатчиков пленок SnO₂ (рис. 7). Подобная система из 2-х сенсорных элементов, содержащих соответственно 0,5 об. % и 1 об. % нанотрубок, является весьма эффективной при анализе паров этанола и метанола [13].

Задачей, решаемой следующим техническим решением, является увеличение функциональных возможностей скважинного нанодатчика при расширении диапазона контролируемых им параметров, а также обеспечении стабильности его характеристик, при обеспечении должной компактности устройства [11].

Поставленная задача решается скважинным нанодатчиком, содержащим подложку с нанесенной на нее электропроводящей основой и диэлектрический материал, покрывающий, по крайней мере часть проводящей основы, и наноструктуры, нанесенной на диэлектрический материал между электропроводящими слоями электродами. При этом в качестве наноструктуры используется диэлектрический полимерный пленочный материал, содержащий в своей структуре, по крайней мере 1-у квантоворазмерную структуру и позволяющий контролировать, по крайней мере, 1-н из физических параметров скважинного флюида (химический состав /вода – нефть – газ/, давление и температуру).

При этом в качестве наноструктуры, чувствительной к химическому составу скважинного флюида (вода – нефть - газ) используется пленка диэлектрического полимера с боковыми функциональными группами, содержащая, по крайней мере, 2-а слоя, и металлические электроды, встроенные между этими слоями, не имеющие электрического контакта между собой [11].

Кроме этого в качестве наноструктуры, чувствительной к давлению, используется 1-а пленка из диэлектрического полимера с боковыми функциональными группами с нанесенными на верхнюю и нижнюю поверхности пленки металлическими электродами, соединенную с измеряемой средой посредством специальной упругой мембраны [11].

Поставленная задача решается также скважинным нанодатчиком, где в качестве наноструктуры, чувствительной к температуре, используется 1-а пленка из диэлектрического полимера с боковыми функциональными группами с нанесенными на ее верхнюю и нижнюю поверхности металлическими электродами, соединенную с измеряемой средой посредством металлического теплопровода [11].

Компактность этого устройства обеспечивается незначительным размером слагающих его наноструктур, являющихся, по своей сути, чувствительным элементом наносенсоров [11]. Так, в нанодатчиках давления и температуры эта наноструктура имеет размер $12 \times 12 \times 1000$ нм, а в химических наносенсорах - $6 \times 1000 \times 1000$ нм.

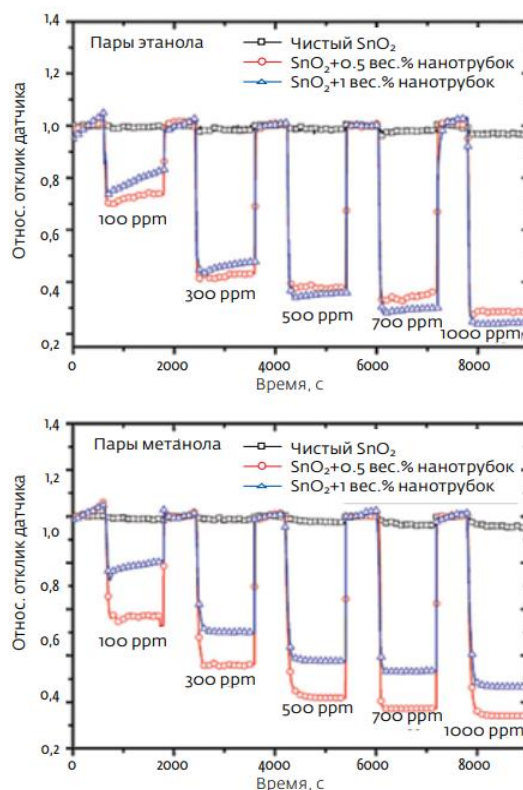


Рисунок 7. Реакция химических наносенсоров на пары этанола и метанола [13]

В качестве такого полимерного пленочного материала, содержащего в своей структуре, по крайней мере, 1-у квантоворазмерную структуру, могут быть использованы, например, полимеры класса полигетероариленов [11].

В качестве материала пленки диэлектрического полимера, чувствительной к химическому составу скважинного флюида, может быть применен полимерный материал из класса функциональных гетероциклических соединений [11].

В качестве наноструктуры, чувствительной к давлению, используется пленка из диэлектрического полимера (например, из класса полигетероариленов) [11].

В качестве наноструктуры чувствительной к температуре используется, по крайней мере, 1-а пленка из диэлектрического полимера (например, из класса полигетероариленов) [11].

На рис. 8 схематически изображен нанодатчик, представляющий собой особую многослойную структуру, содержащую диэлектрическую подложку (1). При чем в ее качестве могут быть использованы пластины из кремния, ситалла, слюды, стекла и др. На поверхность диэлектрической подложки (1) нанесен тонкий (толщиной до 100 нм) металлический слой (2), выполняющий роль первого (нижнего) электрода. На поверхность первого (нижнего) слоя нанесена пленка из функционального полимерного материала (3), содержащего в себе наноструктуру (4). На поверхности функционального полимерного материала (3) формируется второй (верхний) металлический слой (5). Металлические слои (2) и (5) предназначены для подачи на слой функционального полимерного материала (3) разности электрических потенциалов, а также для обеспечения должных условий протекания электрического тока через слой функционального полимерного материала (3) в режиме измерения давления. Проводники (6) и (7) предназначены для обеспечения электрического соединения между датчиком давления и контрольно-измерительными приборами.

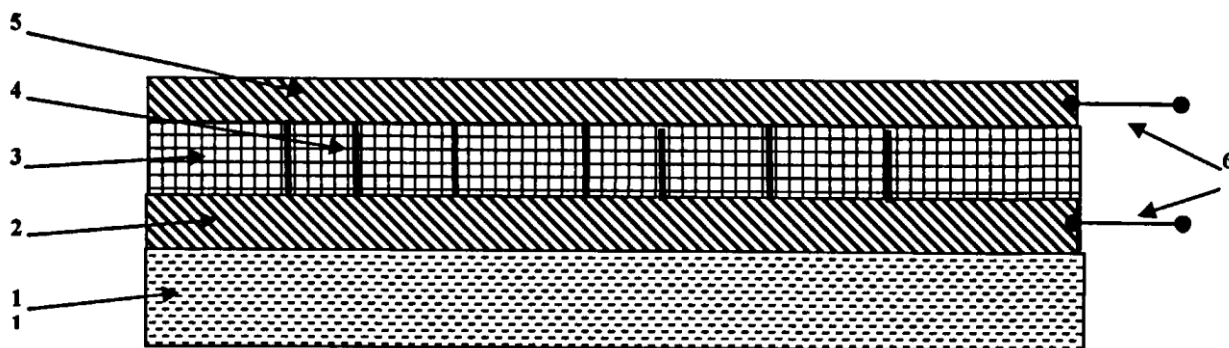


Рисунок 8. Многослойный нанодатчик [11]

На рис. 9 показан нанодатчик давления, также представляющий собой многослойную структуру, содержащую диэлектрическую подложку (1), в качестве которой могут быть использованы пластины из кремния, ситалла, слюды, стекла и др. На поверхность диэлектрической подложки (1) нанесен тонкий (толщиной до 100 нм) металлический слой (2), который выполняет роль первого (нижнего) электрода. На поверхность первого (нижнего) слоя нанесена пленка из функционального полимерного материала (3), содержащего в себе наноструктуру типа квантовая нить (4). На поверхности функционального полимерного материала (3) формируется второй (верхний) металлический слой (5). Металлические слои (2) и (5) предназначены для подачи на слой функционального полимерного материала (3) разности электрических потенциалов, а также для обеспечения условий протекания электрического тока через слой функционального полимерного материала в режиме измерения величины давления. Кроме этого металлический слой (5) дополнительно выполняет функцию упругой

мембраны, предназначенной для передачи давления от измеряемой среды к чувствительному слою из функционального полимерного материала датчика (3), содержащего наноструктуры (4). Проводники (6) и (7) предназначены для обеспечения электрического соединения между датчиком давления и контрольно-измерительными приборами.

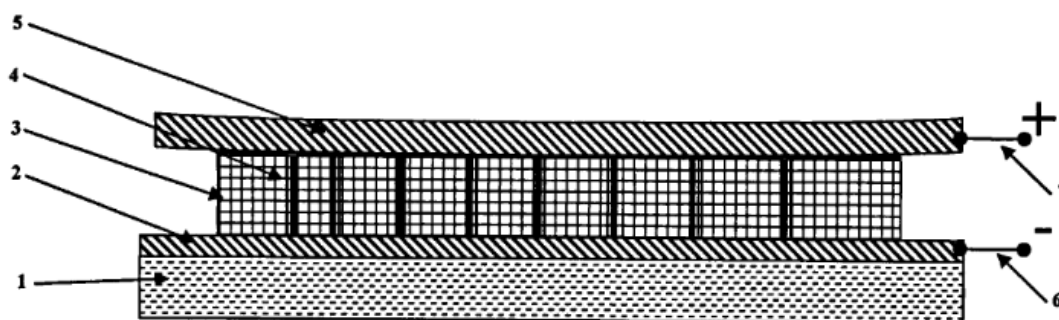


Рисунок 9. Многослойный нанодатчик давления [11]

Нанодатчик давления (см. рис. 9) работает следующим образом. Первоначально слой функционального полимерного материала (3) находится в состоянии с максимальным сопротивлением. При увеличении внешнего давления происходит уменьшение величины электрического сопротивления этого слоя (3). Такое изменение значения сопротивления возникает в результате высокой чувствительности наноструктуры, содержащейся в слое функционального полимерного материала к одноосному давлению. Относительное изменение электрического сопротивления нанодатчика служит мерой оценки величины давления, действующего на него, а от значения величины сопротивления зависят параметры силы электрического тока, измеряемого внешним измерительным прибором, подключенным к проводникам (6) и (7).

На рис. 10 представлен нанодатчик температуры, представляющий собой многослойную структуру, также содержащую диэлектрическую подложку (1). В качестве диэлектрической подложки (1) могут быть использованы пластины из кремния, ситалла, слюды, стекла и др. На поверхность диэлектрической подложки (1) нанесен тонкий (толщиной до 100 нм) металлический слой (2), который выполняет роль первого (нижнего) электрода. На поверхность первого (нижнего) слоя (2) нанесена пленка из функционального полимерного материала (3), содержащего в себе наноструктуру типа квантовая нить (4). На поверхности функционального полимерного материала (3) формируется второй (верхний) металлический слой (5). Металлические слои (2) и (5) предназначены для подачи на слой функционального полимерного материала разности потенциалов. Проводники (6) и (7) служат для обеспечения условий протекания электрического тока через слой функционального полимерного материала в режиме измерения температуры.

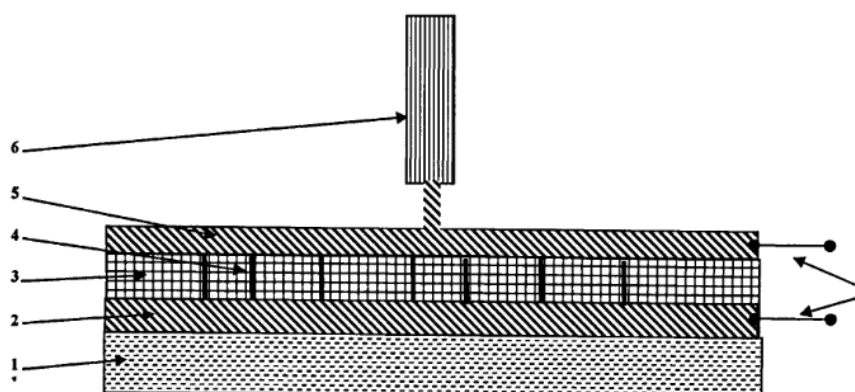


Рисунок 10. Многослойный нанодатчик температуры [11]

Чувствительный элемент нанодатчика температуры расположен на подложке (1) и представляет собой 3-х слойную структуру, состоящую из 2-х металлических слоев и расположенной между ними тонкой пленки функционального полимерного материала (толщина пленки должна находиться интервале толщин от 500 нм до 3 мкм). С внешней средой, температуру которой необходимо измерять и контролировать, датчик соединен термозондом (8).

Нанодатчик температуры (термозонда) (см. рис. 10) работает следующим образом. Термозонд (8) электрически соединен с одним из электродов (5) чувствительного элемента.

В основе своей работы датчик использует электрофизическое явление, известное под названием эффект дистанционного переключения, индуцированного изменением граничных условий. Суть этого явления заключается в том, что при изменении величины температуры происходит изменение параметров потенциального барьера на границе «полимер – металл» (5) и (3).

Это проявляется в виде изменения величины инжекционного тока, протекающего через эту границу. Выбором соотношения работ выхода электрона пары «полимер – металл» добиваются большого изменения тока в заданном интервале температур, который измеряется внешним измерительным прибором, подключенным к проводникам (6) и (7).

На рис. 11 представлен нанодатчик состава флюида, представляющий собой многослойную структуру. Нанодатчик содержит диэлектрическую подложку (1), в качестве которой могут быть использованы пластины из стекла, слюды, кремния, ситалла и др. Нанодатчик содержит металлический слой (2), сформированный в пленке из функционального полимерного материала (3), нанесенного на поверхность диэлектрической подложки (1), металлический слой (2) содержит в себе наноструктуру типа квантовая яма (4), соединенную с металлическим слоем (5). Металлические слои (2) и (5) предназначены для подачи на слой функционального полимерного материала (3) разности потенциалов, а также для обеспечения условий протекания электрического тока через слой (3), содержащий наноструктуру (4). Проводники (6) и (7) служат для обеспечения условий протекания электрического тока через слой функционального полимерного материала в режиме измерения значения температуры.

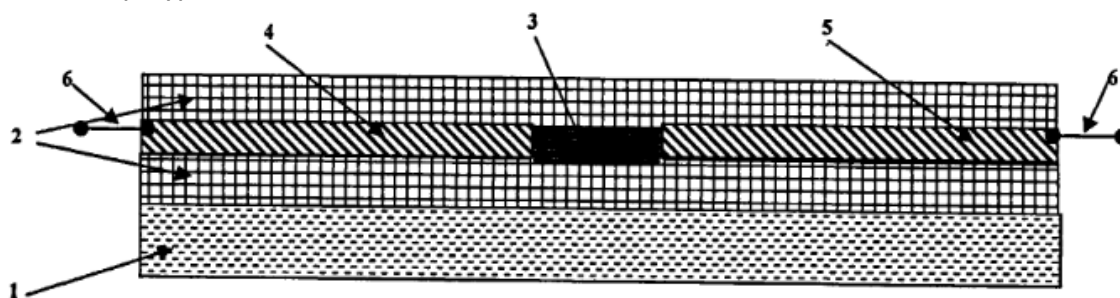


Рисунок 11. Многослойный нанодатчик состава флюидов [11]

Особенностью и достоинством рассматриваемого технического решения является то, что в нем нет необходимости контактирования чувствительного элемента с измеряемой средой, т.к. по правилу Вольты изменение электрохимического потенциала материала зонда от температуры будет индуцировать необходимые изменения инжекционного тока в структуре «металл – полимер – металл».

Нанодатчик химического состава флюида (см. рис. 11) работает следующим образом: он относится к потенциометрическому типу датчиков и состоит из чувствительного элемента (3), к которому подключены электроды (2) и (5). На эти электроды (2) и (5) подается разность электрических потенциалов, при этом через чувствительный элемент (3) протекает электрический ток.

Величина электрического тока зависит от значения сопротивления чувствительного элемента (3) нанодатчика по формуле $I = U/R$, где: I - ток, U - разность потенциалов, R - сопротивление чувствительного элемента (3). Сопротивление чувствительного элемента (3) изменяется в зависимости от состояния среды, с которой контактирует этот датчик. Механизм этой чувствительности обеспечивается за счет того, что в конструкции такого датчика предусмотрено создание квантовой ямы, заполненной квазидвумерным газом свободных электронов. Известно, что в таком состоянии носители заряда обычно обладают весьма высокой подвижностью. Потому любое внешнее энергетическое воздействие будет влиять на их значение подвижности и, соответственно, на величину сопротивления чувствительного элемента.

Физика этого явления заключается в следующем. В таком нанодатчике молекулы детектируемого вещества формируют слой на поверхности пленки функционального полимерного материала (3). Этот слой молекул формирует электрическое поле, величина которого зависит от его плотности (количества молекул в слое на отдельный элемент поверхности) или от концентрации молекул вещества в потоке флюида. При воздействии на квазидвумерный электронный газ, находящийся внутри чувствительного элемента, величина сопротивления элемента изменяется, вызывая изменение электрического тока (как правило, в сторону увеличения тока), которое регистрируется электронной схемой, по принципу действия близкой к схеме вольтметра. При наличии предварительной калибровки «электрический ток - концентрация вещества» можно установить величину концентрации вещества в потоке флюида.

Среди **наносенсоров с чувствительными элементами на основе металлов** можно выделить 3 группы [3]:

- наносенсоры, чувствительные элементы которых имеют покрытие только из оксида металла (группа 1.1);
- наносенсоры, чувствительные элементы которых содержат покрытие из слоя оксида металла с нанесением слоя другого материала (группа 1.2);
- наносенсоры, чувствительные элементы которых имеют покрытие из композитного материала на основе оксида металла (группа 1.3).

Покрытие чувствительных элементов наноустройств группы 1.1 выполняют из оксида цинка, оксида кадмия, диоксида олова, диоксида титана и триоксида железа [2]. Например, Dong Q. и др. разработали наносенсор, чувствительный элемент которого имел покрытие из наночастиц диоксида олова. Размер этих наночастиц составлял от 2,8 до 26 нм. При температуре чувствительного элемента выше 300° С данное наноустройство демонстрировало высокую степень селективности измерений паров сжиженного нефтяного газа (СНГ).

Patil L.A. и др. создали наносенсор с чувствительным элементом, содержавшим тонкослойное покрытие из наночастиц оксида цинка. Для определения паров сжиженного нефтяного газа (СНГ) Sivapunniyam A. и др. применили наносенсор, чувствительный элемент которого имел покрытие из нанопрутков оксида цинка. Ghosh A. и др. предложили наносенсор, чувствительный элемент которого имел тонкослойное покрытие из наночастиц оксида цинка, в виде "капустного листа".

Thong L.V. и др. изготовили наносенсор с чувствительным элементом, содержавшим покрытие из нанопроводов диоксида олова. Наносенсор с чувствительным элементом, содержащим покрытие из наночастиц диоксида титана, разработали Bahadur N. и др. Le D.T.T. и др. изготовили наносенсор, чувствительный элемент которого имел покрытие из нанопроводов диоксида титана. При этом диаметр таких нанопроводов составлял 10-20 нм, а длина – несколько микрометров.

Salunkhe R.R. и др. применили наносенсор с чувствительным элементом, содержащим покрытие из нанопрутков оксида кадмия. Для определения паров сжиженного нефтяного газа (СНГ) Salunkhe R.R. и др. также создали наносенсоры, чувствительные элементы которых имели покрытие из наночастиц оксида кадмия. Patil D. и др. предложили наносенсор, чувствительный элемент которого имел покрытие из нанопрутков триоксида железа. Это наноустройство имеет диапазон измерений $5 \cdot 10^{-4}$ - 0,006 %.

Устройства группы 1.2 в свою очередь можно подразделить на 3 подгруппы [3]:

- наносенсоры, чувствительные элементы которых имеют покрытие из слоя оксида металла с нанесением слоя металла (подгруппа 1.2.1);
- наносенсоры, чувствительные элементы которых содержат покрытие из слоя оксида металла с нанесением слоя другого оксида металла (подгруппа 1.2.2);
- наносенсоры, чувствительные элементы которых имеют покрытие из слоя оксида металла с нанесением слоя неорганического соединения (подгруппа 1.2.3).

В частности, покрытие чувствительных элементов наноустройств подгруппы 1.2.1 выполняют из слоя оксида металла и слоя платины или палладия [2]. Так, Haridas D. и др. разработали наносенсоры, чувствительные элементы которых имели покрытие из слоя наночастиц диоксида олова с нанесением слоя наночастиц платины. При этом толщина слоя наночастиц диоксида олова составляла 90 нм, а слоя наночастиц платины варьировала от 2 до 20 нм.

Необходимо отметить, что чувствительность измерений паров сжиженных нефтяных газов (СНГ) зависит от толщины слоя наночастиц металла, а также от использования ультрафиолетового излучения [3]. Так, при температуре чувствительного элемента, равной 220° С, воздействие паров СНГ с концентрацией 0,02 % приводит к определенному изменению выходного сигнала устройства с чувствительным элементом, содержащим покрытие со слоем наночастиц платины толщиной 10 нм, примерно в 5000 раз. Вместе с тем, при облучении чувствительного элемента этого наносенсора ультрафиолетовым светом с длиной волны 365 нм контакт с парами СНГ той же концентрации сопровождается изменением выходного сигнала в 4400 раз, но уже при нормальной температуре.

Наносенсор, чувствительный элемент которого имел покрытие из слоя нанопрутков оксида цинка с нанесением слоя наночастиц платины, изготовили Sivapunniam A. и др.

Salunkhe R.R. и др. применили наносенсор с чувствительным элементом, содержащим покрытие из слоя нанопрутков оксида кадмия с нанесением слоя наночастиц палладия. Наличие в покрытии такого чувствительного элемента слоя наночастиц палладия снижает температуру чувствительного элемента, соответствовавшую наибольшей чувствительности измерений паров СНГ, а также увеличивает чувствительность и селективность проводимых измерений.

В отличие от устройства, чувствительный элемент которого имеет покрытие только из нанопрутков оксида кадмия, наибольшая чувствительность измерений достигается при более низкой (275, а не 425 °С) температуре чувствительного элемента [3].

Примером наносенсоров подгруппы 1.2.2 является устройство с чувствительным элементом, содержащим относительно толстослойное покрытие из слоя наночастиц диоксида олова с нанесением слоя наночастиц триоксида железа [2]. При температуре чувствительного элемента равной 350 °С воздействие паров СНГ с концентрацией 0,1 % приводит к изменению выходного сигнала в 1990 раз.

В качестве примера наносенсоров подгруппы 1.2.3 также можно привести устройство, чувствительный элемент которого имеет покрытие из слоя нанопрутков оксида цинка с нанесением слоя наночастиц станната цинка [3].

Среди устройств группы 1.3 также можно выделить 3 подгруппы [2]:

- наносенсоры, чувствительные элементы которых имеют покрытие из композитного материала на основе оксида металла и металла (подгруппа 1.3.1);
- наносенсоры, чувствительные элементы которых содержат покрытие из композитного материала на основе 2-х оксидов металла (подгруппа 1.3.2);
- наносенсоры, чувствительные элементы которых имеют покрытие из композитного материала на основе оксида металла и углеродных нанотрубок (подгруппа 1.3.3).

Так, покрытие чувствительных элементов устройств подгруппы 1.3.1 выполняют из композитного материала на основе оксида металла и цезия, палладия или серебра [3]. В частности, Thomas B. и др. разработали наносенсоры с чувствительными элементами, содержащими тонкослойное покрытие из композитного материала на основе наночастиц диоксида олова и наночастиц цезия (до 4 %). Наибольшей чувствительностью измерений паров сжиженного нефтяного газа (СНГ) обладает наносенсор, чувствительный элемент которого имеет покрытие с 2 % наночастиц цезия, а их размер соответствует 18 нм.

Singh P. и др. предложили наносенсор с чувствительным элементом, содержащим относительно толстослойное покрытие из композитного материала на основе нанопрутков оксида цинка и наночастиц палладия. При этом соотношение длины и диаметра нанопрутков имеет значение 10.

Для определения паров сжиженного нефтяного газа (СНГ) Bahadur N. и др. разработали наносенсоры, чувствительные элементы которых имеют мезопористое покрытие из композитного материала на основе наночастиц диоксида титана и наночастиц серебра (0,05; 0,5 и 5 % (мол.)).

Примерами устройств подгруппы 1.3.2 могут служить наносенсоры, чувствительные элементы которых имеют тонкослойное покрытие из композитного материала на основе наночастиц: диоксида олова и оксида палладия, диоксида олова и оксида меди, диоксида олова и триоксида лантана, а также диоксида олова и триоксида железа [3]. Кроме того, устройства с чувствительными элементами, содержащими тонкослойное покрытие из композитного материала на основе наночастиц диоксида олова и наночастиц диоксида платины (0,1 и 1 %) изготовили Hieu N.V. и др. Наносенсор, чувствительный элемент которого имеет покрытие с 0,1 % наночастиц диоксида платины, характеризуется довольно высокой чувствительностью измерений паров сжиженного нефтяного газа (СНГ).

В качестве примера устройств подгруппы 1.3.3 можно привести наносенсор с чувствительным элементом, содержащим тонкослойное покрытие из композитного материала на основе наночастиц диоксида олова и многослойных углеродных нанотрубок [2]. В нем размер наночастиц диоксида олова составляет 10 нм, а многослойные углеродные нанотрубки довольно равномерно распределены в покрытии чувствительного элемента.

Идея измерения электрических характеристик используется во множестве других наноустройствах [9], в том числе – в датчиках из нанопроволки.

Классическое определение нанопроволоки означает объект с уменьшением размера по 2-м координатам до величины, сравнимой с длиной волны Де-Броля (десятки нанометров) [10]. Это приводит к квантованию энергетического спектра электронов по этим 2-м координатам со всеми вытекающими последствиями.

Принцип действия таких сенсоров основан на способности тонкого образца полупроводника изменять свою проводимость (кондактанс) при изменении зарядового состояния на его поверхности [10].

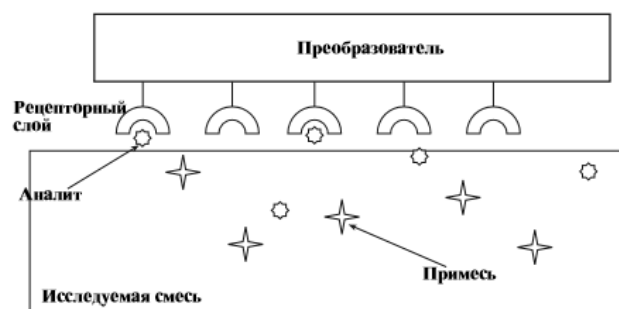


Рисунок 12. Блок-схема сенсора [10]

Физический смысл наблюдаемых явлений заключается в способности тонкого образца полупроводника (в пределе нанопроволоки) изменять свое сопротивление в зависимости от того, сколько и каких (знак + или -) заряженных частиц появится на его поверхности [10].

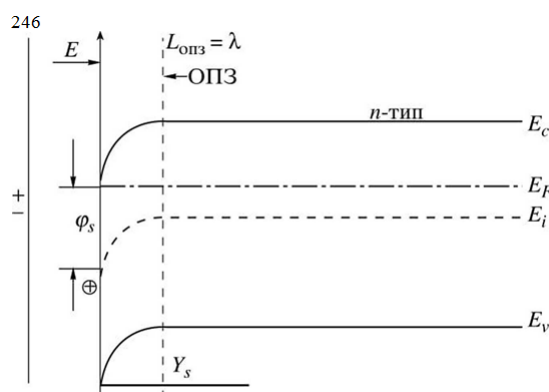


Рисунок 13. Зонная диаграмма приповерхностного слоя пространственного заряда [10]:

ϕ_s - расстояние от середины запрещенной зоны до уровня Ферми на поверхности; $Y_s = \phi_s - E_F$ - безмерный электростатический потенциал;

E_F - энергия Ферми.

Из рис. 13 видно, что появление на поверхности полупроводника n-типа положительного заряда или подключения положительного напряжения к полемому электроду (затвору) притягивает электроны (отрицательный заряд). При этом электроны (основные носители) приходят через омические контакты из внешней цепи и сосредотачиваются у поверхности в слое, с толщиной приблизительно равной длине экранирования [10]. При этом общая проводимость образца увеличивается.

При уменьшении толщины образца - d происходит несколько изменений (рис. 14).

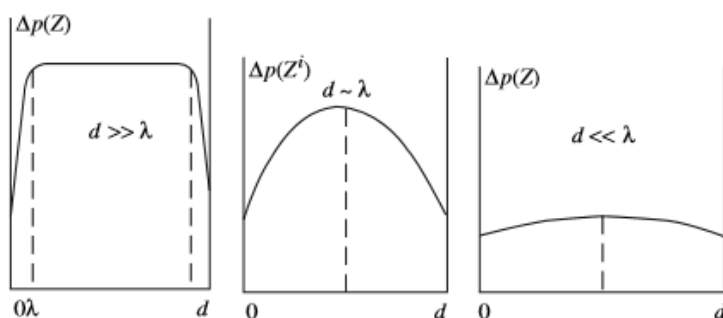


Рисунок 14. Изменение соотношения величины ОПЗ и объема образца по мере уменьшения его толщины [10]: d - толщина прямоугольного образца, λ - длина экранирования (толщина ОПЗ)

Если толщина (диаметр) образца намного превышает длину экранирования $\lambda < d$, то приповерхностный слой дает малый вклад в общую величину проводимости [10]. Соответственно и изменения значения проводимости при изменении зарядового состояния поверхности будут незначительны. В результате изменение величины проводимости образца можно охарактеризовать соотношением $\Delta G/G = \lambda/d$, или для цилиндрического образца с радиусом R : $\Delta G/G = \lambda/R$.

По мере уменьшения толщины образца и, особенно, в случае, когда она станет сравнимой с длиной экранирования (нанопроволока - $\lambda > R$), вклад ОПЗ при изменении поверхностного заряда станет более определяющим (рис. 15).

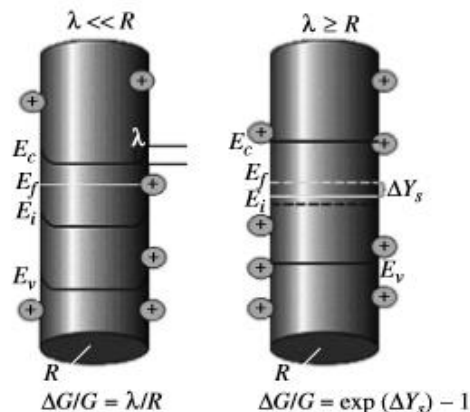


Рисунок 15. Изменение вклада объема и поверхности в проводимость при изменении соотношения длины экранирования с толщиной образца [10]

При уменьшении толщины полупроводниковых нанопроволочек до величин, сравнимых с длиной экранирования Дебая, кардинально увеличивается отношение поверхности к объему и, начиная с толщины $R < 40$ нм, поверхностные заряды сильно изменяют значение проводимости Si, нанопроволок [10].

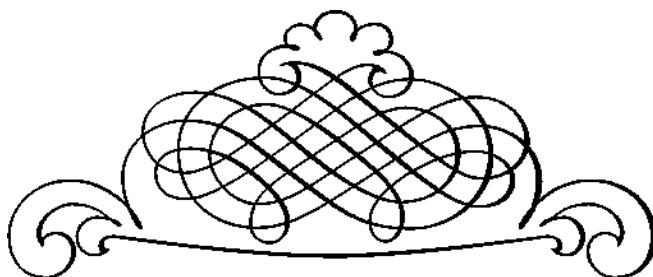
Список литературы

1. Будников Г.К., Широкова В.И. Термин "нано" в электроанализе □ модная приставка или новый этап его развития? // Журнал аналитической химии, 2013, том 68, № 8, С. 732–740.
2. Бузановский В.А. Наносенсоры для мониторинга паров сжиженного нефтяного газа // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности №9. 2012. С. 14-17.
3. Бузановский В.А. Последние результаты разработок газовых сенсоров на основе полимеров // ЗиПМ №2. 2012. С. 16-25.
4. Воробьев А.Е. Наночастицы, наноактюаторы и молекулярные моторы в освоении аквальных газогидратов. Lambert Academic Publishing. Mauritius. 2018. – 83 с.
5. Воробьев А.Е., Гладуш А.Д. Импортзамещающие нанотехнологии в топливно-энергетическом комплексе России. М., РУДН. 2014. 158 с.
6. Воробьев А.Е., Лысенкова З.В., Тралбесси С.Б. Становление современного рынка наноиндустрии. Учебное пособие. М., Московский технологический университет (МИРЭА). 2017. 68 с.
7. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Наноявления и нанотехнологии при разработке нефтяных и газовых месторождений. - М.: РУДН, 2009. - 106 с.
8. Воробьев А.Е., Портнов В.С., Макат Д.К., Сайлаубек Н.Н., Мукашева Л.С. Особенности физико-химических свойств наноминералов железа // Труды университета КарГТУ, N 4. Караганда (Казахстан). 2015. С. 42-45.

9. Грибачев В. Наносенсоры // Компоненты и технологии № 4. 2009. С. 21-24.
10. Неизвестный И.Г. Полупроводниковые нанопроволочные сенсоры // Микроэлектроника. 2009. Т. 38. № 4. С. 243-259.
11. Скважинный датчик, содержащий нанодатчик давления, нанодатчик температуры, химический нанодатчик // Патент РФ N 120139.
12. Фармани А., Мортазави С.Ш. Наносенсор на основе многостенных углеродных нанотрубок и рубеоновой кислоты для сверхчувствительного количественного определения висмута в подземных водах и почве // Электрохимия. том 53. № 2. 2017.
13. Шейкин М. С точностью до молекулы: виды и принципы работы наносенсоров // Электроника N 1. 2011. С. 46-53.

The information nanosensors used in fuel and energy complex are considered. Classification of nanosensors by the form of material of a sensitive element is presented. Designs of nanosensors are described. The mechanism of work of a sensitive element of nanosensors is opened.

Keywords: nanosensors, classification, design, principle of action.



МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ КАЗАХСТАНА: 1. АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ

А.А. Абишев (д.э.н., профессор), **Р.Г. Ахмадиев** (к.т.н.), **У.С.Карабалин** (д.т.н., профессор)

Атырауский университет нефти и газа

Страна становится важнейшей составляющей позитивных процессов не только в социально-политическом развитии Евро-Азиатского региона, но ее шаги и намерения все более и более ощущаются мировым сообществом. Являясь одной из ведущих стран Евразии, недра которой обладают значительными ресурсами полезных ископаемых, расположенными в приемлемых природно-климатических и географических условиях планеты, республика трудно, но с учетом экономических реалий все-таки старается избежать статуса сырьевого придатка других стран. Это, наверное, удастся потому, что государство держится курса на не растаскивание ресурсов, в том числе энергетических (на что ради приобретения «незамедлительных» выгод обычно нацеливаются, как свои собственные, так и внешние «временщики»), а на поиск эффективных методов их рентабельного изъятия из недр и выгодной реализации. Такой подход пока устраивает и государство, а видя это порядочные и серьезные инвесторы (из секторов государственного и частного) настраиваются на долговременную работу с поиском и применением все более эффективных подходов в деле реализации и рационального использования добываемой продукции. зарабатывания средств на современные технические оснастки и, в хорошем случае, технологии ближайшего будущего. Однако, трудности, затянувшегося в мире «переходного периода», наряду с резко возросшей техногенной нагрузкой на уже достаточно дестабилизированную природную среду требуют выверенных шагов в решении целого комплекса, как социально-экономических и технико-технологических, так культурологических экологических проблем развития этого, являющегося, в некотором роде, «светофорного» региона Евразии.

Сырьевая палитра. По запасам и разнообразию многих полезных ископаемых Казахстан – один из самых богатейших районов мира. Экспертные и аналитические исследования свидетельствуют о том, что полезные ископаемые представлены многими элементами (около 70), в том числе, наиболее востребованными (табл. 1).

Их ресурсы выдвигают Казахстан в число стран, представляющих интерес для многих экономик, заинтересованных осваивать эти ресурсы и это, несомненно, является нормальным процессом. Показатели нефтегазового и горнодобывающего комплексов в приведенной таблице являются обобщением, составленным по материалам открытых публикаций, с использованием усредненных расчетных цен за 2015-2017 годы, поэтому возможны нестыковки цифр с официальными данными. Но это, по нашему мнению, не является существенным недостатком при качественном анализе больших систем данных.

Таблица 1. Основные показатели сырьевой базы и добываемых полезных ископаемых

Полезные ископаемые		Объемы, тыс. т					Стоимость, млрд. тг.	
		ресурсов	запасов	годовые				
				добыча	переработка	экспорт	всех запасов	добытых за 1 год
вместе взятые		281390100	62983696	279640	-	-	1523690	19082
энергетические	нефть	17000000	6330000	81000	14300	69800	738000	9438
	газ	16400000	2124000	45250	-	5900	104000	2220
	уголь	90000000	33600000	106000	-	26400	105200	332
	уран	6000	1600	24	24	26	31380	510
черные металлы	железо	148000000	20000000	34280	2450	6860	217400	3726
	марганец	5200000	96000	1920	-	-	49500	960
	хром	3000000	367000	5500	550	4750	32000	480
цветные металлы	медь	100000	41000	406	367	390	77980	772
	алюминий	1200000	325000	4800	1020	3560	54170	80
	цинк	58000	33000	378	320	340	24160	333
	свинец	135000	16000	67	88 ^{*)}	92	12500	48
	титан	291000	50000	15	-	6,8	69300	21
драгоценные металлы	золото	9,5	2,5	0,058	-	-	3660	85
	серебро	80	53	1,17	-	-	4440	98

Примечание: 1.^{*)} – включая импортный металл.

Из таблицы следует, что при численности населения республики 18,16 млн. человек и общей площади ее территории 2,72 млн. км² удельные показатели интенсивности освоения минерально-сырьевой базы по основным полезным ископаемым составляют: на каждого жителя Казахстана в год – 1051000 тенге (3185 долларов); на 1 км² (ежегодно) – 7002820тенге (21221долларов). По первому показателю УВ республика, например, (табл. 2) вполне сравнима со многими зарубежными странами, экономика которых также характеризуется ярко выраженной сырьевой направленностью. Второй показатель раскрывает относительно очень высокую концентрацию ресурсного потенциала страны при столь большой территории. Как долго она будет сохраняться, зависит от верности шагов оптимизированного ухода РК от сырьевой экономики, уровня мониторинга и управления процессами освоения месторождений полезных ископаемых со стороны государства и специалистов в условиях, когда месторождения углеводородов и твердых ископаемых в регионах находятся на различных этапах их освоения.

Таблица 2. Интенсивность освоения углеводородных ресурсов в различных странах

№	Страна	Население, чел.	Площадь, км ²	Плотность чел./км ²	Стоимость УВ		Годовая добыча (тыс. тн)и интенсивность их освоения на (одного человека и один км ² площади)		
					ресурсов× 10 ¹² долл.	на душу, ×10 ³ долл./чел			
							×10 ³ тн	долл./чел	долл./км ²
1	Катар	2641700	11586	228	16	6057	185000	19610	4470900
2	Кувейт	4348400	17818	244	12	2760	146000	9400	2294300
3	Ирак	37202600	437072	85	18	484	220000	1660	140940
4	ОАЭ	9260700	83000	112	14	1512	200000	6000	674700
5	САР	33000000	2149700	15	33	1000	638000	5410	83100
6	Венесуэла	30761800	912050	337	35	1138	145000	1320	44520
7	Ливия	5700000	1800000	3	6	1053	32000	1571	4980
8	Нигерия	186053400	923770	201	7	38	137000	206	415260
9	Бруней	417200	5785	72	0,2	479	19000	12750	919620

10	Индонезия	261115500	1919440	136	0,5	6	106000	114	15460
11	Габон	1738540	267670	7	0,4	230	12000	1930	12520
12	Туркмения	5490000	491200	11	10	1820	70000	3570	39900
13	Иран	79966000	1648195	923	35	438	346000	1216	58780
14	Казахстан	18160000	2724900	7	7	386	92000	1418	9450
15	Россия	146880400	17125200	9	41	279	1106000	2100	18080
16	Азербайджан	9867300	86600	114	1,2	122	65000	1844	21060
17	США	325146000	9629100	34	29	89	1234000	1062	35880
18	Канада	36621300	9984000	4	20	546	311000	2380	8720
19	Австралия	24140800	7692020	3	0,4	72	98000	1140	3570
20	Китай	1430075000	9596960	149	13	9	325000	64	9480
21	Норвегия	9269700	83600	111	14	1510	190000	5740	636360

Открытые до сих пор месторождения полезных ископаемых расположены очагами по территории республики. В ряде областей они пока совершенно отсутствуют, на другие территории приходится от трети до 100 % доказанных и прогнозных запасов основных полезных ископаемых в недрах. Заимствованные из Интернета данные по добыче некоторых руд и УВ (табл. 3) известны интересующимся, и они это подтверждают.

Таблица 3. Добыча важнейших полезных ископаемых по областям республики

№	Область	Доля добытых ископаемых в процентах от суммарно извлеченных									
		Энергетические ресурсы				минеральные руды					
		уголь	нефть	газовый конденсат	газ	Fe	Mn	Cr	Cu	Pb+Zn	Au
1	Акмолинская	-	-	-	-	4,1	-	-	-	-	24,6
2	Актюбинская	-	12,6	-	8,9	-	-	100	5,4	-	1,5
3	Алматинская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0
4	Атырауская	-	36,8	-	27,9	-	-	-	-	-	-
5	В-Казахстанская	4,9	-	-	-	-	-	-	8,5	75,0	51,4
6	Жамбылская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0
7	З-Казахстанская	-	-	96,6	45,9	-	-	-	-	-	-
8	Карагандинская	29,2	-	-	-	14,4	100	-	82,0	17,7	3,3
9	Костанайская	-	-	-	-	81,5	-	-	-	-	-
10	Кызылординская	-	19,2	-	-	-	-	-	4,1	7,3	0,04
11	Мангистауская	-	31,0	3,2	12,2	-	-	-	-	-	-
12	Павлодарская	65,5	-	-	-	-	-	-	-	-	9,42
13	С-Казахстанская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,43
14	Ю-Казахстанская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,18
Итого		99,6	99,6	99,8	94,9	100	100	100	100	100	99,5

Напомним, республика занимает первое место в мире по разведанным запасам цинка, вольфрама и барита, второе место - по запасам урана, серебра, свинца и хромитов, третье - меди и флюорита, четвертое - молибдена, шестое - золота. Среди стран СНГ на долю Казахстана приходится 90% общих запасов хромитов, 60% вольфрама, 50% свинца, 40% цинка и меди, 30% бокситов, 25% фосфоритов, 15% железной руды, более 10% угля. В республике сосредоточены значительные запасы нефти и газа, позволяющие отнести Казахстан к 2 десяткам крупнейших нефтедобывающих государств мира. На примерах нефти и газа, урана, золота и 70 промышленно значимых элементов можно надеяться, что Казахстан, даже без особой на то рекламы, еще очень долго будет оставаться регионом, притягивающим взоры стратегических инвесторов своими возможностями. Здесь нам бы хотелось обратить внимание на следующие обстоятельства.

Во-первых, пока освоение отечественных минерально-сырьевых ресурсов еще существенно отличается от критериев, используемых в государствах с традиционной рыночной экономикой. Это не могло не сказаться на содержании сырьевой базы, тенденции не восполнения погашаемых запасов. Соотношение следует выбирать исходя из ожидаемых трудностей в приращении ресурсов, увеличении стоимости их добычи и переработки. Таким образом, надо закладывать не темпы нарастания ресурсов и даты, а длительность эффекта использования. Характерно это не только для нефти и газа, но и хрома, меди, свинца и других, добываемых, в том числе и открытым способом. Эксперты считают, что серьезной ошибкой на деле является стремление во имя выполнения задач компаний по увеличению добычи, осуществлять ускоренную выемку ресурсов новых наиболее крупных месторождений с нарушением утвержденных индикативных параметров. Недропользователи должны четко придерживаться договоренностей и политики, осуществляемой настоящими инженерами, вооруженными базовыми знаниями горного дела и квалифицированным пониманием природных процессов, а также имеющих опыт предупреждения и преодоления финансовых, организационно-управленческих, геолого-технологических экологических рисков, на ориентирующихся долговременное и рачительное, использование национальных богатств, на их оправданный и неизбежный передел в будущих временах.

Во-вторых, развитие эффективной минерально-сырьевой базы в республике будет продолжаться в результате повышения эффективности поисковых работ и открытия рентабельных месторождений на новых территориях, в нетрадиционных и глубоких горизонтах, а также совершенствования сырьевой базы за счет достижений научно-технического прогресса в области рационального использования недр. В качестве первоочередных и обязательных шагов, как правильно считают специалисты, явится переоценка всех объектов, числящихся на балансе или учтенных отраслевыми кадастрами. При этом возникнет необходимость в отдельных видах полезных ископаемых проведения геолого-экономических переоценок.

В-третьих, для эффективного освоения сырьевого потенциала промышленных узлов республики, конечно, наиболее обоснованным является комплексный подход, который позволяет более рационально использовать минеральные ресурсы по регионам и отдаляться от сырьевого крена в экономике страны. Наверное, сегодня необходимо более ускоренно и продуманно прорабатывать региональные программы по комплексному изучению, создавать проекты по освоению и использованию минеральных ресурсов. Такие программы и проекты позволят увидеть пути экономии и рационального использования инвестиций, снижении средств на переделе полиминеральных россыпей, бокситов и редкометальных руд, достаточно широко представленных в республике.

В стране также назревает время серьезной переоценки изученности и комплексных путей добычи нетрадиционных для нас видов углеводородного сырья. Университет готов принять участие в такой работе.

Стоимостные оценки. Если в социально-ориентированной экономике степень развития минерально-сырьевого комплекса, прежде всего, определялась общественно-необходимой потребностью в сырье, то в странах западного мира ключевым моментом являлось соотношение цены и индивидуальных издержек при освоении месторождения, получение прибыли. Крупный советский геолог В.М. Крейтер еще в 1961 году говорил: «Месторождение полезного ископаемого – категория экономическая» и в подтверждение этого тезиса приводил слова одного из первых американских геологов-оценщиков Хувера: «Оценка месторождения заключается в установлении прибыли от его разработки, остальное – чад, дым». И инвесторы, конечно, вне популизма следуют этой парадигме.

С учетом обеспеченности запасами основных видов сырья не на один десяток лет нам становится понятной нацеленность руководителей и специалистов горнодобывающих отраслей в республике на наращивание объемов производства, реальное беспокойство по дальнейшему поддержанию и развитию на оправданном уровне ресурсной базы полезных ископаемых. Правда, без ответа остается множество вопросов, смысл которых вопрошает: «Если минерально-сырьевая база подготовлена уверенная и по темпам добычи мы вполне достойно выглядим, где будет предел ее роста?» Вопрос не риторический. За ним попытка увидеть будущее своего края, спрогнозировать роль и степень влияния на его экономику горно-добычных производств. Подобные оценки могут быть особенно оправданными при наличии прогноза мировых тенденций в условиях кризиса отношений между ведущими державами и скором наступлении времени трудно оцениваемых производственно-экономических последствий. Это, видимо, потребует от нас изменения динамики различных решений в сторону преобладания национальных приоритетов, т.е. участие в глобализации должно быть национально ориентированным, как в ближней, так и дальней перспективе. Это особенно важно в условиях неравномерного территориального расположения месторождений и добывающих предприятий по областям республики (табл. 4).

Напоминая читателю, приводимые в таблицах сравнительные цифры, мы надеемся на вдумчивую и спокойную оценку читателем ситуации в горном комплексе, продукция которого заметно не будет возобновляться, а стоимость ее добычи по сути своей всегда будет расти. Для специалиста и обывателя эти данные могут стать основой серьезных оценок в понимании средне-срочных перспектив развития республики.

Таблица 4. Добыча важнейших полезных ископаемых по областям республики

№	Город, область	Центр	Площадь, км ²	Население, чел.	Плотность, чел./км ²	Стоимость запасов (млн. тенге) и интенсивность освоения на (человека и км ² площади)		
						×10 ⁶ тенге	тенге/чел.	тенге/км ²
1	Астана	-	682	1 006 570	1 475,91	-	-	-
2	Алматы	-	710	1 772 779	2 821,21	-	-	-
3	Акмолинская	Кокшетау	146 219	737 443	5,04	174000	235950	1190000
4	Актюбинская	Актобе	300 629	851 339	2,83	2251000	2644070	7487600
5	Алматинская	Талдыкорган	223 911	2 003 063	8,70	42000	20970	187570
6	Атырауская	Атырау	118 631	613 880	5,17	4092000	6665800	34494000
7	В-Казахстанская	Усть-Каменогор.	283 226	1 386 208	4,89	353000	254650	1246350
8	Жамбылская	Тараз	144 264	1 116 384	7,74	4300	3850	29810
9	З-Казахстанская	Уральск	151 339	643 874	4,25	2026000	3146580	13387160
10	Карагандинская	Караганда	427 982	1 381 501	3,23	2344000	1696700	5476870
11	Костанайская	Костанай	196 001	876 833	4,47	3029000	3454480	15454000
12	Кызылординская	Кызылорда	226 019	777 730	3,44	1930000	2481580	8539100
13	Мангистауская	Актау	165 642	650 509	3,93	3239000	4979180	19554220
14	Павлодарская	Павлодар	124 755	755 847	6,06	226000	299000	1811550
15	С-Казахстанская	Петропавловск	97 993	560 553	5,72	370	660	3780
16	ЮКазахстанская	Шымкент	117 249	2 899 853	24,73	150	52	1280

Во-первых, мы привели специально данные по золоту, которое оказалось практически во всех областях республики (табл. 3), но добыча его без комплексных подходов едва ли всегда и везде будет рентабельна и оправдана. Хотя малый бизнес с группами старателей, оснащенных мобильными техническими средствами последних поколений и мог бы найти свое место в этом деле. Это является пищей для размышления местным и республиканским органам – природа не имеет нулевого исхода,

она, так или иначе, отзовется. Рассматривая проблемы природных ресурсов, мы вовсе не касались вопросов воды, нерудных минералов и пород: барита, карбонатов, включая их илы, глины, песка, строительного и поделочного камня, совершенствования традиционных и новых путей их добычи и использования, в том числе, как экспортной продукции.

Во-вторых, если мы внимательно посмотрим на табл. 2, то увидим, что несколько преувеличиваем свои возможности в части нефтегазовых, думаем и других минеральных, богатств. Нас, действительно, природа щедро одарила, советские, а сейчас и казахстанские специалисты подтвердили это: в первую десятку из более 200 стран мы пока не входим, но во второй десятке по суммарным запасам и добыче на душу населения находимся. Но так ли важно это не для имиджевых оценок? Думаем, нет, особенно, для экономик, имеющих невысокий сырьевой крен, которые в силу социальной ориентированности (Норвегия, например), используют ее дивиденды на развитие всех сфер в обществе, позволяющих через более эффективный труд наращивать не «инертные жировые, а активные мышечные» массы в экономике. В таких экономиках в ВВП нефтяные доходы не являются основой его базы.

В-третьих, к социально-ориентированной экономике надо стремиться, но она пока доступна малому числу государств, экономика которых уже может противостоять тем тенденциям в глобалистском^{* *)} устройстве мира, которые его могут разрушить.

Именно на решения социальных задач и проблем направлены последние инициативы Президента РК и требуют: изменения динамики принятия управляющих решений, ущемляющих национальные и региональные приоритеты в ближне-дальней перспективе; создания системы управления сырьевыми отраслями, обеспечивающими сочетание внутренних и внешних потребностей в условиях кризисов объективного и субъективного характера; ориентирования «ресурсной» экономики на сохранение темпов комплексного развития всех отраслей, обеспечивающих внутренний и внешний рынки в условиях изменяющегося спроса; активизации внутреннего производства товаров, в том числе предоставления нашему малому бизнесу необходимой поддержки рыночных свобод, особенно инновационно работающему в производственной сфере, При невыполнении перечисленных требований возникнет риск возрастания социального расслоения в обществе.

Структурные критерии. Базовые решения проблем, в общем, понятны всем. Но зачастую социальные и экологические проблемы становятся препятствием на пути самых хороших решений. Выправлять положение будут руководители областей и структуры образующихся территориально-отраслевых кластеров.

Нам кажется, при такой парадигме концепция освоения казахстанских территорий и их сырьевых ресурсов должна будет стыковаться с природно-климатическими условиями развития территорий, т.е. должна опираться на использование стационарного, экспедиционного и вахтового методов в зависимости от их (территорий) ресурсного потенциала, уровня развития производительных сил, потребностей экономик кластеров и регионов в том или ином сырье. Это может потребовать разделения (по аналогии с не обжитыми территориями в других странах) на: 1)

* Мир в течение только последних полутора веков прошел уже через две демагогические идеологии – космополитизма и интернационализма, противостояния, вследствие развития которых привели к двум мировым войнам и кровавым боям людей внутри отдельных стран, унесших жизни миллионов человек. Сейчас, неосознанно, как бы объективно, для большинства из нас начался процесс глобализации, имеющий целью унифицировать жизнь стран и народов. Идеологами этого процесса являются люди без этнических корней, считающие себя людьми мира без границ и народов. В таком мире роботизированных индивидуумов «бал править будет» интеллектуально-финансовая бесконечно эшелонированная мировая элита, переход, из низших кругов которой в высшие и тем более наивысшие, будет предопределен генетически. Флуктуации, формирующие очертания элитных кругов, то ускоряясь, то замедляясь, протекают уже два столетия, Они, наверное, происходили и в прошлом, но еще «роботы» были «хаммами», ни у них, ни в элитных кругах понимания явлений не было сформировано, шли процессы трагических проб и ошибок. Кроме того, еще не были деформированы и размыты понятия народ, племя, род и их первооснова – семья, которые и только они противостоят идеологии «роботизации» человечества, сохраняют людей как людей.

районы очагово-точечного освоения, без крупных инвестиций, небольших месторождений, имеющих валютное значение; 2) районы с ресурсами углеводородного сырья с высокой экономической эффективностью и осваиваемых экспедиционным и вахтовым методами; 3) районы перспективные на размещение промышленных в них узлов с комплексной сырьевой базой со сплошной формой освоения. Без расчетливой работы финансовой и чиновничьей элит регионов здесь дела могут и не сдвинуться, это сфера вдумчивого совмещения интересов.

Экологические следствия. В условиях специфического водно-климатического режима большинства регионов республики проблемы освоения ее минерально-сырьевых ресурсов нельзя рассматривать в отрыве от задач предупреждения долговременного, а порой и не восполняемого ущерба окружающей среде. За индустриальное время из недр Казахстана изъято большое количество нефти, угля и газов, в том числе содержащих сернистые соединения; железистых и других черных руд; концентратов руд цветных металлов, элементы и соединения которых высокотоксичны даже при малом содержании в природных средах (табл. 5). За индустриальное время добыча полезных ископаемых из недр РК составила уже миллиарды тонн и значительная их часть за время независимости.

Для добычи и переработки этой колоссальной горной массы существуют сотни крупных и мелких предприятий, которые загрязняют окружающую среду огромным количеством вредных выбросов и отходов, приводят к изъятию земель. Если учесть, что изделия из металлов, особенно черных, служат несколько десятков лет и подвержены окислению (коррозии) происходит настоящая металлизация (ожелезнение) биосферы. До некоторого времени на это с экологической точки зрения не обращали внимания, однако, несмотря на сильные адаптационные и защитные механизмы живого от железа, медики отмечают признаки его деструктивного токсикологического влияния на него.

Таблица 5. Допустимые концентрации металлов в природных средах

Элемент	Номер	ρ , кг/м ³	$t_{пл}$, °C	ПДК _{вх} , мг/л	ПДК _{рх} , мг/л	ПДК _{сс} , мг/м ³	ПДК _п , мг/кг	ОДК, мг/кг	Добываемые руды
Ti	22	4500	1660	0,1					ильменит, рутил, лопарит
V	23	6000	1710	0,1	0,001	0,0002	150,0		ванадинит, карнотит, паторнит
Cr	24	6900	1600	0,1		0,0015	6,0		хромит
Mn	25	7400	1260	0,1		0,001	1500		пиролозит, браунит
Fe	26	7900	1535	0,3	0.05	0,004			магнетит, гематит, пирит
Co	27	8700	1490	0,1		0,0004	5,0		саффлорит, карролит, кобальтин
Ni	28	8900	1450	0,1	0,01	0,001	4,0	70	петландит, никелин, карролит
Cu	29	8900	1083	1,0	0,001	0,002	3,0	66	халькопирит, малахи, куприт
Zn	30	8100	419	5,0	0,01	0,05	23,0	110	полиметаллы

Примечание. Предельно допустимые концентрации: в воде хозяйственного назначения – ПДК_{вх}; в рыбных водоемах – ПДК_{рх}; в воздухе – ПДК_{сс}; в почве – ПДК_п и ориентировочно-допустимая концентрация – ОДК.

При добыче углеводородов, угля и других полезных ископаемых атмосфера, а вслед за ней литосфера поражаются газами, в том числе УВ, углекислотой и сернистыми, а также продуктами их сгорания и взаимодействий при так называемых процессах нейтрализации и утилизации.

Оценки специалистов и ученых, в том числе, университета показывают, что реальный ущерб всем компонентам природы и окружающей среды от стадий поисков, разведки, разработки и переработки сырья («углеродный след») могут составлять (без учета аварий), например: для без- и малосернистой нефти, доведенной до светлых топлив и масел – 13340, угля – 3360, золота – 476000, алюминия – 59360 тенге/т (естественно этот ущерб не покрывается и не может быть покрыт в виде соответствующих плат). По мере разработки и углубления отработки любого месторождения,

даже несмотря на совершенствование технологий и инфраструктур, компенсация экологического ущерба при этически достойном поведении недропользователей сильно обременяют бюджет предприятия. Добываемые полезные ископаемые, по крайней мере, большинство из рассмотренных здесь металлов являются не только хозяйственно, но жизненно необходимыми с той или иной степенью биофильности и биогенности. Отраслевые подходы никогда не позволят учитывать это еще потому, что рентабельность отработки многих разведанных (еще 20-30 и более лет назад) в республике месторождений редко превышает 12-15 %, а порой и первые проценты, а экологические затраты плохо вписываются и трудно сопоставляются с другими затратами.

Но, думаем, не далек тот день, когда большинство из нас начнет с сожалением понимать, что, наверное, если за Полярным кругом или в Сахаре еще «можно позволить» природе восстанавливаться самой, долго-долго развиваясь в заповедном режиме, в центре Евразии это будет недопустимой роскошью для людей XXI века.

Кадровые издержки. Мы знаем и верим, что национально ориентированная экономика потребует все большего вовлечения в нее собственных кадров и в большей степени не всезнающих управленческих, а инженерных. Причем, это будет происходить вовремя, требующее использования в народном хозяйстве трудно и дорого извлекаемых из недр углеводородов и других полезных ископаемых, частого применения более рациональных и эффективных, но реализуемых на практике часто с издержками технологий (добычи, переработки, извлечения из них нужных компонентов). Это потребует также собственных специалистами корректировок горно-технологических прогнозов, известных экономических и геологических моделей, дополнения их данными физико-химического картирования территорий и глубинных разрезов, совершенствования гидродинамических и геомеханических моделей (скорее они обогатятся геохимическими и «геореологическими» представлениями). Ожидаемые во многом дороговизна и неизвестность технологических проблем, как требующих работы длительного характера, так и сопряженных со многими рисками, становятся сейчас фактором, тормозящим действия государственных инстанций и частных инвесторов, в действиях, как по приращению сырьевых ресурсов, так и по их освоению.

В высших учебных заведениях республики, как и в Атырауском университете нефти и газа, проявлено и существует желание руководителей и коллективов участвовать в решении проблем освоения углеводородных ресурсов подготовленными кадрами, научными исследованиями и технологиями. Проявление этого желания базируется на видении комплексности проблем, их неотрывности с решением задач регионов, как кластеров, основывающихся на положениях «Дорожной карты Республики». Наши вузы определяют для себя главные направления в академической работе, научных исследованиях. В Атырауском университете нефти и газа на ближайшие 5-7 лет изучение проблем рационального освоения месторождений и использования углеводородов в условиях аномальных геологических и климатических режимов Прикаспийской впадины останется приоритетным. При этом, в учебно-академической и научно-кадровой работе наши вузы будут ориентироваться на фундаментальность и созидательность, а в практической реализации и опыте – на гендерный анализ ситуации в горно-добывающих сферах народного хозяйства, на качественное усиление инженерной составляющей научно-производственной подготовки разноуровневых специалистов. Это потребует от нас возрождения на качественно новом уровне самой консервативной и важнейшей институции в истории человеческих обществ системы «Учитель – Ученик», в которой генератором действия уже становится Ученик, а Учитель в силу, не столько знаний (в них ученик при правильной организации системы быстро преуспеет), а опыта, внутренним регулятором действенности и результативности системы, но уже новой системы «Ученик – Учитель».

Руководство и коллектив Университета идут к осознанию этого, отслеживая мировые тенденции, ощущая действенную поддержку своих инициатив со стороны республиканских и областных инстанций. Отметим, подтверждение и укрепление статуса университета без помощи, особенно на первых порах, своего и поддержки отраслевого министерств невозможно. Эту помощь и поддержку центральных органов и областного акимата наш вуз ощущает постоянно, благодарен ей и старается в своей работе соответствовать ожиданиям, достаточно эффективно реформируясь. Сейчас наступает время, когда для исключения кадровых провалов и недопущения отставания в развитии современных образовательных технологий, придания характера взаимной помощи во взаимодействии университета с отраслевыми предприятиями, акиматом и областными организациями, исключаяющей достаточно унизительную роль бедного просителя (согласие и принятие меценатской помощи унизительной для общественной институции не бывает). Мы в ближайших отчетах еще покажем наши возможности в НИР и конкурентное соответствие коллектива Университета задачам отрасли.

Сейчас настает, уже настало время серьезного осмысления места Университета в развитии кадрового потенциала нефтегазодобывающих отраслей республики и области. Мы осознаем, что 300, из них 150 остепененных, т.е. с серьезным исследовательским опытом, в основном, инженеров, подготавливаемых 4-мя тысячами инженеров в ближайшем будущем – сила, не использовать которую могут только временщики, работающие в отрасли на понятных началах. Правда, и то верно, что упомянутые люди, вследствие затянувшейся не востребоваемости в отрасли «спят», иногда, просыпаясь, когда припрет, ради «научной» или преподавательской «шабашки». Такая ситуация удручает и вуз и производителей, она для дальнейшего существования не приемлема. Мы понимаем, что вузу самому, в первую очередь, нужно выйти на тропу разъяснения своих подходов крупным, и не очень, предприятиям отрасли в деле налаживания с ними партнерских и деловых отношений. В повестки дня начальных переговоров руководителей и представителей подразделений нами можно было бы предложить такие вопросы:

- организация обмена кратковременными и/или длительными стажировками специалистов и преподавателей в соответствующих подразделениях организаций;
- создание филиалов специализированных подразделений (кафедр и лабораторий);
- проведение семинаров специалистов по актуальным проблемам отраслевых технологий.

По мере накопления опыта сотрудничества в рамках обоюдных презентационных программ будут обсуждаться проекты предприятий и университета в рамках таких тем:

- исследование проблем социально-экономического развития Атырауского кластера в условиях мягкой диверсификации нефтегазового комплекса;
- исследование актуальных проблем геологии и разработки нефтяных месторождений;
- исследование проблем и разработка новых технологий сверхглубокого бурения в Прикаспийской впадине в условиях осадочной толщи, осложненной солями;
- исследование проблем и разработка технических средств механохимической и химической подготовки и переработки высоковязких нефтей;
- исследование проблем экологии и разработка технических средств по защите окружающей среды на стадиях снижающихся объемов добычи и качества продукции.

ПОНЯТИЕ И СУЩНОСТЬ «ЦИФРОВОЙ» ЭКОНОМИКИ

А.Е.Воробьев (д.т.н., профессор)

Атырауский университет нефти и газа

Рассмотрено понятие и сущность современной цифровой экономики. Показано, что 77 % национального богатства представляют знания и умение ими эффективно распорядиться. Дано определение цифровой экономики. Раскрыты задачи цифровизации экономики. Представлены целевые показатели развития цифровой национальной экономики. Описана необходимая, для цифровизации национальной экономики, технологическая база.

Ключевые слова: экономики, цифровизация, задачи, механизмы, принципы, технологии.

По оценке Всемирного банка категория «национальное богатство» складывается из следующих составляющих: 77 % — представляют собой знания и умение ими эффективно распорядиться, 18 % — материальный и производственный потенциал государства, а лишь только 5 % — его природные богатства [3-7].

Считается, что является «отцом» цифровой экономики является канадский предприниматель, консультант и исполнительный директор компании Tapscott Group — Дон Тэпскотт [2]: его вышедшая в 1994 г. «Цифровая экономика» стала первой книгой, описывающей систему виртуальной хозяйственной системы.

По определению Всемирного банка цифровая экономика — это система экономических, социальных и культурных отношений, основанная на использовании цифровых информационно-коммуникационных технологий [1, 3-5].

Цифровая экономика — это прежде всего [2]:

- тип экономики, характеризующийся весьма активным внедрением и практическим использованием цифровых технологий сбора, хранения, обработки, преобразования и передачи любой необходимой информации, применяемой во всех сферах человеческой деятельности;
- система социально-экономических и организационно-технических отношений, основанных на использовании цифровых информационно-телекоммуникационных технологий;
- сложная организационно-техническая система в виде совокупности различных элементов (технических, программных, инфраструктурных, организационных, нормативных, законодательных и др.), с распределенным взаимодействием и взаимным использованием многочисленными экономическими агентами для эффективного обеспечения полноценного обмена полученными знаниями в условиях перманентного развития.

Ключевым в определении цифровой системы является активный обмен получаемыми знаниями и технологиями, позволяющими это сделать, и люди, способные участвовать в таком обмене и эффективно управлять им [2, 6-7].

Целью создания цифровой экономики является формирование соответствующего информационного ландшафта, основанного на знаниях, которое осуществляется путем резкого развития науки, а также реализации соответствующих образовательных и просветительских проектов [8].

Для достижения поставленной цели был определен ряд первоочередных задач, которые ставит перед собой цифровая экономика РФ, среди которых находится [8]:

- формирование новых рынков, основанных на использовании информационных и коммуникационных технологий, и обеспечение (за счет эффективного применения новых знаний, а также развития российской экосистемы цифровой экономики) лидерства на этих рынках;

- укрепление российской экономики, в том числе тех ее отраслей, в которых развитие бизнеса с использованием информационных и коммуникационных технологий предоставит значительные конкурентные преимущества российским предприятиям, а также обеспечит эффективность действующего производства и резкий рост производительности труда работников;

- увеличение, за счет применения новых технологий, объема несырьевого российского экспорта (в первую очередь - товаров и услуг, пользующихся спросом у иностранных потребителей);

- повышение конкурентоспособности российских высокотехнологичных предприятий на международном рынке.

Были приняты следующие целевые показатели развития цифровой национальной экономики РФ [2]:

- доля Интернет-торговли в ВВП, не менее 5 % (текущее значение 2,4 %);
- доля цифровой экономики в ВВП, не менее 20 % (текущее значение 11 %);
- повышение доли занятых в высокотехнологичном цифровом сегменте национальной экономики;
- повышение совокупного объема капитализации компаний, относящихся к сектору цифровых технологий;
- повышение доли экспорта цифровых товаров и услуг, а также экспорта традиционных товаров и услуг посредством цифровых каналов в общем экспорте.

Для решения поставленных задач становления цифровой экономики в РФ необходимо формирование информационного пространства, обеспечивающего [8]:

- усовершенствование механизмов обмена новыми знаниями;
- совершенствование технологий дополнительного образования (для привлечения молодежи к научным изысканиям и творчеству, а также развития их способности решать нестандартные задачи);
- использование и развитие различных образовательных технологий (в том числе - дистанционных) и электронного обучения студентов, при реализации инновационных образовательных программ;
- разработку и реализацию партнерских программ образовательных учреждений высшего образования и российских высокотехнологичных предприятий (в том числе - их совершенствования).

Формирование национальной цифровой экономики РФ должно обладать определенной технологической базой, в качестве которой можно отметить [2]:

- развитие цифровых инфраструктур и стандартов связи;
- обеспечение информационной безопасности;
- расширение спектра и объема онлайн-услуг;
- создание свободного доступа российских гражданам к сети Интернет и онлайн-коммуникациям в ней;
- совершенствование управления информационными потоками и знаниями в цифровых экосистемах.

Технологии и сервисы для цифровых систем должны включать в себя [2]:

- развитую информационно-коммуникационную структуру;
- интерактивные сообщества (участвующие в предметно-ориентированных кластерах);
- информационные ресурсы;
- базы знаний;

- новые формы электронного взаимодействия;
- платформы для интеграции бизнеса, правительства и общества;
- цифровую среду.

В завершении целесообразно перечислить имеющиеся плюсы цифровой экономики:

- Реализация дистанционной работы.
- Упрощение осуществления платежей.
- Свободный рынок.
- Доступность для всех отраслей.
- Высокий уровень производительности труда.
- Электронный документооборот, а также сокращение бумажной "волокиты".
- Снижение себестоимости реального производства.

Список литературы

1. Афонин А.В. Перспективы цифровизации российской экономики // <http://www.scienceforum.ru/2018/3227/3610>.
2. Бабкин А.В., Буркальцева Д.Д., Костень Д.Г., Воробьев Ю.Н. Формирование цифровой экономики в России: сущность, особенности, техническая нормализация, проблемы развития // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. – 2017. – № 3. – С. 9-25.
3. Воробьев А.Е., Балыхин Г.А., Хлопонин А.Г., Каргинов К.Г. Рынки минерального сырья: процессы глобализации и проблемы регионов / Под ред. проф. А.Е.Воробьева. – М.: Изд-во РУДН, 2003. – 294 с.
4. Воробьев А.Е., Гаджинов З.М. Процессы глобализации и рынки минерального сырья // Деп. рук. №20/4-38, Горный информационно-аналитический бюллетень, №8, 2002. – 16 с.
5. Воробьев А.Е., Тулегенова О.Ш., Каукунова А.С. Научная составляющая индустриально-инновационного развития государства. Атырау (Казахстан). АИНГ. 2013. 210 с.
6. Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Маралбаев А.О., Каукунова А.С. Пути научно-инновационного развития в XXI веке. Бишкек (Кыргызстан). ИЦ «Текник», 2014. 329 с.
7. Воробьев А.Е., Чекушина Т.В., Гаджинова Ф.М., Гаджинов З.М. Глобализация и транснациональные корпорации // Материалы II Международной конференции «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр». – М.: Изд-во РУДН. – 2003 – С. 509-512.
8. Черемисина Е.Н., Белага В.В., Крейдер О.А., Кирпичева Е.Ю. Адаптивная стратегия подготовки кадров для задач цифровой экономики в государственном университете «Дубна» // Современные информационные технологии и ИТ-образование. Том 13. № 2. 2017. С. 140-145.

The concept and essence of modern digital economy is considered. It is shown that 77 % national wealth represent knowledge and ability them effectively to dispose. Definition of digital economy is given. Problems of digitalization of economy are opened. Target indicators of development of digital national economy are presented. The technological base is described necessary, for digitalization of national economy.

Keywords: economies, digitalization, tasks, mechanisms, principles, technologies

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТНЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Р.Е. Мухатов (магистрант), **А.Б.Джетписова** (к.э.н., доцент)

Алматы Менеджмент Университет, г. Атырау, Казахстан

adzh1@yandex.ru

В этой статье рассматриваются основные аспекты системы управления предприятием ремонтной службы. Рассмотрены понятие «управление организацией», «системы управления», их виды и типы. Анализ специальной литературы позволил исследовать эти понятия, и выделить его роль на предприятии. Внешняя и внутренняя среда постоянно влияет на процессы управления предприятием, и только системный подход может дать ключевые инструменты для эффективного управления и взаимодействия всех элементов системы в целом.

В связи с чем, топ-менеджменту компаний необходимо найти и подобрать технологические цепи и связать их между собой для эффективного функционирования бизнес-единиц предприятия. Построить работающую эффективно систему и есть актуальная проблема современных предприятий.

Для полного раскрытия данной темы в статье изучена роль основных индикаторов, так называемых измерителей эффективности построения системы.

В статье также приведена попытка рассмотреть значение клиентоориентированности не только при взаимодействии с внешними потребителями, но и внутренними.

Исследование различных факторов, оказывающих влияние на бизнес-процессы компании необходимо для разработки эффективных технологий построения системы управления в компании.

Ключевые слова: система управления, взаимодействия, бизнес-процессы, внутренние клиенты, внешние клиенты, клиентоориентированность.

«Управление организацией в наше динамичное время представляет собой сложную работу», для успешного управления которым знать общеизвестные формулы мало [1].

Кроме того, ни одна «производственно-хозяйственная деятельность организации невозможна без плана работы» на определенный срок [2].

Все сложные организации имеют общие для всех сложных организаций характеристики.

Система управления (СУ) организацией включает в себя совокупность всех служб организации, всех подсистем и коммуникаций между ними, а также процессов, обеспечивающих заданное функционирование.

Управление организацией - это непрерывный процесс влияния на производительность работника, группы или организации в целом для наилучших результатов с позиций достижения поставленной цели. "Управлять - значит вести предприятие к его цели, извлекая максимальные возможности из всех имеющихся в его распоряжении ресурсов", - так охарактеризовал процесс управления Г. Файоль.

На долгосрочный рост и развитие организации влияет четко отлаженная система управления.

По мнению Эрик Г.Фламгольц, И.Рэндл [3] «выделяются четыре системы управления» (рисунок 1).

- Система планирования (составление письменного плана с определением финансовых и нефинансовых целей, задач и действий с участием персонала; ориентированность на прибыль);
- Организационная структура (роли и обязанности закрепляются за различными управленческими позициями, дублирование функций не допускается);

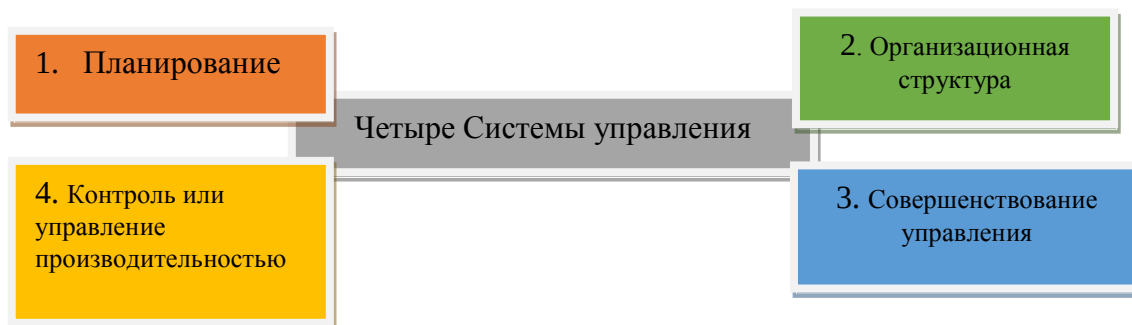


Рисунок 1. Четыре системы управления по Эрик Г.Фламгольц, И.Рэндл. Примечание: источник [3]

- Система совершенствования управления (создание эффективной системы контроля расходов и доходов, перспективного планирования; эффективность принятия решений, повышение степени ответственности сотрудников за принятые решения, построение профессионального управления, построение эффективной системы коммуникаций между структурными подразделениями; создание программ совершенствования процесса управления).

- Система контроля или управления производительностью (построение эффективной системы оценки достижения поставленных целей, управление рисками).

По М.Мескону [1], система управления делится на две подсистемы: управляющую и управляемую. Для осуществления функций управления управляющая подсистема должна располагать необходимыми ресурсами (материальными, трудовыми, финансовыми), обеспечивающими реализацию управленческих воздействий.

Количество уровней структур определяется по целям, задачам и функциям управления. Для обеспечения эффективного оперативного решения задач требуется минимальное количество уровней соподчиненности при четком разграничении ответственности и выполняемых функций.

Управляющая подсистема состоит управления производством и управления процессами (планирующий, регулирующий, маркетинг, учетно-контрольный). Необходимость наличия этих элементов в системе основана на сущности управления ими как процессами.

Бизнес-процесс – это цепь логически связанных, повторяющихся действий, в результате которых используются ресурсы предприятия для переработки объекта (физически или виртуально) с целью достижения определенных измеримых результатов или продукции для удовлетворения внутренних или внешних потребителей.

Главная идея заключается в том, что любой бизнес-процесс имеет потребителя внутреннего или внешнего. Опираясь на это определение, можно все действия внутри организации (компании) рассматривать либо как бизнес-процесс, либо как его часть.

Все выше указанное применимо и к управлению ремонтными предприятиями. Система управления ТОиР состоит из базовой и вспомогательной частей управления.

Базовая часть включает управление оборудованием по техническому состоянию и их влияние на финансовый результат (прибыль), организационную структуру, взаимодействие технологического и ремонтного персонала. тогда как

Вспомогательная частью системы управления включает новые процессы бюджетирования, планирования и исполнения работ, шаблоны бюджетов и документов учета, а также методологии

управления запасными частями и подрядчиками, включая разработку процедур по операционным процессам, по управлению запасными частями, подрядчиками.

В условиях рыночной неопределённости появляется потребность в создании новых моделей и технологий по разработке планов, основанные «на прогнозных потребностях» в производимых услугах, конкурентов, поставщиков, цены, и др.

В систему исследования и управления попадают такие «индикаторы, как:

1. Производственная мощность предприятия, его цехов и участков;
2. Договора и заявки на оказание услуг;
3. Объемы производств;
4. Поставщики материалов;
5. Нормы и нормативы расхода;
6. Объем рынка и др.

Наблюдается, что совершенствование организации и планирования производства – это насущная проблема составления «дорожной карты», обеспечивающих эффективное сочетание производственных процессов и материальных ресурсов.

В процессе исследования определено, что расходы на техническое обслуживание и ремонты являются существенной составляющей себестоимости продукции.

Как правило, производственный процесс в труборемонтном предприятии осуществляется с использованием разнообразного технологического оборудования, транспортных средств, подъемных машин и механизмов, а также приборов и инструментов.

Кроме того, определено, что используется широкая номенклатура оборудования, характеризующее сложностью конструкции и к нему предъявляются высокие требования по точности работы. Оборудование используется в агрессивной среде, что вызывает усиленный износ оборудования. Для обеспечения длительной их работы требуется тщательная организация эксплуатации и ремонта.

Тогда напрашиваются следующие вопросы:

1. насколько эта система эффективна,
2. какова структура взаимодействия,
3. какие элементы входят в коммуникационную карту,
4. какова стратегия по операционной политике,
5. как отлажена система управления предприятием,
6. как построенная действующая система влияет на конечные результаты, в том числе и на финансовые результаты.

На выполнения вышеприведенных задач ориентированы «производственные и организационные структуры управления» и принята система управления ремонтами и технического обслуживания оборудованиями.

Наряду с определением «значения ремонтов» имеет роль определить «сущность процесса организации ремонта» и внедрение работ по оптимизации расходов по ним.

Слабая система управления простоями и организацией ремонтов, несвоевременность поставок запчастей порождает снижение объемов производства и качества оказываемых услуг [4].

Для обеспечения «сохранения и восстановления работоспособности оборудования» приведем на рисунке 1 типовые задачи ремонтного предприятия:

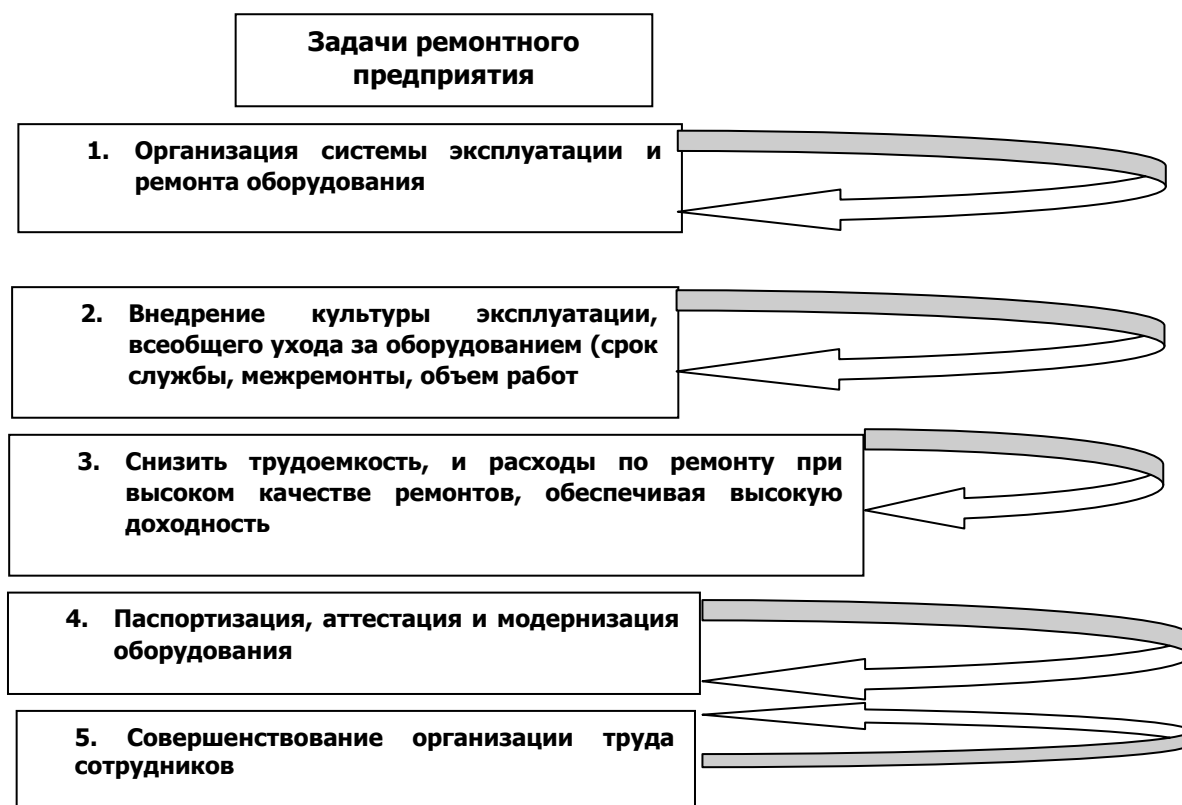


Рисунок 1. Типовые задачи ремонтного предприятия. Примечание: разработано автором

Эффективное управление и функционирование основных производственных фондов зависит от 3-х факторов, влияющих на организацию и планирование осуществляемых работ:

1. заданного значения ресурса,
2. межремонтного цикла;
3. фактического технического состояния.

Таким образом, следует считать, что значение ремонтных предприятий в следующем:

- сохранение оборудования в технически исправном состоянии, обеспечивающем его высокую производительность и качество работы;
- сокращение времени на техническое обслуживание и ремонт оборудования; снижение затрат на ремонт и техобслуживание.

Для решения указанных задач на предприятиях создается ремонтная служба, состоящая из ремонтно-механического, ремонтно-строительного и электроремонтного цехов, смазочно-эмульсионного хозяйства, складов оборудования и запасных частей, а также цеховых ремонтных служб.

Значение ремонтного хозяйства заключается в важности организации ремонтных работ, существенно влияющего на эффективность деятельности предприятия. В связи с чем, выделяется роль планирования работ, соблюдение планово-предупредительной системы ремонта и эксплуатации технического оборудования.

Список литературы

1. Мескон М., Хедоури Ф. Основы менеджмента, «Дело», 2004г..
2. Карпов В.А., Захарович Д.В., ГрГУ, Планирование на предприятии. Конспект лекций, Гродно, 2013
3. Эрик Г.Фламгольц, И.Рэндл Болезни роста: переход от простого предпринимательства к профессионально управляемой организации, 2013г.
4. Модели и критерии выбора производственной программы промышленного предприятия в современных условиях/ Н.И.Баранников // Наука - производству. -2002. -Ы: 5: 5.-С.9-13

Бұл мақалада жөндеу кәсіпорнындағы басқарудың негізгі аспектілері қарастырылады. «Ұйымды басқарудың», «Басқару жүйелерінің» түрлері мен типтері қарастырылған. Арнайы әдебиеттердің талдауы негізінде бұл ұғымдарды зерттеп, кәсіпорындағы рөлін анықтауға мүмкіндік берді. Кәсіпорынды басқаруда сыртқы және ішкі ортадағы факторлар өз әсерін тигізеді, сол себепті кәсіпорынды тиімді басқаруға қажет негізгі құралдарды жүйелі тәсілді пайдалану арқылы жетуге болады.

Осыған байланысты кәсіпорынның бизнес-бөлімшелерінің тиімді жұмыс істеуі үшін компания басшылығының технологиялық тізбектерді тауып оларды байланыстыруы маңызды. Тақырыптың толық ашылуы үшін мақалада жүйені құрудағы тиімді өлшеуіштердің негізгі рөлі зерттелді.

Сондай-ақ мақалада ішкі және сыртқы тұтынушылармен қарым-қатынастағы тұтынушыға бағдарлаудың маңызы қарастырылады. Компанияның бизнес-процесіне әсерін тигізетін түрлі факторлардың зерттелуі, компанияны басқарудағы тиімді технологиялардың құрылуына өте қажет.

Түйінді сөздер: басқару, сыртқы және ішкі ортадағы факторлар, тиімді жұмыс, тиімді өлшеуіштер

This article examines the main aspects of the enterprise management system of the repair service. The concept of "organization management", "management systems", their types and types are considered. The analysis of the special literature allowed to study these concepts, and to distinguish its role in the enterprise. The external and internal environment constantly influences the enterprise management processes, and only a system approach can provide key tools for effective management and interaction of all elements of the system as a whole.

In this connection, top management of companies needs to find and pick up technological chains and link them among themselves for effective functioning of business units of the enterprise. To build an efficient system and there is an urgent problem of modern enterprises.

For the full disclosure of this topic in the article, the role of the main indicators, the so-called performance measurement meters of the system construction, has been studied.

The article also attempts to consider the importance of client-orientedness not only in interaction with external consumers, but also in internal ones.

Investigation of various factors that affect the company's business processes is necessary for developing effective technologies for building a management system in the company.

Keywords: management system, interactions, business processes, internal customers, external customers, customer-oriented.

ОРГАНИЗАЦИЯ ВНУТРИКОРПОРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ ОБУЧЕНИЯ

Г.Г. Салиханова

МБА «УО «Алматы Менеджмент Университет»

Настоящая статья рассматривает вопросы организации внутрикорпоративной системы обучения. В статье раскрывается понятие «внутрикорпоративной системы обучения», его сущность и основные элементы, формы и виды обучения персонала. Даются рекомендации по организации внутрикорпоративной системы обучения.

Ключевые слова: обучение, корпоративное образование, персонал, развитие, корпоративный университет, потребности в обучении персонала, эффективность обучения, оценка обучения.

Персонал является ключевым ресурсом компании, а его обучение и развитие - основой выживания компании. «Выживает не самый сильный и не самый умный, а тот, кто лучше всех приспосабливается к изменениям.», - Чарльз Дарвин. В современном динамично развивающемся мире, необходимо постоянно обновлять знания, чтобы быть в теме последних инноваций и технологий.

В современных условиях на всех уровнях управления становится очевидным ценность человеческого капитала и необходимость его развития. Так, послание Президента Республики Казахстан "Взгляд в будущее: модернизация общественного сознания" говорит о важности изменения модели сознания и мышления наряду с проводимыми политическими и экономическими реформами в стране, как основе всех проводимых преобразований. «Я убежден: начатые нами масштабные преобразования должны сопровождаться опережающей модернизацией общественного сознания. Она не просто дополнит политическую и экономическую модернизацию - она выступит их сердцевинной.»

[1] В крупных национальных компаниях Казахстана можно наблюдать процессы трансформации, представляющий собой «глубокий и комплексный процесс, который, помимо технической и технологической модернизации, предполагает изменение сознания людей, их навыков» [2].

Сейчас часто можно услышать термин «корпоративное образование», «корпоративное/внутрифирменное обучение». В литературе есть разные определения. Так на сайте dic.academic.ru можно найти следующее: «под корпоративным обучением понимают повышение образования и получение новых навыков и умений сотрудниками одной компании. Целью корпоративного обучения является повышение эффективности работы каждого сотрудника в отдельности и всей компании в целом», «Любое обучение сотрудника, организованное, санкционированное или одобряемое организацией и направленное на достижение ее целей и целей обучаемого» Масалимова А.Р., доцент «Института педагогики и психологии профессионального образования» г.Казань дает следующее определение: «В настоящее время под корпоративным образованием следует понимать процесс профессиональной подготовки будущих специалистов технического профиля в образовательных учреждениях профессионального образования, а также их дальнейшую переподготовку и совершенствование компетенций на предприятии посредством многомерного взаимодействия субъектов образования, науки и производства единой отраслевой направленности. Целью корпоративного образования является формирование у рабочих и специалистов конкретных компетенций, исходя из требований специальности, стандартов квалификации, занимаемой должности или исполняемой служебной деятельности, для студентов - профессиональных и специальных компетенций к будущей профессиональной деятельности». Данным определением также охватывается подготовка будущих специалистов в образовательных учреждениях. На мой взгляд данное определение надо рассматривать как не совсем стандартное и слишком широкое, т.к. под него попадает любое профессиональное образование. Однако, если предположить, что речь идет о подготовке специалистов внутренними ресурсами для самого предприятия, когда студент должен потом отработать на этом предприятии, а такая практика имеет место в крупных концернах, то его вполне можно отнести к корпоративному образованию, т.к. в этом случае будет соответствие по второму и третьему пункту указанных ниже элементов.

Таким образом, корпоративное обучение содержит в себе следующие основные компоненты:

1. Цель – повышение уровня знаний, получение новых навыков и умений, которые нужны компании;
2. Обучаются сотрудники в рамках одной компании;
3. Обучение оплачивается компанией.

В современном мире наука и техника развивается с высокой скоростью, что влечет скорость устаревания знаний, и как следствие, постоянное изменение образовательных потребностей. Учебные заведения, к сожалению, не всегда могут удовлетворить эти потребности в полном объеме. Скорость развития технологий, появления ноу-хау выше, чем изменение образовательных стандартов, а в конкурентной среде бизнесу нужны знания здесь и сейчас. И лучше, чтобы - раньше, чем у конкурентов. На сегодняшний день так называемое «полезное знание» (useful knowledge) становится более востребованным, чем знание академическое, т.к. оно нацелено на конечный результат и приносит экономическую выгоду. Это, в свою очередь, приводит к росту спроса на специалистов, обладающих именно такими знаниями. Таким образом, организации важно не просто иметь образованный персонал, но обладающий конкретными знаниями, умениями и навыками, необходимыми для осуществления конкретной деятельности на конкретном рабочем месте. Вот почему корпоративное обучение становится популярным.

Однако, это никоим образом не умаляет академическое знание, а лишь подчеркивает, необходимость идти рука об руку с практикой. Выпускники ВУЗов и колледжей рассматриваются как кадровый потенциал, который можно развить под конкретные потребности бизнеса. Этим обусловлена актуальность сотрудничества образовательных учреждений и предприятий при дуальном обучении и создании корпоративных университетов.

Популярной становится и концепция «непрерывного обучения». Новый подход заключается в том, что уже не просто передают готовые знания, а учат технике их получения, навыкам эффективного мышления, чтобы работники могли с пользой отфильтровывать, интерпретировать, организовывать и извлекать информацию. «Современное образование является не только суммой знаний, но и основой психологической готовности человека к непрерывности в накоплении этих знаний, их переработке и совершенствованию при осуществлении передачи профессиональных знаний и умений, культур, нравственных ценностей от одного поколения к другому.» [3].

Помимо основных профильных значений, таких как развитие знаний, аттестация и оценка персонала, выделим следующие немаловажные моменты, которые помогают разрешить корпоративное обучение:

1. Корпоративное обучение способствует развитию и поддержанию единой корпоративной культуры компании. Корпоративное обучение является инструментом распространения философии организации через внутренних тренеров и наставников.

2. К корпоративному обучению некоторые авторы относят такую функцию как мотивация персонала посредством удовлетворения «их потребности в принадлежности, гордости, в самоуважении и самореализации, развитии чувства ответственности перед компанией.»[4]. Она также перекликается с корпоративной культурой. Здесь важную роль играют внутренние преподаватели. Однако, такие преподаватели в основном не имеют педагогического образования. В связи с чем, необходимо, чтобы в первую очередь они достигли высокого уровня педагогического навыка и имели ярко выраженные личностные характеристики согласующиеся с ценностями компании (убеждения, интересы, ценностные ориентации), чтобы распространять и поддерживать корпоративную культуру предприятия.

3. Компании, выбравшие тактику активного изменения, кардинального реформирования деятельности и бизнес-процессов не смогут обойтись без понимания и поддержки со стороны работников. Корпоративное образование здесь поможет в решении ряда вопросов, в том числе и формирования среды для развития предприятия. Топ –менеджеры должны повышать свою квалификацию, обучаясь современным методам управления. Для них полезно участвовать в рамках

обучения в тренингах, способствующих командообразованию. Обучение менеджеров направлено на формирование группы лидеров, которые понимают друг друга и думают одинаково, а не тянут каждый на себя «одеяло полномочий».

4. Корпоративное обучение является также инструментом адаптации нового работника. Например, тренер или куратор группы может знакомить новых сотрудников с внутренней жизнью компании. В пакет курсов, будет входит все самое необходимое на первых порах, что позволит новому работнику быстро адаптироваться. Если новый работник приходит с достаточным уровнем квалификации, то программа адаптации будет направлена на приобщение к корпоративной культуре и развитие новых качественных навыков.

5. Компании, в которых имеется потребность в узких специалистах и не могут найти их на рынке, в том числе в связи с недостаточным профессиональным уровнем, вынуждены самостоятельно решать вопросы их подготовки, возвращения.

6. Крупные компании, заботящиеся о своей репутации, постоянно испытывают потребность в обучении и повышении квалификации большого количества работников. Внутренние университеты являются в данном случае возможностью создания кадрового резерва.

7. Кроме того, наличие корпоративного университета может быть использовано как PR.

В литературе на сегодняшний день по формам и методам усвоения знаний выделяют следующие теории обучения.

1. Теория умственного обучения – Человек думающий ;
2. Теория эмоционального обучения – Человек чувствующий
3. Бихейвористские теории – Человек поведения;
4. Когнитивные теории – Человек восприятия и комплексный человек.

Теория умственного обучения основывается на умственных способностях человека, таких как логика, память и сила воли. Ее представителями являются древнегреческие ученые Платон и Аристотель, которые говорили о необходимости «тренировать ум». Этот подход подразумевает: четко структурированное обучение, где структурирован и сам материал; метод обучения – рассказ; изучаемый предмет важен сам по себе (математика, философия); деятельность обучаемого заключается в запоминании и заучивании. Обучаемый интересен только с точки зрения его отдельных психических процессов, где основной упор делается на память, именно поэтому традиционное обучение называется «школой памяти».

Теория эмоционального обучения основана на развитии творческих задатков, природных способностей человека. Основоположниками данной теории являются И.Г. Песталоцци, Ф.Фроебель, Ж.Ж. Руссо, которые говорили о необходимости гармоничного развития всех сторон личности – интеллектуальных, нравственных и физических. Этот подход подразумевает, что: обучение четко не структурировано; метод обучения – игра, непосредственное наблюдение, размышление; изучаемым предметом является личность, его потенциал – потребности и возможности; деятельность обучаемого заключается в поступательном развитии внутренних ресурсов, самораскрытие под внешним воздействием. В этом случае обучение направлено на развитие мыслительных, коммуникативных, творческих и других универсальных культурно-исторических способностей человека, а также способности к самоорганизации, на выработку умения самостоятельно находить решения профессиональных, жизненных проблем, на расширение мотивационно-ценностной сферы личности.

Бихейвористские теории фокусировались не на изучении процессов мышления или эмоциональных процессов, в их основе лежали стимулы и поведенческие реакции на эти стимулы. Основными ключевыми элементами в данной системе обучения являются: внутренний раздражитель

(потребность, мотивация); стимул (внешний раздражитель, угроза, сигнал и т.д.); реакция на внешний раздражитель; поощрение.

Представителям данной теории являются И. Павлов с известными экспериментами на собаке, И. Торндайк, Б. Скиннер. Главный принцип, сформулированный И. Торндайком, заключался в том, что «когда реакция сопровождается наградой или чувством удовлетворения, скорее всего в схожей ситуации будут предприняты те же действия» [5]. С позиции управления персоналом в компании, вызывает интерес точка зрения Скиннера, который полагал, что наказание приводит к ослаблению реакции субъекта в противоположность позитивным стимулам, усиливающим эту реакцию.

С выводами бихейвористов были не согласны представители **когнитивных теорий обучения**, которые основывались на том, что обучение – это не просто проведение связей между разрозненными элементами, а соединение значимых паттернов для восприятия картины целиком, целостного образа. Под обучением они подразумевали сложный процесс, который включал в себя исследование проблемы, интуицию, воображение, поиск возможного решения, цель. В связи с этим обучение было обусловлено особенностями восприятия окружающего мира. «Инсайт» являлся важным фактором в процессе понимания, когда человек улавливал основу ситуации, формулировал решение и переносил опыт в будущие схожие ситуации. Но он уместен только при решении комплексных проблемных задач.

Исходя из рассмотренных теорий обучений, можно сделать вывод, что они зависят от конечной цели обучения. Если целью обучения является передача знаний по определенному технологическому процессу, имеющему четкие алгоритмы и требования к исполнению, то в основу метода обучения будет заложена традиционная теория обучения, требующая запоминания передаваемого знания.

В случае, когда необходимо выработать определенное поведение, например, при соблюдении требований техники безопасности, то здесь уже добавляются бихейвористские теории, где стимулами могут являться, например, цвета, определяющие уровень опасности (красный, желтый, зеленый) или звуки сирены. В этом плане выработке определенного поведения способствуют учебные тревоги.

При развитии навыков управления персоналом у менеджерского звена, диагностики мотивации и ее стимулирования, например, в основу выбора метода обучения может быть положена теория эмоционального обучения, где менеджер может изучить свой потенциал и в партнерстве с подчиненным может помочь раскрыть его возможности.

Если же целью обучения является выработать навыки эффективного мышления, навык принятия решения или управления проектами, то безусловно основополагающими будут когнитивные теории обучения.

Рассмотренные теории обучения также лежат в основе определения форм обучения. В теории выделяют следующие формы обучения, которые достаточно широко описаны, в связи с этим ограничимся лишь перечислением:

1. Лекция.
2. Тренинг.
 - 2.1. Групповое обсуждение.
 - 2.2. Ситуационный анализ.
 - 2.3. Управленческие игры.
 - 2.4. Решение проблем.
3. Моделирование.
4. Лабораторное обучение.
5. Практика
 - 5.1. Подготовка стажеров. Наставничество.

5.2. Проекты.

5.3. Ротация.

6. Самообучение

Виды обучения также могут быть классифицированы по срокам на краткосрочные и долгосрочные; по предмету обучения – развитие личностных компетенций, менеджерских навыков, внутренним процессам, по профессии – новым технологиям, стандартам и оборудованию, в целом тенденциям в отрасли; по месту проведения – на рабочем месте, выездное, дистанционное. Некоторые авторы приводят следующую классификацию: формальное (утвержденная программа, по результатам выдача подтверждающего документа), неформальное (наставничество, ротация, самообучение), информальное (постообучающее сопровождение – профессиональные внутренние сообщества для обмена опытом, конференции, выставки, коучинг, индивидуальное консультирование и т.д.) [3].

На сегодняшний день в большинстве случаев в компаниях обучения производятся стихийно. В основном акцент делается на обязательные по законодательству обучения в области безопасности и охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, для получения допуска к работе. Если и проводятся обучения с целью повысить профессиональный уровень, то зачастую результат не отслеживается, не проводится анализ как это обучение отразилось на эффективности работе предприятия. Оценка обучения ограничивается тем, что отдел по управлению персоналом, организовавший обучение и/или руководитель, может получить обратную связь в виде мнения понравился тренинг или нет.

Однако, к обучению нужно подходить системно. Как было обозначено ранее, главной целью корпоративного обучения является «повышение уровня знаний, получение новых навыков и умений, которые нужны компании».

Для достижения этой цели необходимо:

1. Определить какие именно знания, навыки и умения необходимо повысить или получить.
2. Определить у какого именно работника необходимо эти знания, умения и навыки развивать и до какого уровня.
3. Определить кто может дать эти знания, умения и навыки.
4. Провести обучение.
5. По результатам обучения оценить его эффективность и результативность, проанализировать и выработать мероприятия по дальнейшему совершенствованию системы обучения.

В связи с этим, в качестве рекомендации по организации системы внутрикорпоративного обучения предлагается следующее:

1. Построение матрицы компетенций для персонала с указанием требуемого уровня компетенции для той или иной позиции. Необходимо для системного подхода при формировании потребностей в обучении.

2. Построение прозрачной, понятной системы оценки персонала, которая, во-первых, позволит оценить способности, таланты работника и обучать тому, что даст больший эффект с учетом имеющихся способностей и не терять время на обучение, которое может вообще не дать никакого эффекта; во-вторых, оценить текущий уровень компетенций персонала, чтобы понимать что именно и насколько еще необходимо развивать, а на какие тренинги лучше направлять дабы не вызвать демотивацию от недооценки навыков, который работник сам в себе ценит. Питер Друкер считал оценку полезной: «Оценивать подчиненного и его исполнение – это неотъемлемая часть работы руководителя. Пока руководитель сам не проведет оценку, он не сможет полностью взять на

себя ответственность за помощь и обучение своего подчиненного» [6]. Но это касается оценки исполнения, а вот для оценки имеющихся талантов рекомендуется привлечение профессиональных ассессоров в помощь.

3. Учитывать этапы и сроки развития компетенций, чтобы применять соответствующие формы обучения и понимать, когда и какой ожидаемый эффект от обучения должен наступить. Компетенция – навык, развитый до совершенства/идеала. Пьер Оливандер Лазолли [7] предложил следующую формулу формирования компетенций, предлагаем взять ее за основу:

способность + информация = знания

знания+ опыт устранения ошибок = умение

умения + опыт (1,5-2 месяца) = базовый навык

базовый навык+ опыт (3 месяца)= навык

навык +опыт (3 месяца) + мотивация = компетенция

Таким образом, одну компетенцию работник может в себе развить не менее, чем за 6-9 месяцев. Вот здесь уже необходимо определить кому, что и до какого уровня необходимо развивать.

4. Использование e-learning системы;

5. Использование обучения на рабочем месте, развитие системы наставничества и организация стимулирования наставничества. Активное применение ротации;

6. Возращение внутренних тренеров и наставников.

7. Использование проведения групповых внешних и внутренних тренингов.

8. Развитие сотрудничества с образовательными учреждениями.

9. Помимо обучения, направленного на повышение квалификации, отдельным блоком выделить обучение внутренним процедурам, стандартам, процессам. Выделить блок обучения в рамках адаптации персонала.

10. Выделить блок обучения, направленный на развитие менеджерских компетенций, а также развитие личностных и корпоративных компетенций;

11. При формировании обучающих программ учесть каналы восприятия информации, а также язык обучения.

12. Построение системы оценки результативности и эффективности обучения.

Отдельно рекомендуется, чтобы учебный материал был в свободном доступе, на внутреннем сайте компании (Инtranет), если он не содержит никакой конфиденциальной информации. На производственных площадках, в цехах должен быть организован доступ к Интранету. Для удаленных участков, где нет интернет связи - в бумажном виде. Это позволит работникам в любое время иметь возможность обращаться к учебному материалу.

Программы курсов должны утверждаться руководителем компании.

Еще одна рекомендация касается повышения мотивации к обучению. Из-за низкой вовлеченности работников в процесс обучения, компании могут терять значительные средства, т.к. усилия будут разбиваться о нежелание учиться. Так вот, помимо использования приемов геймификации и стажировок, которые могут сделать обучение более интересным, рекомендуется использовать бальную систему. Баллы присуждаются за правильные тестовые ответы и накапливаются в личных кабинетах. По итогам года можно монетизировать эти баллы в виде опять-таки, путевок, подарочных сертификатов, абонементов в спортивно-оздоровительный комплекс и т.д.

В конце немного подробнее хотелось бы остановиться на оценке обучения. Предлагается индивидуально подходить к оценке обучения в зависимости от того, что ожидается получить от обучения. Измеримыми показателями эффекта обучения могут быть: увеличение

производительности, улучшение качества, уменьшение себестоимости, увеличение объема продаж и пр.

Показателями, которые сложно измерить, но они также важны для деятельности предприятия могут быть повышение степени удовлетворенности работой, уровень взаимодействия (как между службами, так и между работниками), создание и поддержание продуктивной корпоративной культуры и пр.

Ожидаемые результаты необходимо формулировать при формировании плана обучения. Если можно найти и показать прямой эффект от обучения на результаты работы компании, то необходим проводить количественный замер эффективности. В случае же, если эффект ожидается опосредованный и не сразу, то нужно на входе определить по каким критериям будет определено, что обучение эффективно, и на какие сферы деятельности ожидается влияние.

Согласно стадиям процесса обучения, цель обучения — дать человеку необходимые знания. После завершения обучения, работник должен приобрести багаж знаний. Применение же этих знаний зависит от окружающей рабочей среды и в большей степени от отношения руководителя. Отношение же непосредственного руководителя может быть поддерживающим, требующим или наоборот неодобрительным, скептическим, а что хуже всего - безразличным.

В связи с тем, что не всегда возможно провести очевидную оценку эффективности обучения, возникают вопросы: Кто в большей степени является ответственным за то, чтобы средства, выделяемые на обучение, не пропали даром? Кто должен отслеживать и измерять эффект обучения?

Ответом на данный вопрос будет – привлечение линейных, а порой и первых руководителей. Часто можно слышать такие фразы: «А мой начальник знает, чему мы здесь учимся?», «Это все хорошо, но у нас в компании не будет работать, потому что руководство не поддержит» и т.д.[8]. Такие вопросы возникают у людей потому, что они не видят, чтобы их руководитель применял навыки, о которых идет речь. В результате участники программы, независимо от того, полезен им этот курс или нет, сомневаются, что будут иметь поддержку в применении навыков со стороны руководителя.

В связи с этим должна быть создана триада партнерства: консультант/преподаватель - обучаемый- руководитель – которые совместно ответственны за позитивные изменения.

Если принять изложенную позицию, то ни руководитель, ни подчиненный уже не смогут сказать, что они не видят никаких изменений после обучения, или что, подобранный отделом управления человеческими ресурсами курс, был не очень хорошим, или, что все хорошо, но из-за текущих вопросов нет времени что-то менять.

Таким образом, обучение сотрудников – слишком важное дело, чтобы отдел управления человеческими ресурсами занимался этим самостоятельно. Есть некоторые сферы ответственности руководителя, которые он не должен делегировать, обучение – как раз одна из них, а отдел управления человеческими ресурсами уж поможет методически и организационно.

Список литературы

1. Президент РК Назарбаев Н.А. «Взгляд в будущее: модернизация общественного сознания» www.akorda.kz.
2. Председатель правления группы компаний АО «ФНБ «Самрук-Казына» Умирзак Шукеев на заседании управляющего Комитета по трансформации. www.kazpravda.kz.

3. Корпоративное образование и внутрифирменная подготовка: особенности формальной, неформальной и информальной моделей, Масалимова А.Р. Электронный научный журнал «Современные проблемы науки и образования» 2012г. № 3 <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=6296>.

4. Биева И.И. «Внутрифирменное обучение как механизм формирования корпоративной культуры» Cyberleninka.ru.

5. Джеральд Коул «Управление персоналом в современных организациях», из-во Вершина, 2004.

6. Druker P.F., The Practice of management, Heinemann. 1954.

7. Olli Lazolli, Competences. Practical steps of elaboration and implementation, 130 p., Second edition., 2011.

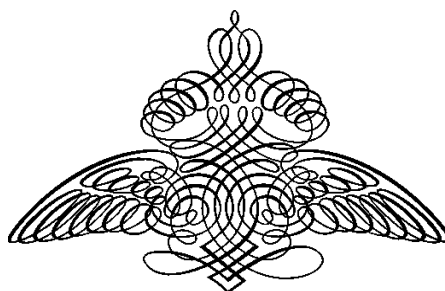
8. Аксенова О.А. «Оценка эффективности обучения сотрудников: проблемы и решения// Современные технологии управления. ISSN 2226-9339. — №3 (51). Номер статьи:5101. Дата публикации: 2015-03-08 . Режим доступа: <http://sovman.ru/article/5101>».

Осы мақал ішкі корпоративтік оқыту жүйесін ұйымның мәселелерді қарайды,. Мақаласында "ішкі корпоративтік оқыту жүйесін" ұғымы көрсетілген, оның мәні мен негізгі элементтерін, персоналды оқыту формалары мен түрлері. Ішкі корпоративтік оқыту жүйесін ұйымдастыру ұсыныстар берілген,

Түйін сөздер: Оқыту, корпоративтік білім беру, персонал, дамыту, корпоративтік университеті, персоналды оқыту қажеттілігін, оқытудың тиімділігін, оқыту бағалау.

This article deals with the organization of an intracorporate education system. The article reveals the concept of "intracorporate educational system", its essence and basic elements, forms and types of personnel training. Recommendations are given on the organization of intracorporate education system.

Keywords: Training, corporate education, personnel, development, corporate university, training needs, training effectiveness, evaluation of training.



ЧИТАТЕЛЯМ И АВТОРАМ ЖУРНАЛА
«ВЕСТНИК АТЫРАУСКОГО УНИВЕРСИТЕТА НЕФТИ И ГАЗА»

Научный журнал «Вестник Атырауского института нефти и газа» зарегистрирован в Министерстве культуры, информации и общественного согласия Республики Казахстан (свидетельство № 16734-ж от 08.11.2017 г.), включен в Каталог АО «Казпочта» с присвоением подписного индекса 75185 для организации подписки. Вестник зарегистрирован в Парижской книжной палате и имеет международный шифр ISSN 1683 – 1675.

Выпуск журнала приходится на последний месяц каждого квартала.

Научное ежеквартальное издание адресовано ученым, преподавателям, студентам, магистрантам, докторантам, работникам республиканских органов государственного и местного управления, общественных организаций, всем категориям населения республики, интересующимся вопросами технического, общественно – правового, экономического и инновационного развития стран мирового научного сообщества.

К публикации в журнале принимаются статьи научно-практического характера на государственном, русском и английском языках по следующим направлениям: техника и технологии; естественные науки; социально-гуманитарные науки; информационные технологии в нефтегазовом комплексе экономика, менеджмент.

Материалы для публикации и прохождения экспертной комиссии принимаются до 1 числа последнего месяца каждого квартала (1 марта, 1 июня, 1 сентября, 1 декабря).



ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ

Редакционная коллегия просит авторов при подготовке статей для опубликования в журнале руководствоваться следующими правилами.

Условия размещения публикаций в журнале

Для публикации принимаются статьи на казахском, русском и английском языках, содержащие ранее не опубликованные проблемные, обзорные, дискуссионные статьи в области естественных и технических наук, где освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований. А также публикуются рецензии, хроники научной жизни и мн. др.

К оформлению статей предъявляются следующие требования

Объем статьи, включая список литературы, таблицы и рисунки с подрисуночными надписями, аннотации, не должен превышать 10 страниц печатного текста. Минимальный объем статьи для технических направлений — 5 страниц, естественных — 3 страницы. В редакцию необходимо представить электронную версию статьи в полном соответствии с распечаткой. Имя файла должно начинаться фамилией первого автора на латинице (например, Ivanov.doc(rtf)); Страницы статьи должны быть пронумерованы. Указывается код по УДК.

Аннотация дается в начале текста на том языке, на котором цитируется статья. Аннотация является кратким изложением содержания научного произведения, дающая обобщенное представление о его теме и структуре. Аннотация не требуется при публикации рецензий, отчетов о конференциях и подобных информационных материалов.

Ключевые слова должны обеспечить наиболее полное раскрытие содержания статьи. Для каждого конкретного материала задайте 5-6 ключевых слов (key words) в порядке их значимости, т.е. самое важное ключевое слово статьи должно быть первым в списке. Авторы, информация об авторах, название статьи, аннотация и ключевые слова указываются на языке написания статьи.

Текст должен быть набран в программе Word любой версии, представляется на CD или другом носителе либо отправляется по электронной почте **vestnik.aung@inbox.ru**.

Шрифт текста — Times New Roman, формат бумаги А4 (210*297 мм), размер кегля — 12 пт. Межстрочный интервал — одинарный. Выравнивание по ширине. Абзацный отступ — 1,0 см. Поля верхнее — 2, нижнее — 2, левое — 3, правое — 1,5. Гарнитура нормальная. В таблицах, рисунках, формулах не должно быть разночтений в обозначении символов, знаков. Рисунки должны быть четкими, чистыми. На рисунки и таблицы в тексте должны быть ссылки.

В тексте число формул должно быть минимальным. Формулы должны быть набраны в соответствующем редакторе (для математических и химических формул). Таблицы должны быть озаглавлены, не допускается наличия в них пустых граф. Условные сокращения и символы следует пояснять в примечании. Иллюстративные материалы представляются в форматах: для фото, рисунков — tiff или jpeg (300 dpi для черно-белых и цветных); графики, диаграммы. На обороте рисунка или под ним указывается фамилия автора, название статьи и номер рисунка. Иллюстрации могут размещаться по тексту. Подрисуночные подписи даются отдельным списком, в конце статьи. В конце статьи рукопись подписывается всеми авторами.

Список литературы должен состоять не более чем из 20 наименований, и оформляется в соответствии с ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления». Ссылки на источники в тексте статьи даются только в квадратных скобках (без цитирования [12], при цитировании или пересказе авторского текста [12, с. 29]). Нумерация ссылок в статье производится по порядковому номеру источника в пристатейном списке литературы. Архивные материалы в список не включаются, ссылки на них помещаются в тексте в круглых скобках. При использовании в статье источников из электронных ресурсов или удаленного доступа (Интернета) в списке литературы приводится библиографическая запись источника и ссылка на сетевой ресурс с полным сетевым адресом в Интернете.

Например (библиографические сведения условны):

Для книг: Фамилии и инициалы авторов. Заглавие. — Сведения о повторности издания. — Место издания: Издательство, Год издания. — Количество страниц. Например: Ильин В.А., Позняк Э.Г. Линейная алгебра. — 3-е изд. — М.: Наука, 1984. — 294 с.
Для статей из журналов: Фамилии и инициалы авторов. Название статьи // Заглавие издания. (Серия). — Год издания. — Том. — Номер. — Страницы.

Например: Панчук Д.А., Садакбаева Ж.К., Пуклина Е.А. и др. О структуре межфазного слоя на границе металлическое покрытие–полимерная подложка // Российские нанотехнологии. — 2009. — Т. 4. — № 5-6. — С. 114–120.

Для материалов конференций, сборников трудов и т.д.: Фамилии и инициалы авторов. Название статьи // Заглавие издания: Вид издания. — Место, год издания. — Том. — Номер. — Страницы.

Например: Приходько Н.Г., Лесбаев Б.Т., Ченчик Д.И., Нажипкызы М., Мансуров З.А. Синтез углеродных наноструктур в пламени при низком давлении // VI Международный симпозиум: Физика и химия углеродных материалов/ Наноинженерия. — Алматы, 2010. - С. 135-138.

Список литературы предоставляется на том языке, на котором цитируется статья.

Сведения об авторах

К рукописи прилагаются:

1) справка о каждом из авторов статьи с указанием фамилии, имени, отчества; ученой степени; ученого звания; основного места работы; должности; домашнего, служебного или мобильного телефонов; электронного и почтового адресов (для связи с редакцией);

2) для магистрантов, аспирантов и соискателей — выписка из протокола заседания кафедры, заверенная в деканате и руководителем темы;

3) информация о том, кому из соавторов следует адресовать вопросы ответ.редактора и/или направлять корректуру.

Все статьи, поступившие в редакцию, рецензируются доктором наук по специальности. Редакция оставляет за собой право внесения в текст редакторских изменений, не искажающих смысла статьи.

Статьи публикуются по мере поступления.

Схематический пример оформления статьи

УДК.

По центру приводятся:

Фамилии и инициалы авторов (напр.: И.В.Романюк, С.П. Петров)

Полное название учреждения, которое представляет автор (с указанием страны и города). Если авторы из разных учреждений, то соответствие между автором и учреждением устанавливается надстрочными индексами, например:

И.В. Романюк ¹, С.П. Петров ²

¹Казахский национальный университет имени аль-Фараби, Казахстан, г. Алматы

²Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, Казахстан, г.Астана

Электронный адрес одного из авторов.

Название статьи (полужирное написание)

Аннотация.

Ключевые слова.

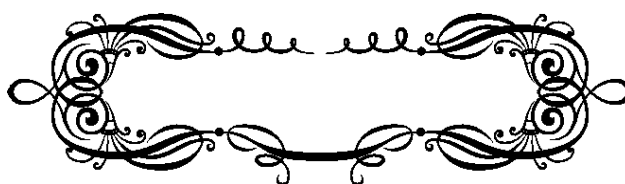
Текст статьи.

Литература.

В конце статьи приводится резюме на двух остальных языках (по очереди): резюме и ключевые слова (размер шрифта на 2 кегеля меньше, чем основной).

Ответственность за содержание материала несут авторы.

С уважением, редакция научного журнала «Вестник АУНГ».



СО Д Е Р Ж А Н И Е

Республиканская научно -практическая конференция

«ТАУ ТҰЛҒАЛЫ ТАУМҰШ», посвященная 100-летию Т.Н.Джумагалиева

Вклад видного казахстанского геолога-разведчика Т.Н. Джумагалиева в открытие месторождений АО «Эмбаунайгаз». А.Е. Жаксыбеков	6
Таумыш Нұрышұлы Жұмағалиевтің өмірі жолы жәнемұнай өнеркәсібіндегі ерен еңбегі. К.М.Таскинбаев	7
Таумыш Нурышевич о перспективах междуречья Урала и Волги. Н.Е.Куантаев	12
Т.Жұмағалиев туралы. М.Е.Ұлықпан	15

Глава 1. Проблемы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых скважин

К оценке добычных возможностей нефтяных скважин. Р.Г.Ахмадиев, У.С.Караалин	17
Проблемы металлогении мезо-кайнозойских комплексов южного Тянь-Шаня О.Ш. Шамшиев, А.Е. Воробьев, Н.Т. Толобаева	31
Ресурсы и инновационные технологии освоения аквальных залежей газогидратов Каспия. А.Е.Воробьев	37
Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта и образование фильтрационной корки. Г.Ш. Досказиева, Г.М. Тулегенова	49
Влияние присадок на свойства нефти. Г.Ш. Досказиева, Г.Е. Имангалиева, О.Ш.Тулегенова	54
Выбросоопасность угольных пластов в зонах геологических нарушений. Р.Р.Ходжаев, Р.И.Габайдуллин	59

Глава 2. Проблемы нефтехимии и экологии

Природные битумы и высоковязкие нефти – дополнительные источники топлива и продуктов нефтехимии. А.А.Абишев	63
Возможность подбора рецептуры кровельного нефтяного битума путем окисления углеводородного сырья с органической фракцией природного битума. Н.К.Ишмухамедова, А.М.Латипова, А.С.Калауова	65
Табиғи және ағынды суларды тазартудағы технологиялық маңызы. Д.Ғ.Берниязова...	68
Технология производства нефтяного кокса. Г.Казиханов, Э.Б Жунусова, А.С.Калауова	73
Характеристика углеводородоокисляющих микроорганизмов и анализ биопрепаратов на их основе. А.К.Мухтаров	77

Глава 3. Проблемы энергетики, транспорта и строительства

Электрэнергетика нысандарындағы электромагниттік үйлесімділік. Д.У.Кульжанов, И.М.Ескалиев, А.И.Исмагулова	82
Электр энергиясының сапасын бақылау және мемлекеттік стандарттар мәселелері. Б.М.Махметов, Н.Аяпбергенов	85

Өндірістік электр жүйесінде электроэнергия сапасының көрсеткіштерін бақылау.	
Б.М.Махметов, Н.Аяпбергенов.....	91
Микро гидроэлектрстанциясын конструкциясын жобалау. Е.С.Айталиев, Р.Е.Жабас..	97
Микро гидроэлектрстанциясын жүйелік талдау. Е.С.Айталиев, Р.Е.Жабас.....	101
On information technologies in pipe manufacturing. K.N.Sakhno, Y.Arstanaliyev, Vo Trung Quang, Ngo Gia Viet, L.Galiyeva	105
Современные методы проектирования, изготовления и монтажа трубопроводов сложных технологических комплексов. К.Н.Сахно, Е.У.Арстаналиев, А.С.Дьяков, Р.В.Дженкова, Л.Х.Галиева, Г.Б.Тажиева	110
Практика реализации малоосадочных технологий при строительстве подземных сооружений Санкт-Петербургского метрополитена. М.О.Лебедев, К.П.Безродный, Р.И.Ларионов	117
 Глава 4. Информационные технологии и физико-математические науки	
Информационные нанодатчики, применяемые в ТЭК. А.Е.Воробьев, Чжан Ляньцзы, К.А.Воробьев.....	128
 Глава 5. Экономика и социально-гуманитарные науки	
Минерально-сырьевые ресурсы Казахстана: 1. Актуальные вопросы развития.	
А.А.Абишев, Р.Г.Ахмадиев, У.С. Карабалин	145
Понятие и сущность «цифровой» экономики. А.Е.Воробьев.....	154
Некоторые аспекты системы управления ремонтным предприятием. Р.Е.Мухатов, А.Б.Джетписова.....	157
Организация внутрикорпоративной системы обучения. Г.Г.Салиханова	161
К читателям.....	170

Атырау мұнай газ университетінің хабаршысы

Ғылыми журнал

Материалдары компьютерде беттеп, баспаға әзірлеген Атырау мұнай және газ университетінің Баспа орталығы
Басуға 25.09.2018 ж. қол қойылды. Пішімі А4. Көлемі 11 б.т. Таралымы 100 дана.

Вестник Атырауского университета нефти и газа

Научный журнал

Верстка и изготовление для издательства Издательского центра Атырауского университета нефти и газа
Подписано в печать 25.09.2018 г. Формат А4. Объем 11 п.л. Тираж 100 экз.