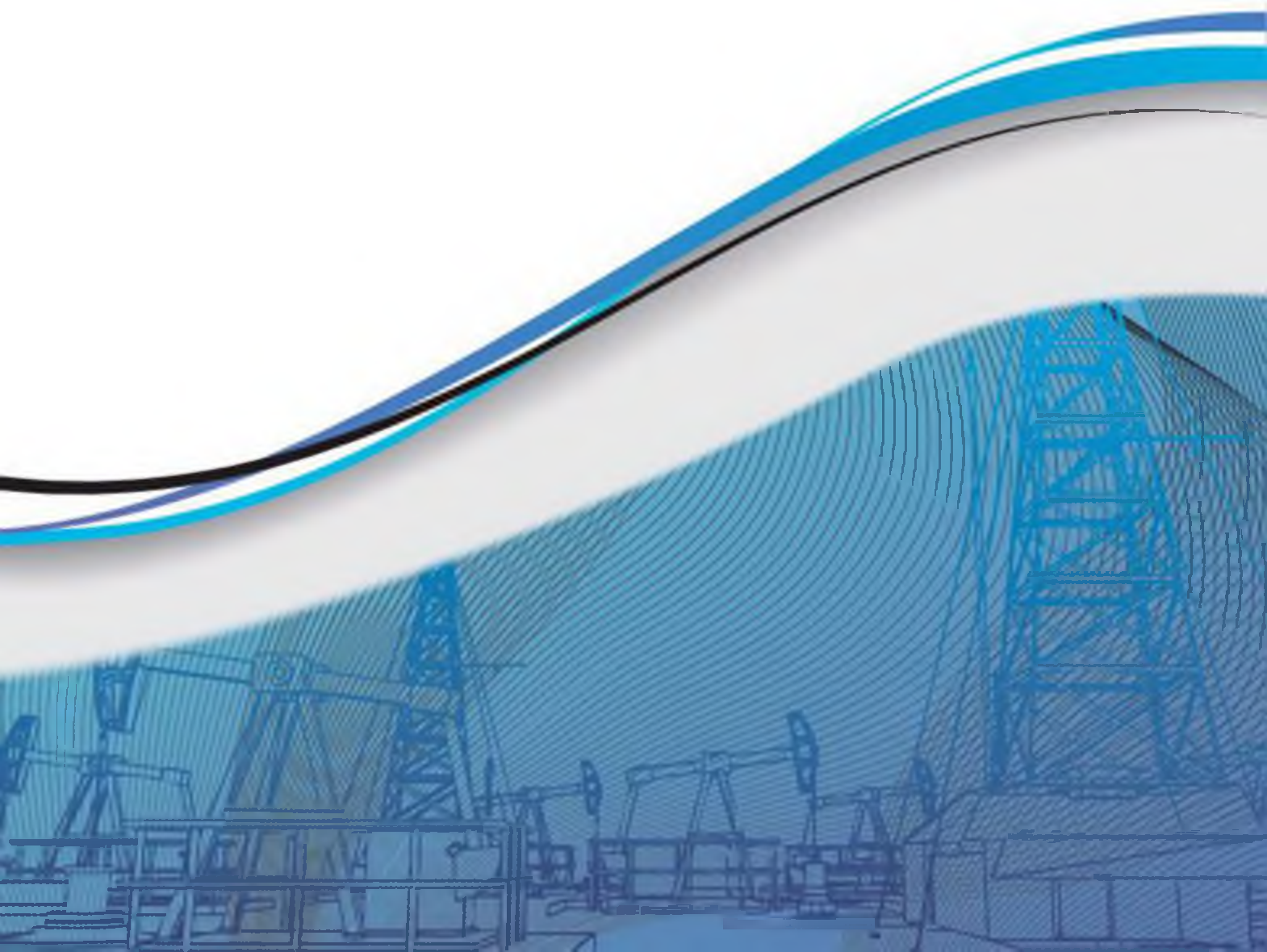


АО «НИПИнефтегаз»

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сборник трудов
Выпуск четвёртый



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»**

АО «НИПИнефтегаз»

Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли

Сборник трудов

Выпуск четвертый

Актау-2017

УДК 622.276(06)

ББК 33.36

А 43

Редакционная коллегия:

Герштанский О.С., д.т.н. (отв. редактор)

Гераськина Е.Н. (секретарь)

Члены редколлегии: Кисляков Ю.П., к.г.-м.н., Чагай В.Г., Егоров В.В., Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Кондратьева А.Л., Ешбаева Л.У., Асташкова О.Ф., Рылеев А.А., к.т.н., Пуписова Л.В., Дружинина О.Н., Прапорщиков В.И., Трекова Т.Н.

Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли: Сб. трудов. - Актау, 2017. – 174 стр.

Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз» издан по материалам конференции «Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли».

Открывает сборник юбилейная статья об АО «НИПИнефтегаз» и аналитическая информация о вводе в промышленную разработку первого морского нефтяного месторождения Кашаган.

В сборнике описаны методики лабораторных анализов, проведенных на базе собственной лаборатории, оборудованной в соответствии с международными стандартами. Составлены схемы и таблицы наблюдений, описаны выводы и определена экономическая значимость от применения испытаний на практике, сделан аналитический обзор геолого-разведочных работ на Каспийском море, приведены данные строения Каспийского моря, перспективы нефтегазоносности Устюртской впадины (Приаральской впадины), поиски месторождений на глубинах до 7000 м. Даны конкретные рекомендации по разведке, разработке, обустройству и дальнейшему продвижению месторождений углеводородов. Освещены проблемы подхода к вычислению атрибутов для выделения тектонических нарушений на основе результатов трехмерной сейсморазведки. Рассмотрен вопрос изучения попутных вод нефтегазовых месторождений Прикаспия и возможности извлечения из них ценных полезных компонентов. Описана примерная оптимальная технология обработки призабойной зоны нефтесобирающей скважины. Составлены таблицы и диаграммы определения температуры кристаллизации АСПО в нефти месторождения Тенге в скважинных и поверхностных условиях. Дан прогноз конечного коэффициента извлечения нефти и расчет дополнительной добычи нефти и эффективности геолого-технических мероприятий с помощью характеристик вытеснения. Проанализировано применение защитного ограждения резервуарных парков с волноотражающим козырьком.

Статьи, помещенные в сборнике, дают возможность широкому кругу специалистов проследить диапазон научных открытий, разнообразие тематики работ ведущих специалистов института, их заинтересованность в усовершенствовании процессов нефтесобирающей и значимость их применения.

Они будут интересны в познавательных целях и полезны работникам отрасли, студентам техникумов и вузов, молодым специалистам.

УДК 622.276(06)

ББК 33.36

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИИ		5
1	Герштанский О.С., Чагай В.Г., Пуписова Л.В., Егоров В.В., Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Дусенбаева А.О.	К 20-летию АО «НИПИнефтегаз»..... 26
I. ГЕОЛОГИЯ		
2	Афанасьева М.А.	Изучение соответствия питьевой воды критериям физиологической полноценности перед производством бутилированной воды..... 33
3	Демеева М.С.	Поиск залежей углеводородов на больших глубинах (4000-7000 м) в пределах Прикаспийской впадины 39
4	Дюсемалиева Л.М.	Перспективы нефтегазоносности Северо – Устюртской впадины 45
5	Еламанова Г.Е.	Вопросы изучения попутных вод нефтегазовых месторождений Прикаспия и возможности извлечения из них ценных полезных компонентов.... 51
6	Маникулова А. А.	Выделение тектонических нарушений на основе атрибутного анализа сейсмических данных 3Д 53
7	Пикирбекова З.С., Чагай В.Г.	О роли карбонатных пород – коллекторов нефтегазовых месторождений 61
8	Райкулова Л.Х.	Трансграничные подземные воды Казахстана 65
9	Чагай Н.В.	Определение водонасыщенности пород в зоне капиллярного подъема воды по кривым капиллярного давления 73
10	Чагай Н.В.	Структура пустотного пространства и граничное значение проницаемости по результатам изучения пород методом ртутной порометрии 76
11	Чагай В.Г., Кышко И.Г.	Геологическое строение Каспийского моря 80
12	Чагай В.Г., Кышко И.Г.	Перспективы акватории Северного Каспия (Казахстанский сектор) 87
13	Чагай В.Г., Кышко И.Г.	Перспективы нефтегазоносности акватории Среднего Каспия (Казахстанский сектор) 93
II. РАЗРАБОТКА		
14	Апакаев Ж.А., Имангазиева А.Т.	Об эффективности применения горизонтальных скважин на месторождении Карачаганак 100
15	Курбанова А.Р.	Возрождение месторождения «К» технологией многократного разгазирования 105

16	Туяков Н.К.	Прогноз конечного коэффициента извлечения нефти и расчет дополнительной добычи нефти и эффективности геолого-технических мероприятий с помощью характеристик вытеснения	112
17	Горин С.А., Алиби Ф.Н.	Начало добычи нефти и газа на первом в Казахстане морском гигантском месторождении Кашаган	117

III. ДОБЫЧА

18	Рылеев А.А., Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Лозовая С.В., Бабаев Д.	Определение температуры кристаллизации АСПО в нефти месторождения Тенге в скважинных и поверхностных условиях	127
19	Статура А.А., Хадаров Р.Е.	Увеличение эффективности эксплуатации газлифтных скважин за счёт предупреждения отложений парафина в подземном и наземном оборудовании путём закачки разогретого до необходимой температуры газа на примере месторождения Чинарѳвское	139
20	Статура А.А., Хадаров Р.Е., Арыстанбекова Л.Д.	Определение величины МКД за счёт температурного расширения в межколонном пространстве нефтегазовых скважинах на месторождениях Казахстана	145
21	Кисляков Ю.П.	Примерная оптимальная технология обработки призабойной зоны нефтедобывающей скважины	152

IV. ПРОЕКТИРОВАНИЕ

22	Куриленко Я.	Обоснование применения защитного ограждения резервуарных парков с волноотражающим козырьком	155
23	Розон Ж.В.	Где место пожарному гидранту?	168

**МАҚАЛАҒА АНДАТПА
АННОТАЦИЯ СТАТЕЙ
ABSTRACT OF THE ARTICLES**

*Герштанский О.С., т.э.д., Чагай В.Г., Пуписова Л.В., Егоров В.В.,
Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Дусенбаева А.О. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ-ның 20 жылдығына

Өзінің қалыптасқанынан бері 20 жыл ішінде «МұнайгазҒЗЖИ» АҚ институтының құрылуы мен дамуының қысқаша тарихы келтірілді. Институттың негізгі жетістіктері: геология, игеру, бұрғылау, ұңғымаларды пайдалану, өнімдерді жинау, дайындау және тасымалдау, мұнай-газ өнеркәсібіне арналған кен орындарын орналастыру саласында ҒЗЖ және ЖІЖ орындау бойынша толық тізбедегі қызметтерді көрсету; Қарашығанақ, Королевское ірі кен орындарын, Тенгиз және Қашаған алып кен орындарын игеруді жобалық сүйемелдеу; мұнайды, газды, суды, керн мен топырақты зертханалық зерттеулер.

*Герштанский О.С., д.т.н., Чагай В.Г., Пуписова Л.В., Егоров В.В.,
Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Дусенбаева А.О. (АО «НИПИнефтегаз»)*

К 20-летию АО «НИПИнефтегаз»

Приведена краткая история создания и развития института АО «НИПИнефтегаз» за 20 лет своего существования. Основные достижения института: оказание полного перечня услуг по выполнению НИР и ПИР в области геологии, разработки, бурения, эксплуатации скважин, сбора, подготовки и транспорта продукции, обустройства месторождений для нефтегазовой промышленности; проектное сопровождение разработки крупных месторождений Карачаганак, Королевское и гигантских месторождений Тенгиз и Кашаган; лабораторные исследования нефти, газа, воды, керн и грунтов.

*Gershtankiy O.S., Doctor of Engineering Science, Chagay V.G., Pupisova L.V.,
Egorov V.V., Saenko O.B., Pustobayev A.N., Dusenbaeva A.O.
(JSC “NIPIneftegas”)*

To the 20th anniversary of JSC “NIPIneftegas”

A brief history of the establishment and development of the institute of JSC “NIPIneftegas” for 20 years of its existence is given. Main achievements of the institute: providing a full list of services for performing research and design works

in the field of geology, development, drilling, well operation, collection, treatment and transport of products, field construction for oil and gas industry; Project support of the development of major fields of Karachaganak, Korolevskoye and giant fields of Tengiz and Kashagan; laboratory test on oil, gas, water, core and subsurface.

Афанасьева М.А. («МұнайгазFЗЖИ» АҚ)

Олардың құйылуы мақсатында физиологиялық толық жарамды ауыз суды зерттеу

Бөтелкедегі суларды өндіріс алдында ауыз суының физиологиялық толық жарамдылық өлшемдеріне сәйкестігін зерттеу. Бөтелкедегі суларды өндіру үшін ауыз суының физиологиялық толық жарамдылық өлшемдеріне сәйкестігін зерттеу бойынша зерттеу жұмыстарының кезеңдік кешені ұсынылды.

Афанасьева М.А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Изучение физиологически полноценных питьевых вод в целях их розлива

Изучение соответствия питьевых вод критериям физиологической полноценности перед производством бутилированных вод. Предложен постадийный комплекс исследовательских работ по изучению соответствия питьевых вод критериям физиологической полноценности для производства бутилированных вод.

Afanaseva M.A. (JSC "NIPIneftegas")

Study of physiologically valuable drinking water for bottling purposes

The study of the compliance of drinking water with the criteria of physiological usefulness before the production of bottled water. A stage-by-stage complex of research works on the study of compliance of drinking water with the criteria of physiological usefulness for the production of bottled water is proposed.

Демеева М.С. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

**Каспий маңы ойпаты шегінде үлкен тереңдікте (4000-7000 м)
көмірсутек кеніштерін іздеу**

Мақалада кеніштері тереңдігі 4000 метрден 7000 метрге дейін орналасқан Каспий маңы ойпаты алаңдарының мұнайгаздылық келешегі қарастырылған.

Демеева М.С. (АО «НИПИнефтегаз»)

**Поиск залежей углеводородов на больших глубинах (4000-7000 м)
в пределах Прикаспийской впадины **

В статье рассмотрены перспективы нефтегазоносности площадей Прикаспийской впадины, залежи которых располагаются на глубинах от 4000 м до 7000 м.

Demeeva M.S. (JSC “NIPIneftegas”)

**The search for hydrocarbon deposits at great depths (4000-7000 m) within
the Peri-Caspian Depression**

The article identifies the prospects of oil and gas potential of the Peri-Caspian Depression areas, the deposits of which are located at depths from 4000 m to 7000 m.

Дюсемалиева Л.М. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Солтүстік – Үстірт ойпатының мұнайгаздылық келешегі

Осы мақалада Солтүстік – Үстірт ойпатының мұнайгаздылық келешегі қарастырылған, іздеу-барлау жұмыстарын жүргізуге арналған алаңдар көрсетілген және ұсыныстар берілген. Қарастырылып отырған өңір бойынша геологиялық-геофизикалық ақпаратқа қолжетімді және жабық болғандықтан, бұл мақала тұтас алғанда бұрын жарияланған жұмыстарды қолданумен, дегенмен өзінің талдауын енгізумен және қолда бар деректерді көрумен бірқатар құрастырылған сипатқа ие.

Дюсемалиева Л.М. (АО «НИПИнефтегаз»)

Перспективы нефтегазоносности Северо – Устюртской впадины

В данной статье рассмотрены перспективы нефтегазоносности

Северо-Устьюртской впадины, намечены площади и даны рекомендации на проведение поисково-разведочных работ. Ввиду закрытости и доступности к геолого-геофизической информации по рассматриваемому региону, данная статья в целом носит несколько **компилятивный** характер, с использованием уже опубликованных работ, но с внесением собственного анализа и видения на имеющиеся данные.

Dyusemalieva L.M. (JSC "NIPIneftegaz")

The prospects of oil and gas potential of the North-Ustyurt basin

In this article, the prospects of oil and gas potential of the North-Ustyurt basin are considered, the areas are outlined and recommendations for conducting prospecting and exploration works are given. In view of the closeness and availability to G&G data for the region under consideration, this article as a whole is somewhat compiled in nature, using already published works, but with own analysis and a vision of available data.

Маникулова А.А. («МұнайгазFЗЖИ» АҚ)

3Д сейсмикалық деректерді атрибуттық талдау негізінде тектоникалық бұзылыстардың бөлінуі

Мақалада үш өлшемді сейсмикалық барлау нәтижелері негізінде тектоникалық бұзылыстардың бөлінуі үшін атрибуттарды есептеуге тәсілдеме сипатталады. Amplitude Contrast, Local Structural Dip, Chaos, Variance, Ant tracking тәрізді сейсмикалық атрибуттарды есептеуге мысалдар келтірілді. Құмкөл кен орнының шегінде 3Д сейсмикалық деректер мысалында ұсынылған сейсмикалық атрибуттар жиынтығы деректерден тектоникалық бұзылыстардың орналасқан жері туралы ақпаратты шығаруға мүмкіндік беретіні көрсетілген.

Маникулова А.А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Выделение тектонических нарушений на основе атрибутного анализа сейсмических данных 3Д

В статье описывается подход к вычислению атрибутов для выделения тектонических нарушений на основе результатов трехмерной сейсморазведки. Приведен пример расчета таких сейсмических атрибутов как Amplitude Contrast, Local Structural Dip, Chaos, Variance, Ant tracking. На примере сейсмических данных 3Д в пределах месторождения Кумколь показано, что предлагаемый набор сейсмических атрибутов позволяет

извлекать из данных информацию о местоположении тектонических нарушений.

Manikulova A.A. (JSC “NIPIneftegaz”)

Fault definition on the basis of attribute analysis of 3D seismic data

The article describes an approach to the calculation of attributes for fault definition on the basis of 3D seismic survey results. An example of calculation of such seismic attributes as Amplitude Contrast, Local Structural Dip, Chaos, Variance, Ant tracking. Using the example of 3D seismic data within the Kumkol field, it was shown that the proposed seismic attribute set allows extract the information on tectonic abnormality location from data.

Пикирбекова З.С., Чагай В.Г. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Мұнайгаз кен орындарындағы карбонатты жыныс – коллектордың рөлі туралы

Осы мақалада карбонатты жыныстары бар кен орындарының күрделі мәселелері қарастырылған. Осы тақырып бойынша күрделі мәселелерге жүргізілген талдау және оның негізінде жасалған тұжырымдар мен түйіндер әлбетте Қазақстан Республикасы мұнайгаз саласының алдағы дамуына мүмкіндік береді.

Пикирбекова З.С., Чагай В.Г. (АО «Нипинеттегаз»)

О роли карбонатных пород - коллекторов нефтегазовых месторождений

В данной статье рассмотрены проблемные вопросы месторождения с карбонатными породами. Проведенный анализ проблемных вопросов по данной теме и сделанные на его основе заключения и выводы несомненно будут способствовать дальнейшему развитию нефтегазовой отрасли Республики Казахстан.

Pikirbekova Z.S., Chagay V.G. (JSC “NIPIneftegaz”)

On the role of carbonate container rocks of oil fields

In this article, the problematic issues of the field with carbonate rocks are considered. The performed analysis of problematic issues on this subject and the

conclusions and summary drawn on its basis will undoubtedly contribute to the further development of the oil and gas industry in the Republic of Kazakhstan.

Райкулова Л.Х. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Қазақстанның трансшекаралық жерасты сулары

Трансшекаралық сулы қабаттарды зерттеу-гидрогеологияның өзекті ғылыми бағыты. Қазақстанның трансшекаралық жерасты су нысандарын бағалау жұмыстарының нәтижелері келтірілді және де олармен байланысты күрделі жағдайлардың кәуіп қатерлеріне баға берілді.

Райкулова Л.Х. (АО «НИПИнефтегаз»)

Трансграничные подземные воды Казахстана

Исследование трансграничных водоносных горизонтов-актуальное научное направление гидрогеологии. В статье описаны результаты изучения трансграничных подземных водных объектов Казахстана и дается оценка рисков проблемных ситуации, связанных с ними.

Raikulova L.H. (JSC NIPIneftegas)

Trans-border underground water of Kazakhstan

The research of transboundary aquifers is an actual scientific direction of hydrogeology. There are the results of an assessment of transboundary groundwater objects of Kazakhstan, and the estimation of risks of the problems connected with them.

Чагай Н.В. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Капиллярлық қысым ауытқымасымен судың капиллярлық көтерілуі аймағында жыныстардың сумен қанығуын анықтау

Капиллярлық қысым ауытқымасымен судың капиллярлық көтерілуі аймағында жыныстардың сумен қанығуын анықтау бойынша бірізді тәжірибелік тәсілдеме қарастырылады. Егер олар сұйыққойма жағдайлары үшін және әртүрлі қасиеттері бар жыныстар үшін қалдық сумен қаныққандыққа жетуге қажетті капиллярлық қысым мәндерінің эксперименттерінде қол жеткізілген бағалау анықталмаған болса, беткей кернеуі мен сулану бұрышының мәндерін таңдау тәсілі ұсынылады.

Чагай Н.В. (АО «НИПИнефтегаз»)

Определение водонасыщенности пород в зоне капиллярного подъема воды по кривым капиллярного давления

Рассматривается последовательный практический подход по определению водонасыщенности пород в зоне капиллярного подъема воды по кривым капиллярного давления. Предлагается способ выбора значений поверхностного натяжения и угла смачивания, если они не определены для условий резервуара, и оценки достигнутого в экспериментах значений капиллярного давления, необходимого для достижения остаточной водонасыщенности для пород с различными свойствами.

Chagay N.V. (JSC “NIPIneftegas”)

Determination of water saturation of rocks in the zone of water capillary rise along the capillary pressure curves

A consistent practical approach is considered to determine the water saturation of rocks in the zone of water capillary rise along the capillary pressure curves. Has been proposed method of selecting the values of superficial tension and angle of contact, if they are not determined for tank conditions, and estimating the capillary pressure values obtained in experiments to achieve residual-water saturation with rocks with different properties.

Чагай Н.В. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Сынапты поромерия әдісімен жыныстарды зерттеу нәтижелері бойынша қуыстық кеңістіктің құрылымы және өткізгіштіктің шекаралық мәні

Сынапты поромерия әдісімен жыныстарды зерттеу нәтижелері бойынша жыныс-коллекторлардың сыйымдылық-сүзгіштік қасиеттерінің шекаралық мәндерін анықтау тәсілі қарастырылады. Нақты қабат жағдайына арналған 0,5 мкм-ге тең Д. Винландпен қабылданған ұсақ тесіктер радиусының сыни мәнін нақтылау талап етіледі. Әдіс қабат жағдайларында флюидтің нәтижелі өткізгіштігі бойынша деректер болмаған кезде тиімді.

Чагай Н.В. (АО «НИПИнефтегаз»)

Структура пустотного пространства и граничное значение проницаемости по результатам изучения пород методом ртутной порометрии

Рассматривается способ определения граничных значений емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов по результатам исследования пород методом ртутной порометрии. Требуется уточнение критического значения радиуса пор, принятое Д. Винландом равным 0,5 мкм, для условий конкретного пласта. Метод полезен при отсутствии данных по эффективной проницаемости флюида в условиях пласта.

Chagay N.V. (JSC "NIPIneftegaz")

The structure of the void space and border value of permeability from the study of rocks by the method of Mercury Porosimetry

A method for determining the border values of container rocks' filtration-capacity properties on the research findings by the Mercury Porosimetry method. A refinement of the critical value of the pore radius, accepted by D. Winland equal to 0,5 μm , is required for the conditions of a particular formation. The method is useful in the absence of data on the effective permeability of fluid in the formation conditions.

Чагай В.Г., Кышко И.Г. («МұнайгазF3ЖИ» АҚ)

Каспий теңізінің геологиялық құрылымы

Мақалада мұнайгаздылық келешегімен байланысты Каспий теңізі акваториясының географиялық-физикалық зерттелуі туралы ақпарат жалпыланған.

Каспий теңізі акваториясының жеке секторларға бөлінуі келтірілді және жағалық аймақтың әрбір мемлекетке тиістілігін көрсете отырып, секторлардың шекаралары суреттермен сипатталды.

Каспий теңізінің акваториясы 3 ауданға бөлінгені анықталды және әрбір учаскенің жер бетіндегі және судағы сипаттамалары (жағалық сызыққа, су түбінің бедеріне, теңіздің тереңдігіне сипаттама, судың көлемін бөлу), сонымен қатар әрбір учаскенің құрылымдық-тектоникалық құрылымы келтірілді. Каспий теңізінің мұнайгаздылық келешегі және мұнай мен газға іздеу жұмыстарын жүргізу шарттары қысқаша сипатталды.

Чагай В.Г., Кышко И.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Геологическое строение Каспийского моря

В статье обобщена информация о географо-физической изученности акватории Каспийского моря в связи с перспективами нефтегазоносности.

Приведено разделение акватории Каспийского моря на отдельные сектора и проиллюстрированы границы секторов с указанием принадлежности прибрежной территории каждому государству.

Установлено, что акватория Каспийского моря разделена на 3 района, приведена поверхностная и водная характеристика каждого участка (характеристика береговой линии, рельефа дна, глубина моря, распределение объема воды), а также структурно-тектоническое строение каждого участка. Кратко описаны перспективы нефтегазоносности Каспийского моря и условия проведения поисковых работ на нефть и газ.

Chagay V.G., Kyshko I.G. (JSC “NIPIneftegas”)

Geological feature of the Caspian Sea

The article summarizes the information on the geographic and physical study of the Caspian Sea water area in connection with the prospects of oil and gas potential.

The division of the Caspian Sea into separate sectors is shown, and the boundaries of sectors are illustrated with indication of the belongings of the coastal territory to each state.

It is established that the water area of the Caspian Sea is divided into 3 regions and the surface and water characteristics of each area (characteristics of coastline, bottom features, sea depth, water volume distribution), as well as the structural and tectonic configuration of each area are presented.

The prospects of oil and gas potential of Caspian Sea and the conditions for carrying out prospecting works for oil and gas are briefly described.

Чагай В.Г., Кышко И.Г. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Солтүстік Каспий (Қазақстандық сектор) акваториясының келешегі

Бұл мақалада Каспий теңізінің Қазақстандық секторына қатысты Солтүстік Каспий акваториясының мұнайгаздылық келешегі қарастырылған.

Алдағы геологиялық барлау жұмыстарын жүргізу мақсатында

сипатталған Каспий теңізінің Қазақстандық секторында орналасқан бірқатар учаскелер мен алаңдар ұсынылды.

Чагай В.Г., Кышко И.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Перспективы акватории Северного Каспия (Казахстанский сектор)

В данной статье рассмотрены перспективы нефтегазоносности акватории Северного Каспия, относящиеся к Казахстанскому сектору Каспийского моря.

Предложен целый ряд участков и площадей, расположенных в описываемом Казахстанском секторе Каспийского моря с целью дальнейшего проведения геологоразведочных работ.

Chagay V.G., Kyshko I.G. (JSC “NIPIneftegas”)

Perspectives of the North Caspian water area (Kazakhstan section)

In this article, the prospects of oil and gas potential of the North Caspian water area, related to the Kazakhstan section of the Caspian Sea are considered.

A number of sites and areas located in the described Kazakhstan section of the Caspian Sea are proposed with the aim of further geological prospecting works.

Чагай В.Г., Кышко И.Г. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Орта Каспий (Қазақстандық сектор) акваториясының мұнайгаздылық келешегі

Бұл мақалада Каспий теңізінің Қазақстандық секторына қатысты Орта Каспий акваториясының мұнайгаздылық келешегі қарастырылған. Алдағы геологиялық барлау жұмыстарын жүргізу мақсатында сипатталған Каспий теңізінің Қазақстандық секторында орналасқан бірқатар учаскелер мен алаңдар ұсынылды.

Чагай В.Г., Кышко И.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Перспективы нефтегазоносности акватории Среднего Каспия (Казахстанский сектор)

В данной статье рассмотрены перспективы нефтегазоносности акватории Среднего Каспия, относящиеся к Казахстанскому сектору

Каспийского моря. Предложен целый ряд участков и площадей, расположенных в описываемом Казахском секторе Каспийского моря с целью дальнейшего проведения геологоразведочных работ.

Chagay V.G., Kyshko I.G. (JSC "NIPIneftegaz")

Prospects of oil and gas potential in the Middle Caspian water area (Kazakhstan section)

In this article, the prospects of oil and gas potential of the Middle Caspian water area, related to the Kazakhstan section of the Caspian Sea are considered.

A number of sites and areas located in the described Kazakhstan section of the Caspian Sea are proposed with the aim of further geological prospecting works.

Анакаев Ж.А., Имангазиева А.Т. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Қарашығанақ кен орнында көлденең ұңғымаларды пайдалану тиімділігі туралы

Мақалада Қарашығанақ кен орнында көлденең ұңғымаларды (КҰ) пайдалану тиімділігіне баға беру үшін гидродинамикалық зерттеулер деректеріне талдау және «Игеру техсұлбасына...-1999» сәйкес КҰ нақты өнімді сипаттамасын жобалық сипаттамамен салыстыру жүргізілді. Сондай-ақ терең дебитометрия бойынша ҰГЗ нәтижелеріне және өнімді қабат-коллекторда түрлі ұзақтықта КҰ пайдалану көрсеткіштеріне талдау жүргізілді. Алынған жұмыс нәтижелері КҰ пайдалану тиімділігі туралы айқын тұжырымдар жасауға және Қарашығанақ кен орнында оларды тиімді пайдаланудың кейбір ерекшеліктерін белгілеуге мүмкіндік береді.

Анакаев Ж.А., Имангазиева А.Т. (АО «НИПИнефтегаз»)

Об эффективности применения горизонтальных скважин на месторождении Карачаганак

В статье, для оценки эффективности применения горизонтальных скважин (ГС) на месторождении Карачаганак, проведены анализ данных гидродинамических исследований и сравнение фактической продуктивной характеристики ГС с проектной согласно «Техсхеме разработки...-1999». А также выполнен анализ результатов ГИС по глубинной дебитометрии и показателей эксплуатации ГС с различной протяженностью в продуктивном пласте-коллекторе. Полученные результаты работы позволяют делать определенные выводы об эффективности эксплуатации ГС и отметить

некоторые особенности рационального их применения на месторождении Карачаганак.

Apakaev Zh.A., Imangazieva A.T. (JSC "NIPIneftegas")

On the effectiveness of horizontal wells at the Karachaganak field

In the article, to evaluate the effectiveness of the application of horizontal wells (HS) at the Karachaganak field, carried out analysis of hydrodynamic studies data and comparison of the actual productive characteristics of the HS according to the "Engineering design ... -1999". And also the analysis of GWL results on depth debitometry and indicators of HS operation with various lengths in productive reservoir-reservoir is performed. The obtained results of the work make it possible to draw certain conclusions about the effectiveness of the HS operation and to note some features of their rational application in the Karachaganak field.

Курбанова А.Р. («МұнайгазFЗЖИ» АҚ)

Көп реттік газсыздандыру технологиясымен «К» кен орнының жаңғыруы

Қазіргі уақытта іс жүзінде барлық кен орындарда мұнайдың газсыздандыруы болып жатыр, бұл МШК төмендеуінің басты себебі болып табылады. Қабаттық қысым қанығу қысымынан аз төмендейді, мұнайдан газ көпіршіктері бөліне бастайды, газ факторы арта түседі, мұнайдың жылжымалылығы азайып, мұнайдың шығымы төмендейді, қалған шығарылатын қалдық қорлар шығарылмайтын болып қалады. Қабаттық қысымның төмендеуі терригендік коллекторларға нашар әсер етеді, бірақ, карбонаттық коллекторлармен жағдай бұдан бетер болып тұр. Осы мақалада осындай мәселелер туындаған кен орындарды игеру жүйесі келтірілген, атап айтқанда, мұнайдың газсыздандыруын өз мақсатында пайдалану. Газсыздандыру секілді кемішілік керісінше артықшылық болып келеді.

Курбанова А.Р. (АО «НИПИнефтегаз»)

Возрождение месторождения «К» технологией многократного разгазирования

В настоящее время практически на всех месторождениях происходит разгазирование нефти, что является главной причиной снижения КИН. Пластовое давление снижается ниже давления насыщения, из нефти

начинают выделяться пузырька газа, увеличивается газовый фактор, нефть становится малоподвижной, снижается дебит нефти, остаточные извлекаемые запасы становятся неизвлекаемыми. Снижение пластового давления плохо сказывается на терригенных коллекторах, однако дело обстоит хуже с карбонатными коллекторами. В данной статье приведена система разработки месторождений с подобными проблемами, а именно использование разгазирования нефти в своих целях. Недостаток как разгазирования становится наоборот преимуществом.

Kurbanova A.R. (JSC "NIPIneftegas")

Regeneration of the "K" field with the repeated degassing technology

Currently, almost all fields degassing oil, which is the main reason for the decline in ORF. The formation pressure drops below the saturation pressure, gas bubbles start to emanate from the oil, the gas factor increases, the oil becomes inactive, the oil production decreases, the residual recoverable reserves become unrecoverable. Reducing formation pressure has a negative effect on terrigenous reservoirs, but the situation is worse with carbonate collectors. This article presents a system for developing fields with similar problems, namely the use of degassing for their own purposes. The disadvantage such degassing becomes an advantage.

Туяков Н.К. («МұнайгазFЗЖИ» АҚ)

Мұнай шығарудың соңғы коэффициентін болжау және мұнайдың қосымша өндірілуін және ығыстыру сипаттамаларының көмегімен геологиялық-техникалық іс-шаралар тиімділігін есептеу

Мұнай кен орындарын игеру алға қойылған мақсаттарды шешу кезінде шұғыл әрекеттенуді талап етеді, себебі кен орындарды игеру бақылаушы үрдіс болуы тиіс. Игерудің соңғы сатысында, ауқымды ақпарат көлемі жиналған кезде, мұнайдың шығарылатын қорларын есептеуге және геологиялық-техникалық іс-шараларды бағалауға қатысты тапсырмаларды шешу үшін кәсіптік-статистикалық әдістерді пайдалану одан аса шұғыл, қиындық келтірмейтін болып табылады және уақытша әрі ақшалай көп шығынды талап етпейді.

Туяков Н.К. (АО «НИПИнефтегаз»)

Прогноз конечного коэффициента извлечения нефти и расчет дополнительной добычи нефти и эффективности геолого-технических мероприятий с помощью характеристик вытеснения

Разработка нефтяных месторождений требует оперативных действий при решении поставленных задач, так как разработка месторождений должна быть контролируемым процессом. На поздней стадии разработки, когда накоплен большой объем информации, для решения задач касающихся расчета извлекаемых запасов нефти и оценки геолого-технических мероприятий, использование промыслово-статистических методов является более оперативным, менее трудоемким и не требует больших временных и денежных затрат.

Tuyakov N.K. (JSC "NIPIneftegas")

Forecast of the final oil recovery factor and calculation of additional oil production and efficiency of geological and technical measures using displacement characteristics

The development of oil fields requires prompt action when solving the set tasks, since the development of deposits must be a controlled process. In the late stages of development, when a large amount of information is accumulated, the use of field-statistical methods is more rapid, less labor-consuming and does not require much time and money to solve problems related to calculation of recoverable oil reserves and evaluation of geological and technical measures.

Горин С.А., Алиби Ф.Н. («МұнайгазFЗЖИ» АҚ)

Қазақстандағы бірінші Қашаған ең ірі теңіз кен орнында мұнай және газ өндіру бастамасы

Мақалада Қашаған кен орны туралы жалпы мәліметтер берілген, оның қысқаша геологиялық және тектоникалық сипаттамасы келтірілген, кен орынды игеру бастамасы туралы мәліметтер келтірілген.

Горин С.А., Алиби Ф.Н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Начало добычи нефти и газа на первом в Казахстане морском гигантском месторождении Кашаган

В статье даны общие сведения о месторождении Кашаган, приведена его краткая геологическая и тектоническая характеристика, приведены сведения о начале разработки месторождения.

Gorin S.A., Alibi F.N. ("NIPIneftegas" JSC)

Start of oil and gas production at first in Kazakhstan sea giant Kashagan field

There are general data given in article about Kashagan field, its brief geological and tectonical characteristics shown, data about the start of field development is also shown.

Рылеев А.А., т.э.к., Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Лозовая С.В., Бабаев Д. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Ұңғымалық және беткі жағдайларда Тенге кен орнының мұнайында АШПШ кристалдану температурасын анықтау

Мақалада беткі және ұңғымалық жағдайларда Тенге кен орнының мұнайының асфальтен-шайыр-парафин қосылыстарымен қанығу температурасын зерттеу нәтижелері, ұңғымада АШПШ шөгінділерін қысқарту үшін ерітінділерді іріктеп алу көрсетілген.

Рылеев А.А., к.т.н., Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Лозовая С.В., Бабаев Д. (АО «Нипинефтегаз»)

Определение температуры кристаллизации АСПО в нефти месторождения Тенге в скважинных и поверхностных условиях

В статье показаны результаты изучения температуры насыщения асфальтеносмоло-парафиновых соединениями нефти месторождения Тенге в поверхностных и скважинных условиях, подбор растворителей для сокращения отложений АСПО в скважине.

*Ryleev A.A., Candidate of Technical Science,
Saenko O.B., Pustobayev A.N., Lozovaya S.V., Babaev D.
(JSC "NIPIneftegaz")*

Determination of the temperature of ARPD crystallization in the oil of the Tenge field in borehole and surface conditions

The article shows the results of studying the saturation temperature of asphaltene-osmium-paraffinic compounds of oil from the Tenge deposit in surface and borehole conditions, the selection of solvents to reduce the deposition of the ARPD in the well.

Статура А.А., Хадаров Р.Е. («МұнайгазF3ЖИ» АҚ)

Чинаревское кен орны үлгісінде қажетті температураға дейін қыздырылған газды айдау жолымен жерүсті және жерасты жабдықта парафин шөгінділерінің қалуының алдын алу есебінен газлифттік ұңғымаларды пайдалану тиімділігін арттыру

Мақалада сағада қыздырылған газлифттік газды айдау жолымен жерүсті және жерасты жабдығында парафин шөгінділерімен күресу мүмкіндігі қарастырылды. Есептік формулалармен және кестелермен Чинаревское кен орны үлгісінде осы тәсілді қолдану тиімділігі көрсетілген және расталған.

Статура А.А., Хадаров Р.Е. (АО "НИПИнефтегаз")

Увеличение эффективности эксплуатации газлифтных скважин за счёт предупреждения отложений парафина в подземном и наземном оборудовании путём закачки разогретого до необходимой температуры газа на примере месторождения Чинарёвское

В статье рассмотрена возможность борьбы с парафиноотложением в подземном и наземном оборудовании путем закачки разогретого на устье газлифтного газа. Показана и подтверждена расчетными формулами и графиками эффективность применения данного способа на примере месторождения Чинаревское.

Statura A.A., Khadarov R.E. (JSC "NIPIneftegaz")

Increasing the efficiency of operation of gas-lift wells by preventing paraffin deposits in underground and ground equipment by pumping the gas heated to the required temperature by the example of the Chinarevskoye deposit

The article discusses the possibility of combating paraffin deposition in underground and ground equipment by pumping a gas-lift gas heated at the mouth. The effectiveness of the application of this method in the example of the Chinarevskoye field is shown and confirmed by calculation formulas and graphs.

Статура А.А., Хадаров Р.Е., Арыстанбекова Л.Д. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Қазақстан кен орындарында мұнайгаз ұңғымаларының бағанаралық кеңістігінде температуралық кеңею есебінен ҰБҚ көлемін анықтау

Мақалада ұңғымалардағы бағанаралық қысымның (ҰБҚ) пайда болуының негізгі себептері келтірілген, Қарашығанақ және Қашаған кен орындарында БАҚ туындауы мен бұдан әрі өсуіне құбыр сыртындағы сұйықтықтың термиялық ұлғаюының әсері сипатталған. Есептік формулалармен және кестелермен құбыр сыртындағы кеңістіктегі қысымның ұңғыма шығымына және сағалық температураға тәуелділігі көрсетілген және расталған.

Статура А.А., Хадаров Р.Е., Арыстанбекова Л.Д. (АО “НИПИнефтегаз”)

Определение величины МКД за счёт температурного расширения в межколонном пространстве нефтегазовых скважинах на месторождениях Казахстана

В статье приведены основные причины появления межколонного давления в скважинах (МКД), описано влияние термического расширения затрубной жидкости на возникновение и дальнейший рост МКД на месторождениях Карачаганак и Кашаган. Показана и подтверждена расчетными формулами и графиками зависимость давления в затрубном пространстве от дебита скважины и устьевой температуры.

Statura A.A., Khadarov R.E., Arystanbekova L.D. (JSC “NIPIneftegaz”)

Determination of the value of ICP due to the temperature expansion in the intercolumn space of oil and gas wells in the fields of Kazakhstan

The article gives the main reasons for the appearance of intercasing pressure in wells (ICP), describes the effect of thermal expansion of annular fluid on the occurrence and further growth of ICP at the Karachaganak and Kashagan fields. The dependence of the pressure in the annulus from the well production rate and wellhead temperature is shown and confirmed by the calculation formulas and graphs.

Кисляков Ю.П., г.м.ғ.к. («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)

Мұнай өндіруші ұңғыманың забой маңындағы аймағын өңдеудің үлгі түріндегі оңтайлы технологиясы

Мақалада игеру нысанының сыйымдылық-сүзгіштік қасиеттерін арттыру үшін забой маңындағы аймақты өңдеу кезінде негізгі ұңғыма ішілік міндетті жұмыстар келтірілген.

Мақалада өңдеуден болған тиімділікті қалай анықтау керектігі көрсетілген.

Мақалада өңдеуді техникалық ақаусыз ұңғымаларда, яғни таза герметикалық пайдалану бағанасымен, таза жасанды забоймен, сапалы тампожанбен және цементажбен қолданатыны атап өтілген.

Кисляков Ю.П., к.г.м.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Примерная оптимальная технология обработки призабойной зоны нефтедобывающей скважины

В статье приведены основные обязательные внутрискважинные работы при обработке призабойной зоны для увеличения емкостно-фильтрационных свойств объекта разработки, показано как определять эффективность от обработки, применяющие в технически исправных скважинах, т.е. с чистой герметичной эксплуатационной колонной, с чистым искусственным забоем, с качественным тампонажем и цементажом.

*Kislyakov Yu.P., Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
(JSC "NIPIneftegaz")*

Approximate optimal technology for treating the bottomhole zone of an oil producing well

The article presents the main compulsory downhole work when treating the bottomhole zone to increase the capacitive-filtration properties of the development facility.

The article shows how to determine the efficiency from processing.

The article indicates that the treatment is used in technically sound wells, i.e. with a clean hermetic operating column, with a clean artificial bottom, with quality tamponage and cementing.

Куриленко Я. («Казинжиниринг» ЖШҚ)

Толқын қайтарғыш күнқағармен сұйыққоймалық парктерді қорғаныштық қоршау қолданудың негіздемесі

Осы мақалада қолданыстағы нормативтік құжаттарда қарастырылған сұйыққоймалық парктердің қоршалатын құрастырылымдары сипатталған. Әртүрлі әдебиеттерде сипатталған қиратылған сұйыққоймалардың берілген зерттеулері негізінде тік болат сұйыққоймалардың (ТБС) қирау себептеріне талдау жүргізілді. Сұйыққоймалық парктерді толқын қайтарғыш күнқағарымен қоршаулаушы қабырға түрінде заманауи қорғау тәсілі сипатталған. Статистикалық деректер негізінде ең көп келеңсіз салдары ТРС квазишұғыл қирауы кезінде орын алды. Лездік қирау кезіндегі сұйықтықтың әрекеті сипатталған. Қоршаулаушы қабырғаның есебі жүргізілді, ол қолданыстағы нормаларға сәйкес жобаланды. Есеп тасып кеткен сұйықтықтың гидростатикалық қысымына және сұйыққойманың апаты болған кезде жарып өтетін толқынының қысымына жүргізілген болатын. Есеп апаттық жүктемелер кезінде қабырға орнықтылығының шығынын, сондай-ақ қабырғаның құрастырылымында туындайтын шекті жылжуы мен күштерін анықтады.

Куриленко Я. (ООО «Казинжиниринг»)

Обоснование применения защитного ограждения резервуарных парков с волноотражающим козырьком

В данной статье выполнено описание ограждающих конструкций резервуарных парков предусмотренных существующими нормативными документами. На основе данных обследований, разрушенных резервуаров, описанных в различной литературе, произведен анализ причин разрушений вертикальных стальных резервуаров (РВС). Описан современный способ защиты резервуарных парков в виде ограждающей стены с волноотражающим козырьком. На основе статистических данных выявлено, что наиболее негативные последствия имели место при квазимгновенном разрушении РВС. Описано поведение жидкости при квазимгновенном разрушении. Произведен расчет ограждающей стены, которая была запроектирована по существующим нормам. Расчет был произведен на гидростатическое давление разлившейся жидкости и на давление волны прорыва при аварии резервуара. Расчет выявил потерю устойчивости стенки при аварийных нагрузках, а также предельные перемещения и усилия, возникающие в конструкции стенки.

Kurilenko Y. ("Kazengineering" LTD)

The rationale for the application of the protective enclosure of tank farms with a waveguide

In this article, a description of the enclosing structures of reservoir parks is provided for by existing regulatory documents. Based on survey data, destroyed reservoirs described in various literature, the causes of destruction of vertical steel tanks (RVS) are analyzed. A modern method of protecting reservoir parks in the form of a wall with a reflective peak is described. On the basis of statistical data, it was revealed that the most negative consequences occurred in the quasi-instantaneous destruction of the RVS. The behavior of a liquid under quasimagnet fracture is described. The calculation of the enclosing wall, which was designed according to the existing norms, was made. The calculation was made on the hydrostatic pressure of the spilled liquid and on the pressure of the breakthrough wave in the tank accident. The calculation revealed a loss of stability of the wall under emergency loads, as well as the limiting movements and forces arising in the construction of the wall.

Розон Ж.В. («Казинжиниринг» ЖШҚ)

Өрт гидрантының орны қайда?

Мақаланың мақсаты өрт сөндіру желілерін жобалауға және қысқы мерзімде құбыр желілері мен жабдықтарды сәтті пайдалануға негізді жолды дәлелдеу және математикалық бекіту болып табылады. Алға қойылған мақсатқа жету үшін келесі тапсырмаларды шешу қажет:

- қысқы мерзімде өрт сөндіру жүйелерінің құбыр желілерін жобалау саласында отандық және шетелдік тәжірибелерге талдау жасау;
- белгілі бір климаттық аймақта өрт гидранттарын пайдаланудың сенімді және тиімді шарттарын негіздеу;
- су құбырларының тоқырау аймақтарының физикалық қатып қалу үрдісіне сипаттама беру.

Розон Ж.В. (ООО «Казинжиниринг»)

Где место пожарному гидранту?

Целью статьи является аргументация и математическое подкрепление принципиального подхода к проектированию сетей пожаротушения и успешной эксплуатации трубопроводов и оборудования в зимний период. Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- сделать анализ отечественного и зарубежного опыта в области проектирования трубопроводов систем пожаротушения в зимний период;
- обосновать надежные и эффективные условия эксплуатации пожарных гидрантов в определенной климатической зоне;
- дать описание физического процесса промерзания застойных зон водопроводов.

Rozon Zh.V. (“Kazengineering” LTD)

Where is the place of the fire hydrant?

The aim of the article is the argumentation and mathematical reinforcement of a principled approach to the design of fire extinguishing networks and the successful operation of pipelines and equipment in the winter. To achieve this goal, it is necessary to solve the following tasks:

- to make an analysis of domestic and foreign experience in the field of designing fire extinguishing pipelines in the winter;
- to justify reliable and efficient operating conditions for fire hydrants in a certain climatic zone;
- give a description of the physical process of freezing stagnant zones of water pipes.

*Герштанский О.С., д.т.н., Чагай В.Г., Пуписова Л.В., Егоров В.В.,
Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Дусенбаева А.О. (АО «НИПИнефтегаз»)*

К 20-летию АО «НИПИнефтегаз»

В связи с распадом СССР в 1990 году началось становление независимой Республики Казахстан. Началось возрождение разрушенной экономики страны. Особенно в плачевном состоянии оказались организации, находившиеся на полном хозяйственном расчете, в т.ч. единственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности в Республике Казахстан – КазНИПИнефть. Бедственное положение института было связано с неплатежами нефтегазодобывающих предприятий за выполненные работы, а небольшие перечисления денежных средств напрямую уходили в счет оплаты налогов.

В мае 1994 года институт КазНИПИнефть возглавил Герштанский О.С. Для сохранения коллектива в трудной экономической ситуации 12 сентября 1997 года Герштанский О.С. организовал и зарегистрировал новый институт – ЗАО «НИПИнефтегаз», который в 2004 году был переименован в АО «НИПИнефтегаз».

Сегодня институт – это сплоченный коллектив высококвалифицированных проектировщиков и ученых, в его составе: доктор технических наук, доктор философии, кандидаты геолого-минералогических, технических, биологических, химических наук.

Ежегодно специалисты института (научные сотрудники, ведущие и молодые специалисты) публикуют свои научные статьи в различных научно-технических журналах нефтегазовой отрасли, с 2014 года проводится научно-техническая конференция по проблемам нефтегазодобычи, издается ежегодный сборник трудов АО «НИПИнефтегаз». С 2000 года институт – ежегодный участник Международной выставки «Нефть и Газ» в г. Алматы.

Постоянному повышению качества услуг, совершенствованию технологии способствует внедрение передовых разработок ученых и инженеров. АО «НИПИнефтегаз» является обладателем ряда патентов на изобретения в области нефтегазового оборудования, эффективной разработки и добычи нефти, тем самым активно вносит свой интеллектуальный вклад в развитие нефтегазового комплекса страны. Специалисты компании входят в состав «Центральной Комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых РК» Министерства энергетики Республики Казахстан.

Головной офис АО «НИПИнефтегаз» находится в Актау, но возрастающие объемы работ и география услуг способствовали созданию

сети филиалов в Астане, Алматы, Уральске, Атырау, Кызылорде, Москве (РФ), Минске (РБ), а также офис в Лондоне (Великобритания).

АО «НИПИнефтегаз» компания со 100 % Казахстанским капиталом и на сегодняшний день является одной из крупнейших организаций, оказывающей полный спектр проектных работ, а также экспертных и инжиниринговых услуг на территории Казахстана.

Высокий уровень выполненных проектных работ позволил институту стать одним из ведущих в отрасли, а также наладить контакты с зарубежными компаниями в области добычи углеводородов и нефтепереработки.

В 1997 году институт выполнил первые работы по крупнейшему в Республике Казахстан месторождению Карачаганак. В период с 1997 по 2001 годы работы велись в Лондоне, за это время институт подготовил и успешно защитил три крупных проекта по месторождению: «Технико-экономическое обоснование разработки Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ)», «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата» и «Технологическую схему разработки месторождения».

В 2003 году нами были успешно завершены работы, позволившие запустить в промышленную разработку газоконденсатное месторождение Амангельды в Жамбылской области.

Сначала существования АО «НИПИнефтегаз» институтом выполнено более 4000 проектов обустройства и около 7000 различных научно-исследовательских работ.

Нам доверили самые масштабные проекты в Республике Казахстан: выполнение проектных документов и на их основании пуск в промышленную разработку двух крупнейших месторождений Карачаганак и Королевское, гигантского месторождения Тенгиз и уникальнейшего месторождения Кашаган.

АО «НИПИнефтегаз» является первым институтом в Республике Казахстан, который может оказывать консалтинговые услуги по всем направлениям нефтяной и газовой промышленности, в т.ч. по лабораторным исследованиям нефти, газа, воды, керна, грунтов и т.д.

Сфера деятельности института охватывает все направления нефтегазовой отрасли: поисково-разведочные работы и подсчет запасов нефти и газа; вопросы разработки нефтяных и газовых месторождений; бурение скважин; сбор, подготовку и транспорт нефти и газа; обустройство нефтяных и газовых месторождений; вопросы охраны недр и окружающей среды. Для выполнения указанных работ институт имеет соответствующие подразделения, а также научно-исследовательский лабораторный центр международного уровня.

Новое оснащение научно-исследовательского лабораторного центра (НИЛЦ) в 2001 году позволило начать исследование несцементированного

(рыхлого) керна, а с переоснащением НИЛЦ в 2010 году исследуется нефть под давлением до 100 МПа, впервые в Республике Казахстан появилась возможность заняться определением фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой и газом.

С начала образования института был создан Департамент геологии и разработки, которым выполнялись проекты по геологии и разработке месторождений Мангистауской области: Узень, Жетыбай, Дунга, Каражанбас, Северные Бузачи, Жалгизтюбе, Каракудук и некоторым другим;

Кызылординской области: Кумколь, Коныс, Бектас, Аксай, Нуралы, Восточный Акшабулак, Кенлык и др.;

Актюбинской области: Морское с участком Огайское, Матин, Кара-Арна, Новобогатинск Западный и др.;

Восточно-Казахстанской области: Сарыбулак.

Сегодня департамент геологии работает по ряду перспективных направлений оказания услуг недропользователям. Выполняет работы по уточнению геологического строения многих месторождений Республики Казахстан, в том числе крупнейших месторождений Карачаганак и Королевское и двум гигантским – Тенгиз и Кашаган.

Департамент разработки осуществляет свою деятельность в сфере проектирования и анализа разработки месторождений нефти и газа, выполняя при этом большой ряд основных проектных документов и научно-исследовательских работ, обеспечивая полное сопровождение выполненных проектов при прохождении Государственной экспертизы в контролирующих органах, подготовку пакета документов и защиту ответственными исполнителями при рассмотрении в Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых (ЦКРР РК), направление на утверждение в Комитет геологии и недропользования (КГН МИиНТ РК), а также подготовку пакета документов и защиту ответственными исполнителями при рассмотрении ТЭО КИН, КИГ и КИК к Подсчету запасов УВ – в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ РК).

География проектирования разработки месторождений охватывает Мангистаускую, Атыраускую, Актюбинскую, Западно-Казахстанскую, Кызылординскую, Жамбылскую и Восточно-Казахстанскую области.

Департамент разработки принимал участие в составлении проектных документов для пуска в промышленную разработку двух крупнейших месторождений: Карачаганак и Королевское, гигантского месторождения Тенгиз и до сих пор сопровождает разработку указанных месторождений. В 2016 г. подготовил все необходимые документы для начала опытно-промышленной разработки гигантского месторождения Кашаган.

В проектных документах по разработке месторождений предложены, и на их основе внедрены, следующие технологии по рациональной разработке месторождений Казахстана: применение в рамках

промышленной разработки технологии закачки газа для поддержания пластового давления (ППД) и оптимизации процесса вытеснения – на месторождениях Тенгиз и Карачаганак, технология закачки газа с целью увеличения КИН путем вытеснения нефти газом в газонефтяной зоне – на месторождении Коньсы; технология опытных работ по закачке газа в пласт – на месторождении Жанажол, технология низкотемпературной добычи тяжелой нефти с песком НТДТНП (Cold Heavy Oil Production with Sand – CHOPS) и технология проведения паротепловых обработок скважин (ПТОС) – на месторождении Каражанбас, технология проведения гидроразрыва пласта на углеводородной основе – на газоконденсатном месторождении Амангельды; технология вытеснения нефти жидкими углеводородами с целью увеличения КИН – на месторождении Дунга; технология применения горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали (2000 м) с целью увеличения добычи нефти и КИН – на месторождении Дунга, циклическое заводнение, тепловое воздействие путем закачки воды с температурой 90-140 0С и гелеполимерное заводнение – на месторождении Северные Бузачи и др.

В 2016 г. выполнен Проект опытно-промышленной разработки месторождения Сарыбулак (поднятие Сарыбулак Восточный) Восточно-Казахстанской области Республики Казахстан, в котором предложены следующие методы добычи высоковязкой нефти: стационарный прогрев индукционным нагревателем, паротепловая обработка с добавками реагентов к теплоносителю, циклическая закачка азота. Данная работа, которой предшествовали многочисленные лабораторно-аналитические эксперименты и исследования, выполняемые в лабораторном центре НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», с последующим построением математических моделей, однозначно носит инновационный характер и проектные решения, предлагаемые в ней, будут впервые использованы на практике в Казахстане. В случае положительных результатов при реализации Проекта ОПР, эти данные могут быть использованы как базовые и для других аналогичных месторождений не только в Зайсанской впадине, но и в западных регионах Казахстана, на таких месторождениях как Жангурши, Тюбеджик, Кумсай, Кокжиде, Мортук, Копа и др.

Специалисты Департамента бурения имеют большой опыт проектирования строительства вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин по групповым и индивидуальным проектам на месторождениях Мангистауской, Атырауской, Актюбинской, Кзылординской, Жамбылской, Восточно-Казахстанской и Карагандинской областей различной сложности глубиной до 7000 метров, содержащих в своей продукции агрессивные компоненты – H₂S от 3 % до 20 % и CO₂. Уникальными являются запроектированные и пробуренные двух- и трехствольные скважины на месторождении Карачаганак, горизонтальные скважины с длиной горизонтального ствола до 2500 м на месторождении

Дунга, разведочные скважины для поиска метана угольных пластов в Карагандинской области, наклонно-направленная скважина глубиной 4500 м, пробуренная через речку Темир на месторождении Кокжиде и др.

За последние 11 лет разработано более трехсот Технических проектов для строительства скважин (вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных, многоствольных нефтяных, газовых, водозаборных скважин и проектов на строительство боковых стволов) на 45 месторождениях, площадях, участках, контрактных территориях для казахстанских и зарубежных компаний в восьми областях РК глубиной до 6500 метров, в том числе для месторождений Карачаганак, Чинаревское, Дунга, Каракудук, Амангельды, Сарыбулак, Кумколь, Тенге и многих других, с аномально низкими и аномально высокими пластовыми давлениями, с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа, со сложными горно-геологическими условиями.

Проведены работы по 33 специальным вопросам, в числе которых:

- экспертиза проектов для строительства скважин;
- анализ строительства скважин;
- тестирование супервайзеров ТОО «Жаикмунай»;
- программа оптимизации режимов бурения скважин на месторождении Алибекмола;
- анализ нештатных ситуаций при строительстве скважин, подготовка экспертных заключений и участие в судах при рассмотрении конфликтных ситуаций между Недропользователями и подрядными организациями.

Департаментом разработаны Проекты ликвидации и консервации скважин на месторождениях Карачаганак, Чинаревское, Тортай, Астраханский блок.

Специалистами департамента в 2016-2017 годах началось осуществление супервайзерских услуг по сопровождению буровых работ при строительстве скважин на месторождении Тенге.

Впервые в Республике Казахстан разработан Проект ведения работ в скважинах под давлением (без глушения), который готовится к направлению на согласование в Государственные контролирующие органы.

Департамент добычи нефти и газа АО «НИПИнефтегаз» является автором внедрения естественного газлифта на месторождениях Боранколь и Чинаревское. Им выполнены трассерные исследования на месторождениях Северные Бузачи, Алибекмола, Кумколь и др.

Большая работа проводится по проектированию объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений: цех подготовки нефти на месторождениях Алибекмола и Аккулковское, установки комплексной подготовки газа на месторождениях Амангельды и Чинаревское, другие сооружения. Кроме этого, следует отметить проекты битумного завода в г.

Актау, запущенного в эксплуатацию, и судоремонтного завода в пос. Курык Мангистауской области с мониторингом его экологической безопасности.

Охрана окружающей среды является самым актуальным вопросом современности, поскольку планетарное потепление, развивающаяся мировая промышленность, всё ещё основанная на использовании углеводородных энергетических ресурсов, разрушение озонового слоя атмосферы, всё увеличивающиеся объёмы хранимых отходов производства и потребления, а также другие виды воздействия на природную среду, требуют чёткого и строго регулирования всей деятельности. Республика Казахстан, как субъект международных отношений, после обретения суверенитета и независимости, в числе других стран СНГ, присоединилась ко многим международным правовым актам по вопросам охраны окружающей среды и взяла на себя ряд обязательств перед международным сообществом, направленных на рациональное, эффективное и безопасное использование природной среды.

Департамент экологии принимает деятельное участие в разработке Проектов ПредОВОС, ОВОС и раздела «Охрана окружающей среды» ко всем проектным документам. Опробованы самостоятельные работы в области экологии:

- «Нормативы предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» (ПДВ), в том числе выбросов парниковых газов;
- «Нормативы предельно-допустимых сбросов» (ПДС) загрязняющих веществ со сточными водами в поверхностные водные объекты, на рельеф местности, поля фильтрации и в накопители сточных вод;
- «Нормативы размещения отходов производства и потребления (НРО)»;
- паспорта на отходы производства и потребления;
- программы «Экологического контроля (ПЭК) и производственного контроля»;
- организация и проведение экологического мониторинга с составлением отчетов;
- экологическая экспертиза проектов в области ООС;
- консультации по вопросам экологического проектирования и нормирования.

АО «НИПИнефтегаз» строго следует требованиям безопасности и природоохранного законодательства Республики Казахстан и придерживается требований международных стандартов ИСО серии 14000 и OHSAS 18001.

Система менеджмента качества компании функционирует с 2000 года, сертифицирована Ассоциацией по сертификации «Русский Регистр» г. Санкт-Петербург (член IQNet и EFQM) на соответствие требованиям ИСО 9001-2015, и обеспечивает организацию и эффективное управление процессами производства продукции, работ, услуг, а также процессами управления компанией. Создание благоприятных и безопасных условий труда, сохранение здоровья и работоспособности персонала

В качестве собственного бизнес-проекта компании мы рассматриваем деятельность учебного центра.

ТОО «Центр подготовки специалистов для нефтяной и газовой промышленности» организован на базе АО «НИПИнефтегаз» в апреле 2013 года.

Центр создан в целях осуществления образовательной, информационной, консультационной деятельности в нефтегазовой сфере, промышленной безопасности и охране труда.

В основу его деятельности заложено формирование квалифицированного кадрового резерва и сохранения интеллектуальной и научной собственности института и обучение сторонних слушателей.

Политика руководства ориентирована на вовлечение в работу сотрудников всех уровней, таким образом, что культура безопасности и обеспечения качества становится неотъемлемой частью повседневного поведения работника на производстве и в быту.

12 сентября 2017 года исполняется 20 лет со дня организации института АО «НИПИнефтегаз». Для празднования 20-летия института разработана специальная программа мероприятий, включающая культурно-массовые мероприятия, подготовку юбилейного сборника научных трудов, проведение юбилейной научно-технической конференции, чествование наиболее выдающихся специалистов, участие в международной выставке «Нефть и Газ 2017».

Поздравляем коллектив института АО «НИПИнефтегаз» с юбилеем!

Желаем всем крепкого здоровья, больших успехов в работе и благополучия семьям.

І.ГЕОЛОГИЯ

УДК 001.89:543.3

Афанасьева М.А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Изучение соответствия питьевой воды критериям физиологической полноценности перед производством бутилированной воды

Вода – это ценный минерал. Более семи с половиной миллиардов населения планеты получают его.

Многовековые исследования медиков показали, что потребление чистой питьевой воды продлевает жизнь человека в среднем на 5-6 лет.

Её качество определяет продолжительность жизни, наравне с уровнем благосостояния, образования и чистотой окружающей среды.

Всемирная организация здравоохранения признает проблему обеспечения населения качественной питьевой водой главным разделом программ охраны здоровья человека.

Уровень качества жизни человека, как основной критерий устойчивого развития государства, определён в Концепции развития Республики Казахстан на долгосрочный период.

Одним из главных установочных параметров перехода республики к устойчивому развитию является увеличение к 2030 году средней продолжительности жизни человека до 73 лет, а одним из основных условий перехода к устойчивому развитию является доступ населения к качественной питьевой воде.

В современном мире достаточный доступ населения к питьевой воде гарантированного качества становится ведущей глобальной проблемой. Установлено, что 60% всех заболеваний возникает от потребления некачественной воды.

Под качественной питьевой водой необходимо понимать не только безопасную для здоровья воду, но и воду, отвечающую критериям физиологической полноценности (ФП), которая оказывает на организм человека физиологическое воздействие, благодаря определенному ионно-солевому составу, физико-химическим свойствам, наличию в ней биологически активных и специфических микроэлементов, а также исходному микробиологическому составу.

Для удовлетворения ФП человеку требуется в сутки 2-3 литра питьевой воды, поэтому гарантированным источником полноценных вод

могут являться питьевые воды, расфасованные в емкости (далее «бутилированные»).

В стандартах на бутилированную воду введено понятие «критерий физиологической полноценности», которое отсутствует в требованиях к качеству воды централизованного и нецентрализованного водоснабжения.

Нормативной документацией на бутилированную воду, гармонизированной с международными стандартами, определено, что полноценными питьевыми водами могут являться только пресные воды из подземных источников, которые насыщены макро- и микроэлементами, природными органическими веществами.

Современные технологии по производству бутилированной воды позволяют располагать заводы непосредственно на источниках подземных вод, вносить коррекцию в состав воды, улучшать её свойства.

Производство бутилированной воды является молодой отраслью, поэтому в методических указаниях отсутствуют рекомендации по изучению физиологических свойств подземных вод, предназначенных для розлива в емкости.

В настоящей статье предлагается к рассмотрению комплекс работ, включающий в себя несколько стадий изучения источников ФП питьевой воды. Разработан он в результате обобщения опыта исследования полезных свойств бутилированной воды.

1. Выбор и подготовка источников воды к промышленному освоению

Известно, что воду с составом, соответствующим высшей категории качества, в принципе, можно получить почти из любого источника, используя современные технологии.

Однако международные стандарты требуют, чтобы источником была исключительно артезианская, т.е. достаточно глубокая скважина, надежно защищенная геологическими условиями от воздействия извне. Вода с монолитной толщей скальных пород от поверхностных загрязнений, из скважин глубиной более 120 метров, является основой для производства продукции.

На первом этапе работ необходимо выделить источники подземных вод, качество которых будет соответствовать критериям ФП по макро- и макрокомпонентному составу в результате сбора, обобщения и анализа фондовых материалов гидрогеологической изученности.

Потребность в полноценных водах можно показать на примере заболеваемости детей от водного фактора. Растущий и развивающийся детский организм наиболее восприимчив как к дефициту биологически активных микроэлементов, так и к избытку токсичных веществ.

По данным Академии питания республики Казахстан главной задачей производства полноценного питания для детей является наличие в них достаточного количества кальция, железа, кобальта, цинка, марганца, меди, йода, фтора. Йододефицит среди детей школьного возраста в Казахстане составляет 27-40 %. Установлена тенденция к неуклонному росту заболеваемости детей мочекаменной болезнью. Железodefицитной анемией болеют 47 % детей, что позволяет, по рекомендациям ВОЗ, отнести ситуацию в стране к категории тяжелого риска и требует принятия незамедлительных мер с целью профилактики анемии среди детей.

Питьевой режим ребенка должен строиться исключительно на потреблении воды, отвечающей ФП, т.е. воды с оптимальным солевым составом, в котором присутствуют биологически активные элементы, такие как кальций, магний, йод и фтор. Желательно, чтобы в воде, в определенных концентрациях, присутствовал кобальт, как элемент, участвующий в кроветворении.

Для укрепления здоровья детей, профилактики заболеваний предлагается создание индустрии производства ФП питьевой воды, которая может поставляться, прежде всего, в школьные и дошкольные учреждения, детские больницы и санатории.

2. Изучение автохтонной микрофлоры в природной среде

Основной целью санитарно-микробиологического исследования воды является определение наличия в воде патогенной и условно-патогенной микрофлоры, и, следовательно, источника этого попадания, а также предупреждение распространения инфекционных заболеваний среди населения. Микробиологические исследования должны быть направлены на оценку санитарно-бактериологических показателей воды, определение антимикробного действия природных вод (бактерицидные свойства) относительно патогенных микроорганизмов, выявление физиологических групп микроорганизмов (автохтонной микрофлоры), адаптированных к экологическим условиям водоносного горизонта.

Во-первых, определяется наличие в подземных водах физиологических групп микрофлоры, которые способны вырабатывать вещества, полезные для организма человека, - каталазу, амилазу, аминокислоты, в том числе серин, аламин, лизин, треонин.

Некоторые группы автохтонной микрофлоры вырабатывают витамин В₁₂, важный для кроветворения.

Природные воды, содержащие углеводородокисляющие, а в некоторых случаях тионовые и сульфатредуцирующие бактерии, активно влияют на иммунную систему людей.

Таким образом, автохтонная микрофлора подземных вод играет важную роль в формировании биологической активности воды, ее физиологических и терапевтических свойств.

3. Проведение доклинических исследований

Доклинические исследования физиологических свойств природной воды проводятся на животных в соответствии с «Правилами проведения доклинических исследований, медико-биологических экспериментов и клинических испытаний в Республике Казахстан», утвержденных приказом Министра здравоохранения РК, и требованиями СТ РК 1613-2006 «Надлежащая лабораторная практика».

Экспериментальные работы включают:

исследования воды на здоровых животных (экспресс-тестирование), обеспечивающие определение биологического ответа органов и систем организма, на которые оказывает действие изучаемая вода, при введении ее внутрь;

проведение скрининговых токсикологических исследований для выявления вредного действия воды на организм животных (ЦНС, печень, почки, поведенческие тесты);

моделирование соответствующих патологических состояний на экспериментальных животных и коррекция их изучаемой водой.

4. Клинические исследования

Природные минеральные воды, а также воды, обработанные энергоинформационными технологиями подвергаются клиническим исследованиям в соответствии с требованиями СТ РК 1613-2006 «Надлежащая лабораторная практика».

В состав работ входят: составление протокола исследований, согласование протокола с комиссией по вопросам этики; проведение исследований; составление отчета о клинических исследованиях.

По результатам выполненных работ в соответствии с существующими «Правилами выдачи бальнеологических и медицинских заключений» на воду разрабатывается химико-бальнеологическое и медицинское заключение о физиологических свойствах воды.

5. Оценка свойств воды, активированной энергоинформационными технологиями

Фундаментальное открытие «памяти» воды и способности воды изменять свойства при различных низкоэнергетических воздействиях (омагничивание, замораживание, тепловая обработка, воздействие светом, магнитными и электромагнитными полями и излучениями, и т. д.) позволило внедрить в практику производство бутилированных питьевых

вод с определенными свойствами, оказывающими на организм человека целебное или физиологическое воздействие.

В Казахстане основоположником создания активированных вод является доктор биологических наук, биофизик, профессор В.М. Инюшин. Им предложено обрабатывать воду красным светом гелий-неонового лазера. Данный способ обработки воды был запатентован в 1975 году. Вода выступает не просто как жидкость, а как вещество, находящееся в информационно-фазовом состоянии.

В практике производства бутилированной воды с целью повышения их физиологической активности применяются энергоинформационные технологии, в том числе используется монохроматический красный поляризованный свет.

Медико-биологические исследования, проведенные в научно-исследовательских институтах и в медицинских учреждениях, доказывают, что вода, обработанная красным светом, безопасна, растворяет и выносит конкременты из почек, повышает содержание эритроцитов и гемоглобина в крови, укрепляет иммунную систему. Кроме того, красный свет активизирует автохтонную микрофлору воды, что усиливает физиологические свойства природной питьевой воды.

Оптимальное время воздействия светом на воду, а также продолжительность периода сохранения водой активных свойств после воздействия светом оцениваются методом газоразрядной визуализации и методами биотестирования, то есть осуществляется предварительная оценка биологических свойств воды на гидробионтах различных трофических уровней.

При исследовании качества, безопасности и свойств активированной воды необходимо применять алгоритмы гигиенической оценки воды, разработанный НИИ экологии окружающей среды и гигиены человека имени А.Н. Сысина.

6. Изучение структурных свойств активированных вод

Активированная вода – такая вода, у которой структурная сетка водородных связей разрыхляется, молекулы воды обретают дополнительные степени свободы, что облегчает усвоение такой активированной воды клетками живых организмов и ускоряет удаление биологических шлаков.

«Эффект есть, механизм действия неясен». Именно так ученые оценивают сегодня процессы активации воды, которые еще не получили полного научного обоснования. Специалисты пока не пришли к единому мнению относительно того, что же происходит с водой при пропускании через нее электрического тока, воздействии магнитного поля, переходе из одного агрегатного состояния в другое. Установлено лишь, что ее свойства

и характеристики весьма существенно меняются после обработки. Многие исследователи называют такие удивительные свойства воды «структурной памятью».

Работами исследователей оценивается стабильность физических параметров активированной воды в зависимости от сроков ее хранения. Наиболее важным моментом в изучении свойств воды является исследование химической активности воды по отношению к железу, которая позволит оценить способность воды участвовать в повышении гемоглобина в крови человека.

Выполнение работ в соответствии с предлагаемой стадийностью позволит обеспечить население, в том числе подрастающее поколение, в полном объеме физиологически полноценной питьевой водой. Питьевая вода должна не просто утолять жажду, но и быть полезной для организма, обеспечивать профилактику, устраняя дефицит биологически необходимых элементов.

Не надо забывать, что запасы полноценной природной питьевой воды на Земле сокращаются, а численность населения растет, следовательно, утилизированная вода высшей категории становится универсальным пищевым стандартом на любой обозримый период истории в будущем. Доступность воды такого качества, буквально для каждого, становится едва ли не основным показателем способности к выживанию.

Список использованных источников

1. Влияние красного света и озона на аутохтонную микрофлору питьевой воды «Туран»// Бабов К.Д., Никипелова Е.М., Николенко С.И., и др. – Материалы II-го Международного симпозиума 23-29 октября 2006. «Экология человека и медико-биологическая безопасность населения».- Бенидорм. Испания. – 2006. – с.24-27.

2. О стадийности изучения источников физиологически полноценных питьевых вод для розлива// Пятов Е.А., Бекмагамбетов Б.И. – Водные ресурсы и водопользование. - 2010. - № 2. - с. 80-83.

3. Аутохтонная микрофлора в подземных водах Северного Казахстана и ее значение для здоровья человека// Пятов Е.А. и др. - Водные ресурсы и водопользование. - 2010. - № 1. - с. 12-15.

Демеева М.С. (АО «НИПИнефтегаз»)

Поиск залежей углеводородов на больших глубинах (4000-7000 м) в пределах Прикаспийской впадины

Проблема обнаружения и изучения глубокозалегающих залежей углеводородов (УВ) в последние годы привлекают все больше внимания. В мировой практике нефтепоисковых работ, примером гигантского месторождения, обнаруженного на глубине более 10 км, является месторождение в Мексиканском заливе. Температура на такой глубине может достигать 250°C, пластовое давление более 100 МПа.

В октябре 2013 г. Республика Казахстан объявила о начале крупного проекта «Евразия» по изучению глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции. После обработки результатов сейсмических данных прошлых лет и после проведения масштабных геофизических исследований предполагается бурение опорно-параметрической скважины, глубина которой может достигать 10-15 км [1]. Главной задачей такого масштабного проекта является обнаружение новых крупных залежей нефти и газа на больших глубинах, изучение условий их формирования и распространения. Такого рода практический опыт сыграет немаловажную роль в изучении глубокозалегающих осадочных толщ и проложит дорогу к освоению потенциального ресурса Прикаспийского НГП.

В осадочном чехле Прикаспийской впадины диапазон нефтегазоносности подсолевого комплекса установлен от девона до нижней перми (рис.1). Залежи характеризуются сложным составом и фазовым состоянием УВ. Надежной крышкой для пород-коллекторов служит региональная сульфатно-галогенная толща кунгура [2].

Помимо уже выявленных крупных месторождений, таких как Карачаганак, Тенгиз, Чинаревское, Кожасай и др., все еще остаются малоизученными перспективные площади, на которых имеются благоприятные геологические условия для скопления и сохранения УВ. Зачастую на таких площадях были получены притоки, признаки нефтегазоносности по керну, по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы и по сейсмическим данным выделены перспективные поднятия.

Самыми древними породами, в которых были установлены признаки нефти, являются нижнедевонские отложения в северной части Прикаспийской впадины. Так, на месторождении Карачаганак среди девонских отложений продуктивными являются: фаменский и франский ярус верхнего девона и афонинский надгоризонт (черноярский горизонт) эйфельского яруса среднедевонских отложений. В разрезе Чинаревского месторождения в

отложениях эйфельского и живетского ярусов среднего девона установлены: бийская, афонинская и ардатовская газоконденсатные залежи, в верхне-среднем девоне - муллинская нефтяная залежь. На площади Первосоветская, месторождениях Приграничная, Кутяковская при опробовании в скважинах девонских отложений были получены притоки нефти и газа.

На севере и северо-востоке Прикаспийской впадины перспективными являются структуры – Кобланды, Тамды, Бестау, Шырак, Аксай.

В пределах Темирской и Жанажолской карбонатных платформ высокими перспективами обладают площади: Темир, Косколь, Киндысай, Саркрамабас, Жагабулак Юго-Западный.

В Мынтобинско-Новобогатинском районе в подсолевом разрезе перспективны в нефтегазоносном отношении карбонатные отложения позднедевонско-нижнепермского возраста (структуры Мынтобе, Новобогатинское, Жанаталап, Ровное, Сарайшик).

В подсолевых отложениях прибрежной зоны перспективны структуры Имашевское, Караколь, Бахиритдин, Жамбай, Тажигали, Пустынное.

Развитие девонских карбонатных построек прогнозируется на западе в районе Каратона, Ансагана и на площадях Буйыргын и Кокмай на востоке от Тенгиза. В Гурьевско-Кульсаринском районе перспективны структуры Айранколь и Алтыкулак.

В акватории Северного Каспия перспективы связаны со структурами Шубарбалинское, Трехбратское, Жамбай Южный морской, Караколь Южный, Кашаган Северный [3].

В настоящей статье более подробно будут рассмотрены площади Кобланды, Шырак и Аксай, в которых предполагаемые залежи УВ располагаются на глубинах от 4000 м до 7000 м.

На площади Кобланды продуктивными являются среднедевонские отложения. Площадь изучена бурением глубокой скважины К-3, которая пробурена на склоновой части структуры. По данным опробования в среднедевонских отложениях (ниже глубины 6300 м) был получен приток газоконденсатной смеси с водой, однако скважина недоисследована из-за технических сложностей. Разрез каменноугольных и девонских отложений скважины К-3 представлен карбонатными породами, образовавшимися как в мелководных, так и глубоководных условиях [4]. По результатам переинтерпретации ГИС в подсолевом разрезе скважины Кобланды 3 в верхне-среднедевонских отложениях выделены два потенциально продуктивных горизонта.

На площади Шырак накопление большой толщины артинско-ассельских терригенных отложений (свыше 1000 м) происходило в условиях прогибания территории с образованием шлейфа конуса выноса со стороны растущих Уральских гор. Поисковой скважиной Шырак 1, которая проектировалась глубиной 7000 м, предполагалось вскрыть девонские отложения. Фактически вскрыв терригенные отложения нижнепермского, артинско-ассельского возраста скважина не дошла до проектной глубины (6597 м) и была ликвидирована как выполнившая геологическое назначение. В процессе бурения, при отборе керн из нижнепермских отложений началось газопроявление (ниже глубины 6100 м), которое задавили утяжеленным раствором. Дальнейшее бурение было технически невозможным. В результате обработки материалов ГИС, при общей вскрытой мощности продуктивных отложений 450 м, выделено порядка 160 м эффективных толщин коллектора. Скважина не испытана.

На площади Аксай перспективны в нефтегазоносном отношении палеозойский комплекс пород ввиду её близкого расположения с месторождением Карачаганак. По аналогии с месторождением Карачаганак на площади Аксай возможно продуктивными могут являться нижнепермские, каменноугольные и девонские отложения. В пределах площади, нефтегазопроявления наблюдались в скважине П-2 Аксайская, где при испытании скважины отмечены повышенные газопроявления в нижнепермских отложениях (4888-4900 м). Керновый материал, поднятый из этих отложений (ниже 4700 м), представлен карбонатными породами с запахом нефти и выделением легкой нефти по трещинам. В поисковой скважине 1 Западная выделены нефтегазонасыщенные пласты в нижнепермских отложениях (на глубине порядка 5300 м) и вынесен нефтенасыщенный шлам [5].

На перечисленных площадях скопления УВ сосредоточены на глубинах более 4000 м. Сложность геологического строения, наличие соленосных отложений, возможные осложнения и вероятность получения скромных практических результатов приводит к «финансовой непривлекательности» для проведения геологоразведочных работ на таких глубинах, возникают проблемы с инвестированием и перспективные участки остаются недоизученными.

В процессе разведки перечисленных перспективных площадей проводились сейсморазведочные работы с последующей обработкой и интерпретацией полученных сейсмических материалов. Ниже подробно описаны виды сейсмических съемок и результаты выполненных работ.

Площадь Аксай охвачена сейсмическими исследованиями МОГТ 2Д. Было отработано 35 профилей. Далее была выполнена глубинная миграция до

суммирования (PSDM) и получены глубинные мигрированные разрезы. В результате интерпретации сейсмических материалов было уточнено геологическое и тектоническое строение подсолевой толщи, протрассированы тектонические нарушения и глубинные разломы. На структурной карте по отражающему горизонту P_1 (поверхность подсолевых отложений) и на схематической структурной карте по отражающему горизонту Д (девонские отложения) выделены перспективные поднятия.

В 2007 г. на структурах Кумак-Шырак отработана сеть сейсмических профилей МОГТ-2Д, на структуре Кобланды выполнены сейсмические исследования в модификации МОГТ-3Д. По результатам сейсморазведки МОГТ-2Д была выявлена подсолевая структура Шырак, перспективная в нижнепермских и каменноугольных отложениях [4].

Результаты сейсморазведки МОГТ-3Д подтвердили высокие перспективы площади Кобланды, а именно, подтверждено наличие крупного подсолевого поднятия Кобланды, с предполагаемым развитием двух мелководно-морских карбонатных толщ в отложениях девона, залегающих на глубине от 6400 до 7500 м.

При дальнейшей оценке перспективных участков на больших глубинах, учитывая положительные результаты предыдущих съемок 2Д и 3Д, следует применить оптимальные параметры систем наблюдения полевой сейсмики 3Д: повысить кратность наблюдений и распределение оффсетов. Также следует добавить, что для получения качественного материала кроме стандартного графа обработки сейсмических данных, необходимо использовать современные технологии обработки сейсмических данных, применить новую технологию обработки Мультифокусинг.

На начальных этапах обработки стоит обратить внимание на максимальное подавление помех различной природы, при этом сохраняя истинные амплитуды сигнала. На этапе миграции данных стоит применить различные алгоритмы миграции (RTM, Beam, WEM и т.д.) и выбрать оптимальные параметры для скоростной модели. Дополнительно, с целью получения информации о скорости в покрывающей толще, для дальнейшего использования в процессе обработки и интерпретации сейсмических данных, стоит выполнить ВСП.

Применением вышеуказанного положительного опыта можно получить материал хорошего качества, с данными высокого разрешения, что позволит более точно охарактеризовать геологическое строение перспективных поднятий и поможет при выборе оптимального местоположения для проектных скважин.

Учитывая предыдущий опыт бурения, необходимо предусмотреть возможные осложнения и проектировать надежную конструкцию для глубоких скважин, способную выдержать высокие пластовые давления и температуры, с обеспечением выполнения полного комплекса геолого-промысловых исследований (ГИС, отбор керна, опробование, отбор флюидов и др.).

Несмотря на сложные условия проведения геологоразведочных работ и большие финансовой затраты, потенциал малоизученных площадей (Кобланды, Шырак и Аксай) остается высоким и рекомендуется для проведения поисковых и оценочных работ.

Список использованных источников

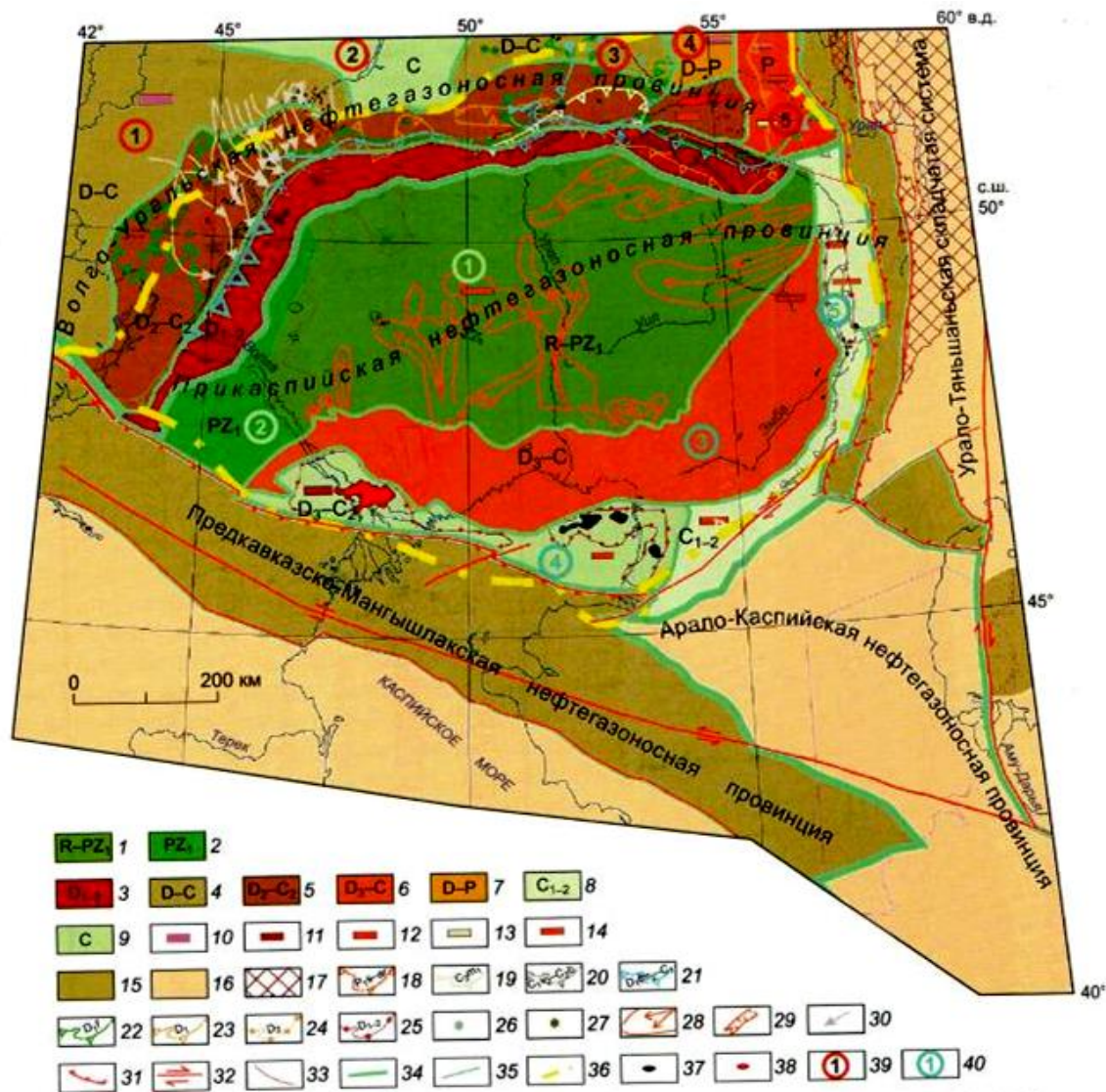
1. Труднодоступные ресурсы нефти и газа – месторождения больших глубин// Волож Ю.А., Куандыков Б.М. Сетевой научный журнал: Актуальные проблемы нефти и газа. - Москва. – 2014.

2. Куандыков Б.М., Шомфай А, Цзянь Ли: Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. - Алматы. - 2011.

3. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности//Абилхасимов Х.Б. – М., 2016.

4. Проект оценочных работ на нефть и газ на контрактной территории ТОО «ОйлТехноГрупп». Отчёт о НИР АО НИПИнефтегаз, - Актау. - 2016.

5. Дополнение к проекту оценочных работ на нефть и газ на контрактной территории ТОО «Секва Петролеум (Казахстан) и ТОО «БОЛЗ, Отчёт о НИР АО НИПИнефтегаз, - Актау. - 2017.



1—9 — основные нефтегазоносные комплексы: 1 — рифейско-нижнепалеозойский, 2 — нижнепалеозойский, 3 — нижне-среднедевонский, 4 — девонско-каменноугольный, 5 — среднедевонско-среднекаменноугольный, 6 — верхнедевонско-каменноугольный, 7 — девонско-пермский, 8 — нижне-среднекаменноугольный, 9 — каменноугольный нерасчлененный; 10—14 — второстепенные нефтегазоносные комплексы: 10 — рифейский, 11 — нижне-среднедевонский, 12 — верхнедевонский, 13 — нижне-верхнекаменноугольный, 14 — нижнепермский; 15 — малоперспективные земли; 16 — бесперспективные земли в пределах Урала, Туранской и Скифской плит; 17 — выходы пород фундамента на поверхность; 18—23 — краевые уступы шельфовых карбонатных платформ: 18 — нижнепермских (сакмароартинских), 19 — верхнекаменноугольных (верейских), 20 — визейско-башкирского возраста, 21 — фаменско-турнейского возраста, 22 — франского возраста, 23 — среднедевонского возраста; 24, 25 — уступы внутрибассейновых карбонатных платформ: 24 — среднего девона, 25 — нижнего—среднего девона; 26, 27 — отдельные шельфовые карбонатные постройки: 26 — среднедевонские (живетского яруса), 27 — верхнедевонские (франского яруса); 28—30 — фации подводных конусов выноса: 28 — нижнепермские (сакмароартинские), 29 — верхнекаменноугольно-нижнепермские каналные фации, 30 — верхнекаменноугольные (верейские); 31—33 — разрывные нарушения: 31 — надвиги и фронты деформаций, 32 — постколлизийные трансконтинентальные сдвиги (цветом и индексом указан возраст), 33 — прочие разломы; 34—36 — границы: 34 — нефтегазоносных провинций, 35 — нефтегазоносных областей, 36 — распространения куп-тургорской соли; 37, 38 — месторождения: 37 — нефти, 38 — газа и газоконденсата; 39 — нефтегазоносные области в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (1 — Рязано-Саратовская, 2 — Пугачевская, 3 — Бузулукская, 4 — Южно-Татарская, 5 — Предуральская, 6 — Волгоградско-Оренбургская, 7 — Прикаспийская бортовая); 40 — нефтегазоносные области в пределах Прикаспийской нефтегазоносной провинции (1 — Центрально-Прикаспийская, 2 — Сарпинская, 3 — Астраханско-Гурьевско-Актюбинская, 4 — Астраханско-Тенгизская, 5 — Примутгоджарско-Южно-Эмбинская).

Рис. 1 - Карта перспектив нефтегазоносности палеозойского (подсолевого) комплекса Каспийского региона [Ю.А. Волож, М.П. Антипов, В.А. Быкадоров, 2009]

Дюсемалиева Л.М. (АО «НИПИнефтегаз»)

Перспективы нефтегазоносности Северо - Устюртской впадины

СЕВЕРО-УСТЮРТСКАЯ ВПАДИНА (структурный элемент I порядка) расположена *в западной части Туранской* плиты (рис. 1, 2) и прослеживается вдоль северо-восточной границы Мангышлакско – Центрально-Устюртской системы прогибов и поднятий, а разрез представлен отложениями триаса, юры, мела, палеогена и неогена. Впадина по строению неоднородна, осложнена отдельными прогибами. В ее пределах выделяются три наиболее прогнутых участка – Косбулакский, Самский и Колтыкский прогибы.

В данной работе рассматривается казахстанская часть Северо-Устюртской впадины, остальная часть продолжается на узбекской (каракалпакской) территории. С севера она обрамляется Южно-Эмбенской зоной поднятий, на юго-западе сопрягается с Бузачинским выступом, восточная часть в нашем случае ограничивается границей соседней Каракалпакии и на юге ограничивается Байчагырским поднятием, восточная часть которого расположена на территории Каракалпакии (рис. 1, 3).

Все перечисленные выше структурные элементы находятся в пределах обширной депрессионной зоны по юрским, меловым и неогеновым отложениям.

В пределах Северо - Устюртского осадочного бассейна доказанная промышленная нефтегазоносность связана с нижневерхнеюрскими, нижнеэокомскими и палеогеновыми отложениями, причем залежи газа установлены в палеогеновых отложениях (эоцен), залежи нефти приурочены к нижнеэокомским и нижневерхнеюрским отложениям и в пределах казахстанской части Северо-Устюртской нефтегазоносной области (НГО) выявлен ряд месторождений нефти и газа: Арыстановское, Каракудук, Комсомольское, Култук, Шагырлы-Шомышты, Базойское, Кызылой, Аккулковское.

В статье, написанной Воложем Ю.А., Быкадоровым В.А., Антиповым М.П., Сапожниковым Р.Б. (Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, ГИН РАН), рассматривались особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов. В связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла, установлено, что наиболее перспективными палеозойскими отложениями в северной части Устюрта (Самский прогиб) являются морские терригенно-карбонатные отложения толщиной до 2 км. По аналогии со смежным с севера Южно-Эмбинским поднятием породы представлены в прогибе, в основном, темно-серыми песчано-глинистыми

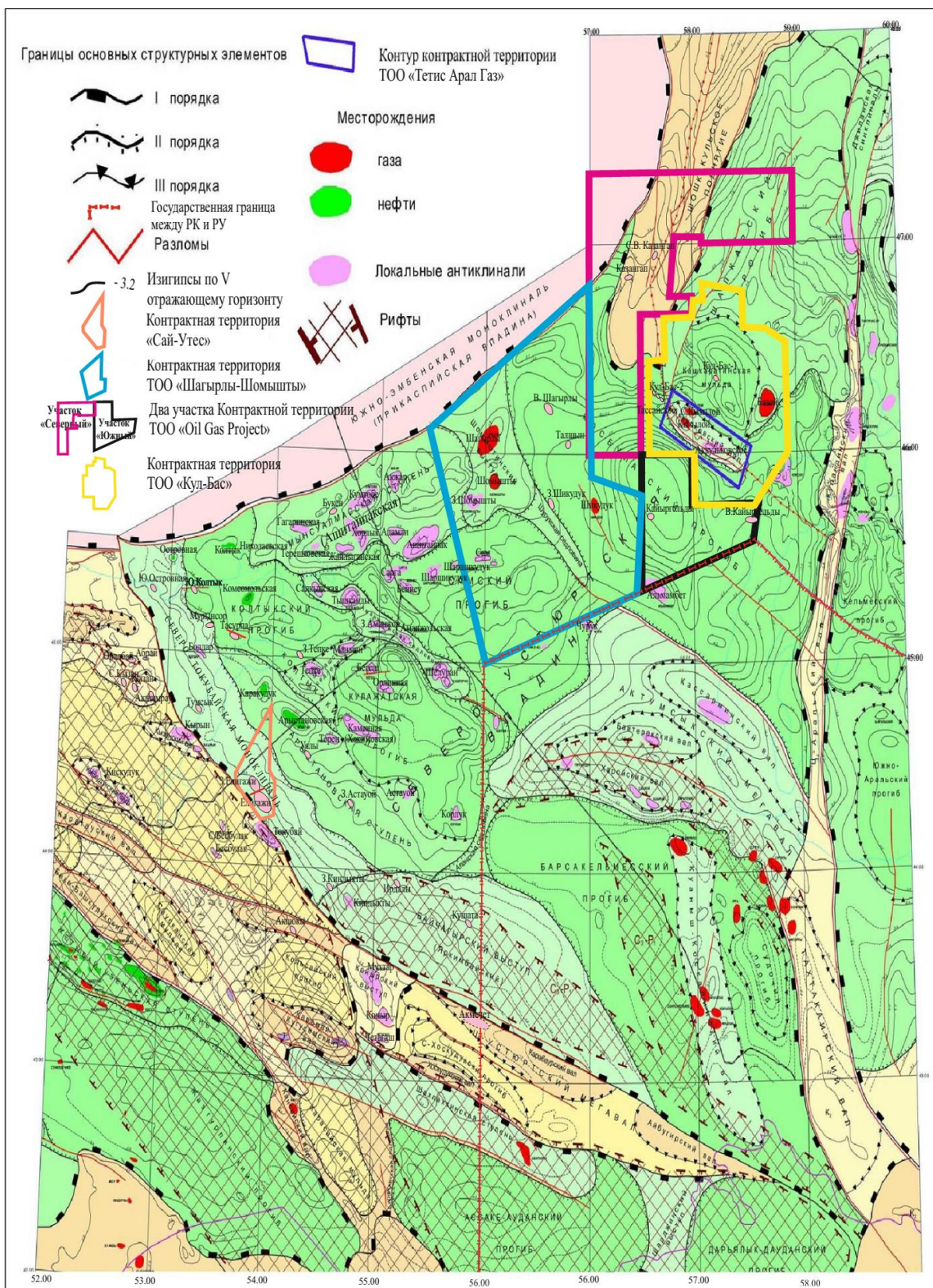


Рис. 2 - Схема основных тектонических элементов Северного, Северо-Восточного Уstyрта и Северо-Западного Приаралья

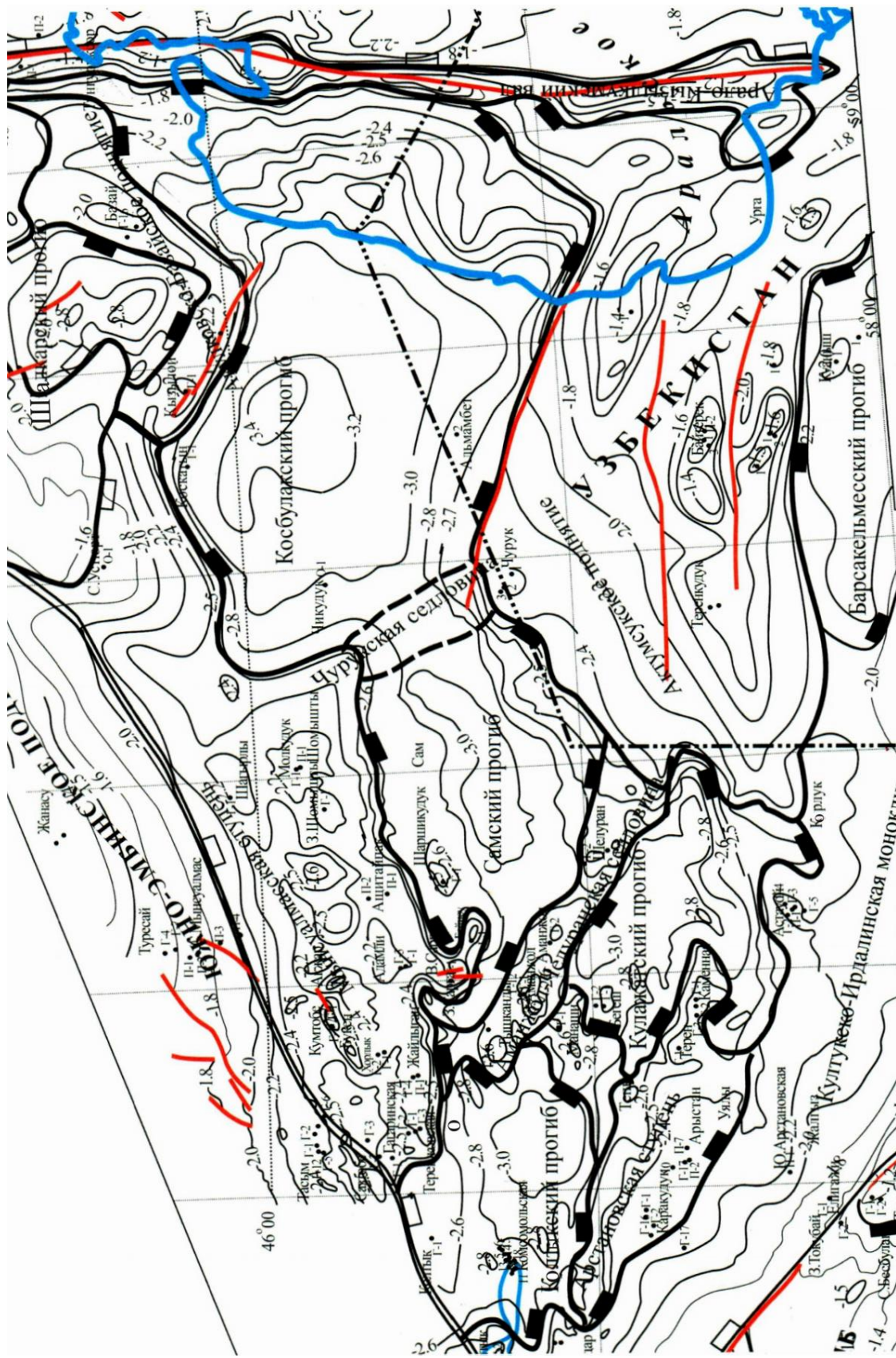


Рис. 3 - Северный Устурт. Структурная карта по кровле юрских отложений

отложениями и могут рассматриваться в качестве нефтематеринской и нефтеносной толщ, дислоцированы и перекрыты кунгурско-казанской соленосно-глинистой толщей (покрышкой) до нескольких сотен метров.

Сравнивая средние значения битумных коэффициентов (битумный коэффициент – показатель содержания углеводородов в битуме (в процентах), образующийся в результате окислительно-восстановительных реакций) байосских отложений по месторождениям Арыстановское и Каракудук (6.1% и 5.9%) с Кызылойским (9.39%), Шилуранским (6.8%), Каменным (6.9%), видно изменение степени перспективности в пользу последних. Возможно, ранее пробуренные единичные скважины на этих площадях были связаны с неблагоприятными структурными условиями, вследствие чего нефтегазоносность этих структур не была доказана. Однако комплекс геолого-структурных и геохимических факторов характеризует эту зону как высокоперспективную.

В этой же части впадины на западном склоне Колтыкского прогиба в юрско-меловых отложениях открыты месторождения Ю. Колтык и Комсомольское, а в пределах Арыстановской тектонической ступени – Каракудук и Арыстановское.

Исходя из всего вышеописанного, можно сделать следующие заключения.

Выводы и рекомендации:

Перспективы нефтегазоносности описываемого района связываются с различными комплексами пород, начиная с отложений палеогена (эоцен), мела, средней юры и заканчивая палеозоем (каменноугольно-нижнепермскими терригенными и карбонатными сероцветными отложениями морского происхождения).

Исходя из перспектив нефтегазоносности, первоочередными объектами поисково-разведочных работ рекомендуются:

- *восточная часть Мынсуалмасской ступени и в пределах Самского и Косбулакского прогибов, где поблизости находятся месторождения Шагырлы-Шомышты;*

- *северо-восточнее Косбулакского прогиба на территории Северо-Западного Приаралья в районе известных месторождений: Базойское, Аккулковское и Кызылойское;*

- *в районе сора Кайдак, устья залива Комсомолец и в юго-восточной прибрежной части Каспийского моря, охватывающие северо-западную часть Северного Устья и восточную часть Бузачинского свода.*

Из перечисленных объектов, а именно, последнего, рекомендуются к бурению структуры Салкын, Сарытау и Бурнышик Восточный:

- *для структуры Салкын - перспективы связываются с отложениями мезозоя;*

- для структур Сарытау и Бурынишк Восточный - с палеозоем.

• Предлагается доисследовать среднеюрские (ааленские) отложения на площадях Тышканды, Бейнеу, Аманжол, Бегеш, Каменная. Так, по кровле ааленских отложений наибольшие амплитуды отмечены на площадях Тышканды – 370 м и Бейнеу – 230 м, а кроме того, они расположены в зоне развития надежных покровов, представленных глинистыми отложениями байоса и находящихся вблизи зоны генерации УВ – Колтыкской впадины.

• Рекомендуются пересмотр материалов с целью доизучения их перспектив по ранее пробуренным площадям (Елигоже, Тепке), а также ранее выявленным поднятиям (Западный Елигажи), учитывая близость расположения известных месторождений (Каракудук, Арыстановское, Комсомольское).

Список использованных источников

1. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов// Волож Ю.А., Быкадоров В.А, Антипов М.П. и др. - Нефтегазовая геология, Теория и практика. - 2016. - Т 11. - №4. – с. 11.

2. Перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстан// Оздоев С.М. - Нефть и газ. Известия НАН РК, Серия геологии и технических наук. – 2012. - №1. - с. 61-76.

3. Перспективы нефтегазоносности палеозойских образований// Оздоев С.М. - Институт геологических наук им. К.И.Сатпаева. – 2012.

4. Аннотация к Проекту поисковых работ на нефть и газ на участке Сай-Утес в Мангистауской области Республики Казахстан. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч». Атырау. – 2016.-

5. Аннотация к Проекту поисковых работ на участке Тепке. - ТОО «СМАРТ Инжиниринг». – Алматы. – 2016.

6. Аннотация к Проекту на проведение поисковых работ на нефть и газ на участке Устюрт. - АО «Казахский институт нефти и газа». – Астана. - 2012.

7. Аннотация к проекту поисковых работ на контрактной территории «КазАзот». - ТОО «Проектный институт «Ортимум». – 2015.

Еламанова Г.Е. (АО «НИПИнефтегаз»)

**Вопросы изучения попутных вод нефтегазовых месторождений
Прикаспия и возможности извлечения из них ценных полезных
компонентов**

Возможность извлечения некоторых ценных компонентов из попутных добываемых пластовых вод нефтяных месторождений в зарубежных странах известна давно, в том числе в России, на Украине, в Дагестане, Туркмении и Азербайджане.

В Казахстане подобные работы начаты в 1960-1970 гг. и ограничивались тематическими исследованиями, результатом которых явились соответствующие обобщения собранных материалов в виде геологических отчетов или отдельных научных статей (ПГО «Казгидрогеология», НИИ «КазИМС»). Тем не менее, по мере увеличения нефтедобычи, в особенности в Западном Казахстане, все четче вырисовывается актуальность и целесообразность специальных исследований пластовых вод на многих ныне эксплуатируемых нефтяных месторождениях.

Известно, что на территории Мангистау-Устюртского гидрогеологического бассейна в юрских отложениях установлены промышленные значения следующих микроэлементов: К, Вг, I, Sr, Li, Rb (месторождение Жетыбай, Узень, Тенге, Тасболат). Эти результаты были подтверждены анализом и обобщением гидрогеологических материалов (Н.И.Остапенко и др.1976г.). В 1985 г. в ПГО «Казгидрогеология» (Т.К.Айтуаров, Т.М.Тугаев) была составлена карта прогнозных эксплуатационных запасов промышленных вод Казахстана, с соответствующим выводом о перспективности извлекаемых попутных вод (на многих эксплуатируемых месторождениях) в качестве гидроминерального сырья.

Из обобщений последних лет по рассматриваемой тематике необходимо отметить работы С.Б.Куанбаева, Т.К.Айтуарова (2000 г.), в которых авторы, обобщив собранные материалы по региону, провели гидрогеологическое районирование территории Западного Казахстана с выделением провинции и районов с характерным микрокомпонетным составом изученных попутных вод нефтегазовых месторождений.

В частности, известно, что на нефтяных месторождениях Западного Казахстана подземные воды напорные и обычно оконтуривают нефтяные залежи. Приурочены они к чередующимся пластам песков, песчаников и алевролитов нижнего мела – верхней юры (Жетыбай), где толщина наиболее обводненных песчаных горизонтов достигает 35-40 м, а в нефтяных горизонтах средней юры размер обводненной песчано-алевролитовой толщи достигает до 60-70 м. Глубина залегания последних на месторождениях также имеет зависимость от их геоструктурных положений и существенно колеблется, изменяясь от 1200-2500 м (Узень) до 1800-2000 м. (Жетыбай).

В целом, в Южно-Мангишлакском артезианском бассейне выявляются характерные для отдельных геоструктур региона контрастные гидрохимические аномалии, устанавливаемые, в частности, в пластах триаса – палеозоя. В них наблюдается возрастание рубидия, цезия, стронция, иногда иода независимо от изменения минерализации пластовых вод и их микрокомпонентного состава, имеющих либо ювенильную, либо метаморфогенную природу формирования. Напротив, пластовые воды верхней части разреза (юра-мел) характеризуются сравнительно однородным микро-макрокомпонентным составом. Например, известно, что в продуктивных горизонтах юрского возраста хлор-натриевые рассолы имеют минерализацию 150-180 г/см³ и относительно устойчивое содержание в них следующих микроэлементов, мг/дм³: йода -5-10, брома-400-450, бора-15-25, рубидия – 3-4, цезия – 0.3-0.5, стронция-400-500.

Объем добычи попутной воды на месторождениях Прикаспия составляет около 20 млн.м³/год. Это значит, что годовая добыча попутных компонентов может достигнуть следующих показателей :

йод – 100 -200 кг, бром – 8000 – 10000 кг, бор – 300-500 кг, рубидий – 60-80 кг, цезий – 6-10 кг, стронций – 8000-10000 кг.

Известно, что только для недопущения йододефицита в организме жителям Республики Казахстан, при численности 17 млн. человек, требуется около 99 кг йода в год. Добыча йода из попутно добываемых вод может полностью обеспечить потребности страны.

Резюмируя предыдущее, следует обратить внимание на сделанные выводы:

- требуется учет большого объема попутной воды при добыче нефти;
- необходимо исследование микроэлементов, содержащихся в попутной воде, по свойствам и количеству;
- развитие отрасли химической промышленности по извлечению микрокомпонентов из попутно добываемых вод.

Целенаправленные исследования в этом направлении важны не только с позиции рассмотрения извлекаемых попутных вод как источника гидроминерального сырья. Они актуальны и с точки зрения охраны окружающей среды в нефтедобывающих районах.

Применение в пищевой промышленности добытых из попутного газа микроэлементов, как дополнительной продукции, будет способствовать частичной компенсации затрат на извлечение углеводородного сырья. Несомненно, планирование детальных исследований промышленных вод на объектах действующих нефтяных месторождений является актуальной задачей на сегодняшний день.

Список использованных источников

1. Гидро-геотермические условия Арало-Кампийского нефтегазоносного региона. - А.-А.: Наука. - 1977.
2. Труды международной конференции. - Алматы-Атырау. – 2001.

Маникулова А. А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Выделение тектонических нарушений на основе атрибутивного анализа сейсмических данных 3Д

Данная статья освещает подход к вычислению атрибутов для выделения тектонических нарушений на основе результатов трехмерной сейсморазведки. Приведен пример расчета таких сейсмических атрибутов как Amplitude Contrast, Local Structural Dip, Chaos, Variance, Ant tracking. На примере сейсмических данных 3Д в пределах месторождения Кумколь показано, что предлагаемый набор сейсмических атрибутов позволяет извлекать из данных информацию о местоположении тектонических нарушений.

Выделение разломов и определение геологического времени их активизации и проявления является важным этапом построения сейсмо-геологической модели. На сегодняшний день для построения модели разломов используют комплексный подход, включающий в себя анализ сейсмических данных, результаты детальной корреляции материалов бурения и ГИС, информацию о распределении пластовых давлений, информацию о флюидальных контактах. Помимо прямых и косвенных признаков тектонических нарушений стоит учитывать закономерности строения и геологического развития территории. Резюмируя изложенное, можно сказать, что выявление и картирование разрывных нарушений, как геологических границ, является непростой задачей, и для ее решения важен комплексный учет всей доступной информации.

В рамках данной предполагается рассмотреть вопрос идентификации разломов на сейсмических данных при помощи атрибутивного анализа на примере месторождения Кумколь.

Для выделения тектонических нарушений был использован сейсмический временной куб МОГТ-3Д. Степень изученности территории бурением достаточно высокая, но рассматриваемый подход выделения разломов по данным сейсморазведки состоит из визуального анализа куба 3Д и расчета объемных сейсмических атрибутов.

Выделение и трассирование тектонических нарушений проводилось на основе анализа волновой картины и характера поведения отражающих горизонтов на временных разрезах на основе известных признаков:

- скачкообразное смещение осей синфазности по времени;
- резкая смена характера волновой картины;
- флексуобразное искажение отражающих горизонтов.

Помимо этого выделение и анализ нарушений проводился на основе объемных сейсмических атрибутов.

Сейсмические атрибуты, используя информацию, связанную с амплитудой, формой и расположением сейсмического сигнала, более чувствительны к изменениям параметров отражения, чем традиционные методы визуализации сейсмических данных. Существует общая классификация атрибутов:

- 1D атрибуты вычисляются по одной сейсмической трассе;
- 2D и 3D рассчитываются, используя информацию соседних трасс.

Семейство атрибутов включает в себя:

- временные, амплитудные, фазовые и частотные атрибуты (базовые атрибуты);
- атрибуты комплексной трассы, где сейсмическая информация рассматривается как аналитическая информация, состоящая из действительной и мнимой частей;
- многотрассовые атрибуты, при расчете которых используют больше одной исходной сейсмотрассы. Они обеспечивают количественную информацию о латеральной изменчивости сейсмических данных (структурные и стратиграфические атрибуты).

Для выделения тектонических нарушений из временного куба 3D были построены базовые, структурные и стратиграфические объемные сейсмические атрибуты. Для расчета некоторых атрибутов была необходима предварительная подготовка данных для получения более качественного результата. Процесс расчета атрибутов и параметры представлены на рисунке 1.

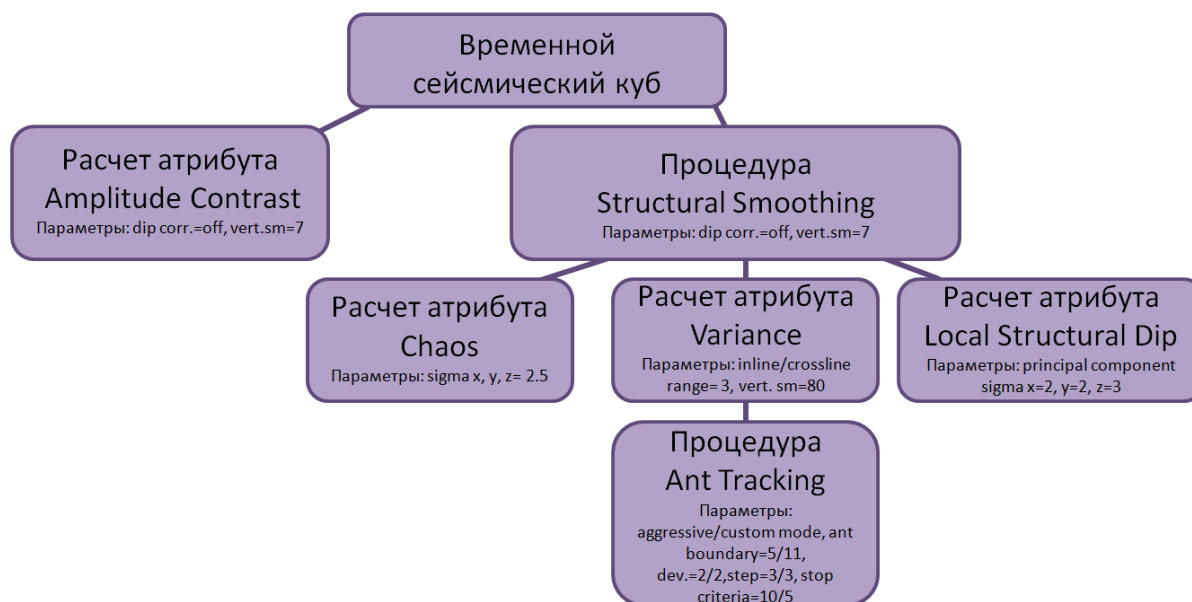


Рис. 1 - Схема и параметры расчета сейсмических атрибутов для выделения тектонических нарушений на месторождении Кумколь

Из группы базовых сейсмических атрибутов был рассчитан лишь один атрибут - Amplitude Contrast. Это мгновенная амплитуда, позволяющая

количественно оценить перепад скоростей и плотностей в слоях. Данный атрибут дает возможность выявить поверхности несогласия, которые вызваны резким контрастом упругих свойств пород, прилегающих снизу к границе несогласия. На рисунке 2 представлен срез по времени 1080 мс и инлайн 20450 с выделенными тектоническими нарушениями и без.

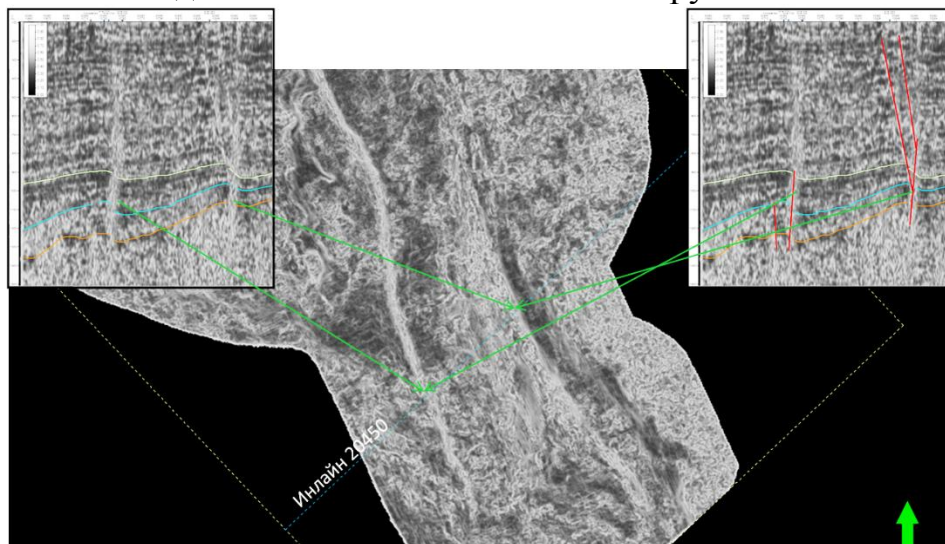


Рис. 2 - Атрибут Amplitude Contrast, срез по времени 1080 мс (выделены разломы)

Перед расчетом структурных и стратиграфических атрибутов с целью улучшения протяженности отражений и подчеркивания нарушений была проведена процедура Structural Smoothing. На рисунке 3 представлен срез по времени 1080 мс и инлайн 20450 до и после процедуры структурного сглаживания. Визуально видно, что после процедуры разломы стали подчеркнутыми и разрез стал более согласованным.

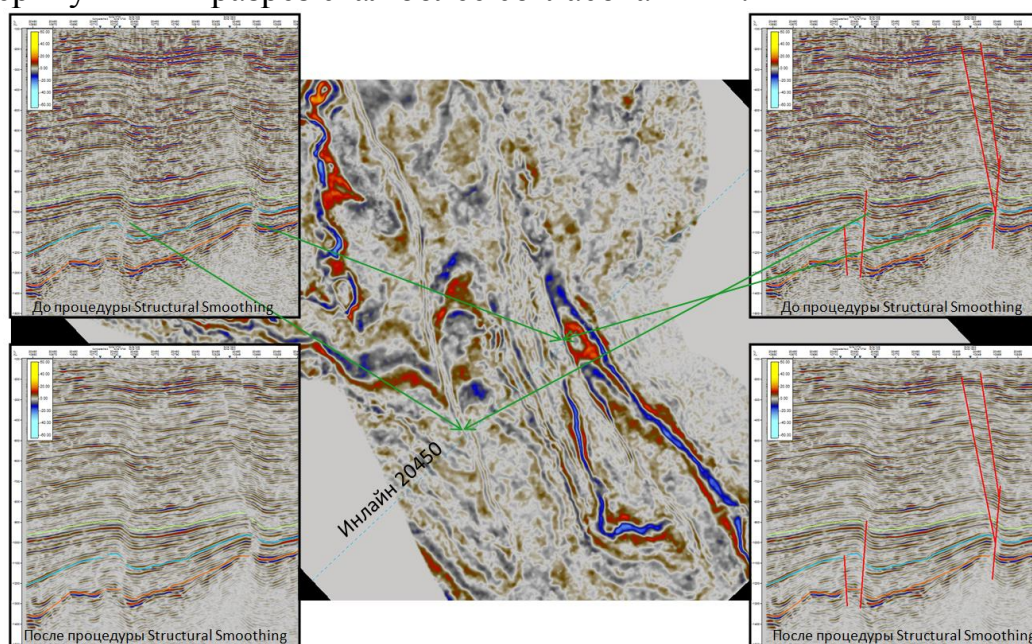


Рис. 3 - Срез по времени 1080 мс, инлайн 20450 до и после процедуры Structural Smoothing, с нанесением выделенных разломов и без

Стратиграфический сейсмический атрибут Chaos отображает «хаотичность» локального сейсмического сигнала в 3Д окне. Хаотичность означает, насколько последовательна оценка направления сигнала, основанная на главных компонентах: падение, простирание, азимут. Зоны с недостаточной последовательностью соответствуют зонам с хаотичным сигналом волн и могут быть связаны с геологическими особенностями, например разломы / неоднородности, каналы. На рисунке 4 по срезу атрибута по времени 1080 мс и по инлайну 20450 видно, что неокрашенные зоны указывают на минимальную хаотичность и соответствуют зонам с непрерывным сигналом и, наоборот, окрашенные зоны указывают на повышенные значения атрибута Chaos, соответствующие в нашем случае зоне разломов. Таким образом, с помощью стратиграфических атрибутов можно выделить структурные изменения в сейсмических данных, подчеркнуть и обособить особенности волновой картины.

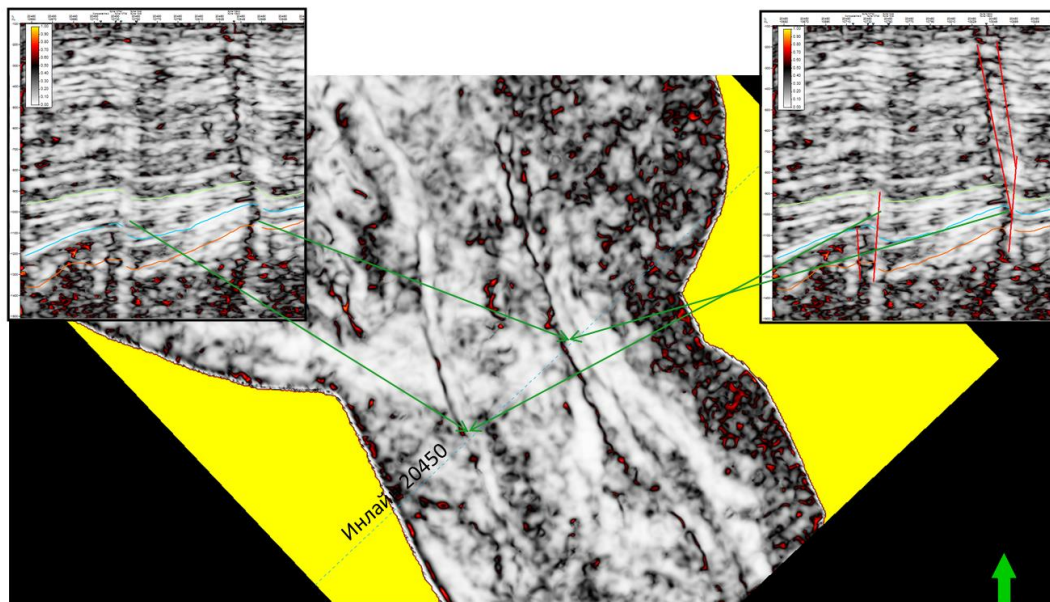


Рис. 4 - Атрибут Chaos , срез по времени 1080 мс

Атрибут Local Structural Dip - это угол наклона сейсмического отражения, отмеренный от горизонтальной плоскости. Атрибут хорошо реагирует на особенности падения таких отражателей как границы каналов, разломов. Чаще всего данный атрибут используют в комбинациях с другими атрибутами для качественного описания сейсмической геоморфологии. На рисунке 5 представлен срез атрибута по времени 1080 мс, указывающий, что зоны разломов соответствуют повышенным значениям атрибута.

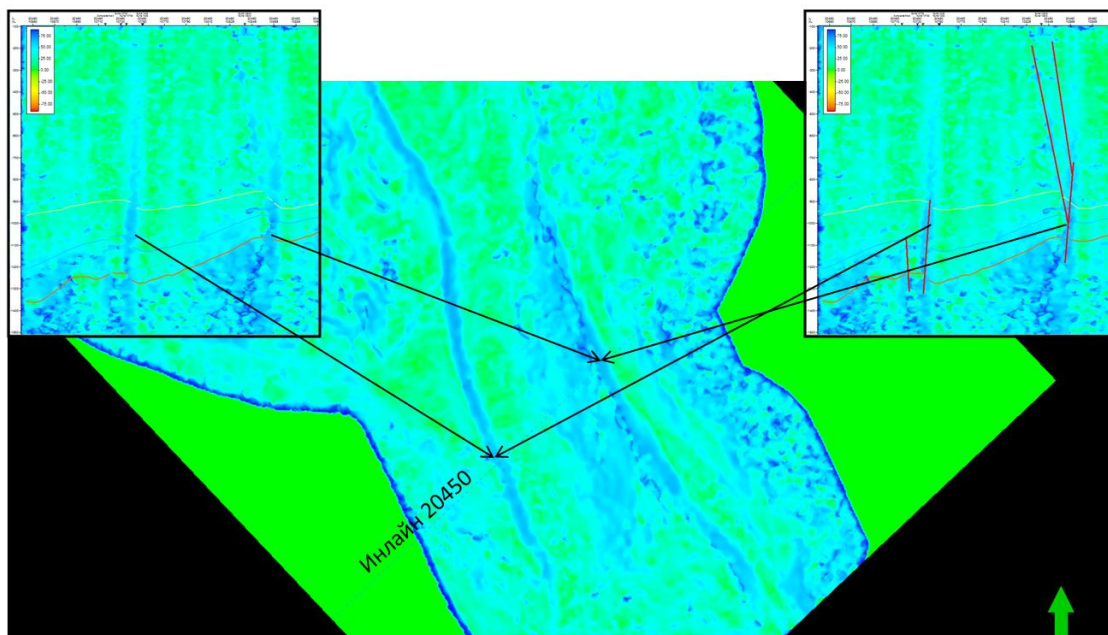


Рис. 5 - Атрибут Local Structural Dip , срез по времени 1080 мс

Далее был рассчитан атрибут локальной дисперсии сигнала Variance – это модификация метода оценки когерентности, он отображает несогласованность сейсмической записи на основе анализа степени подобия волнового поля. Куб атрибута Variance использовался для выделения и трассирования разрывных нарушений. На горизонтальных срезах разломы выделяются узкими яркими линиями, которые хорошо контролируются вертикальными временными разрезами (Рисунки 6, 7). При непрерывных отражениях значения амплитуды дисперсии малы, тогда как изменения амплитуды из-за разлома приводят к повышению значений.

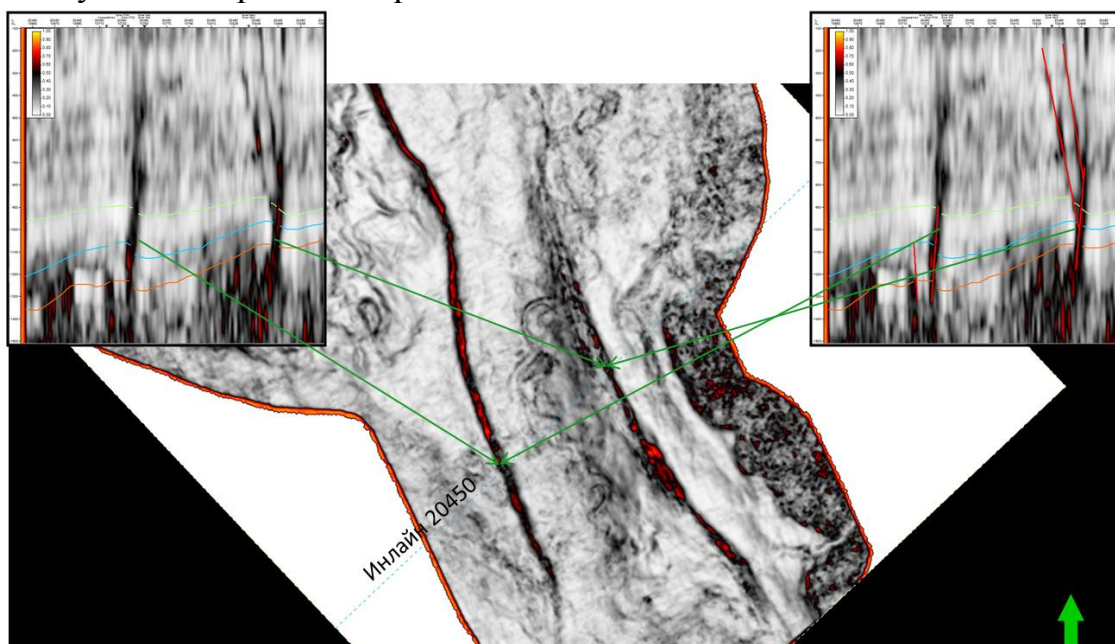


Рис. 6 - Атрибут Variance, срез по времени 1080 мс

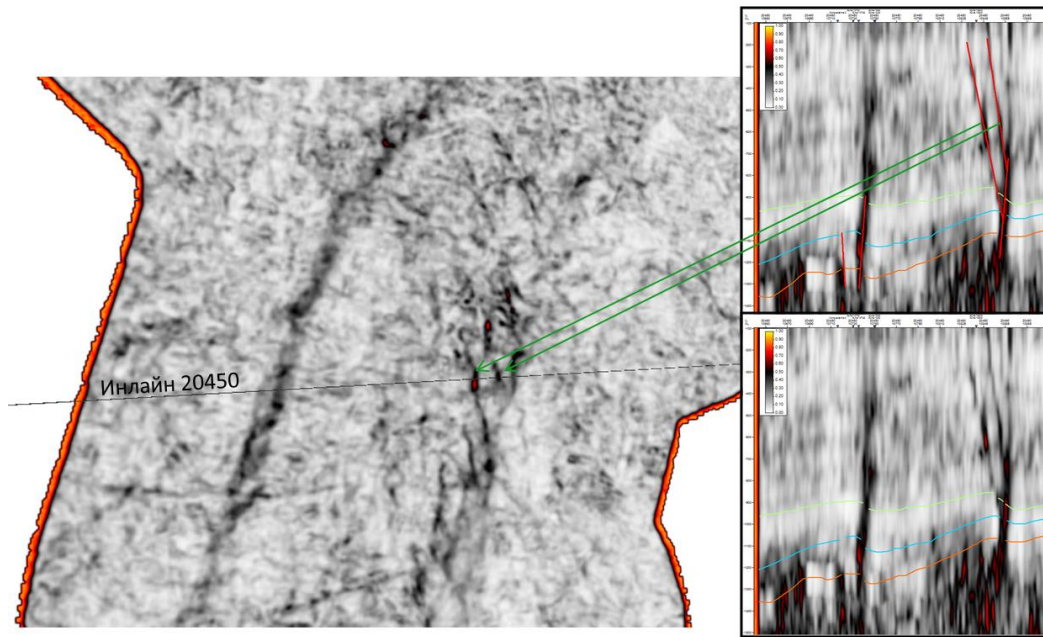


Рис. 7 - Атрибут Variance, срез по времени 600 мс

Перед процедурой Ant Tracking было выполнено удаление случайного шума из сейсмических данных с помощью атрибута Structural Smoothing. Далее был рассчитан атрибут для прослеживания нарушений - куб Variance, который и был входными данными при проведении данной процедуры. Ant Tracking - это запатентованная Шлюмберге технология, которая подчеркивает изменения волновой картины для обнаружения разломов, трещин и других линейных аномалий внутри сейсмического куба. На рисунке 8 представлен срез по времени 1080 мс и инлайн 20450 с выделенными тектоническими нарушениями и без.

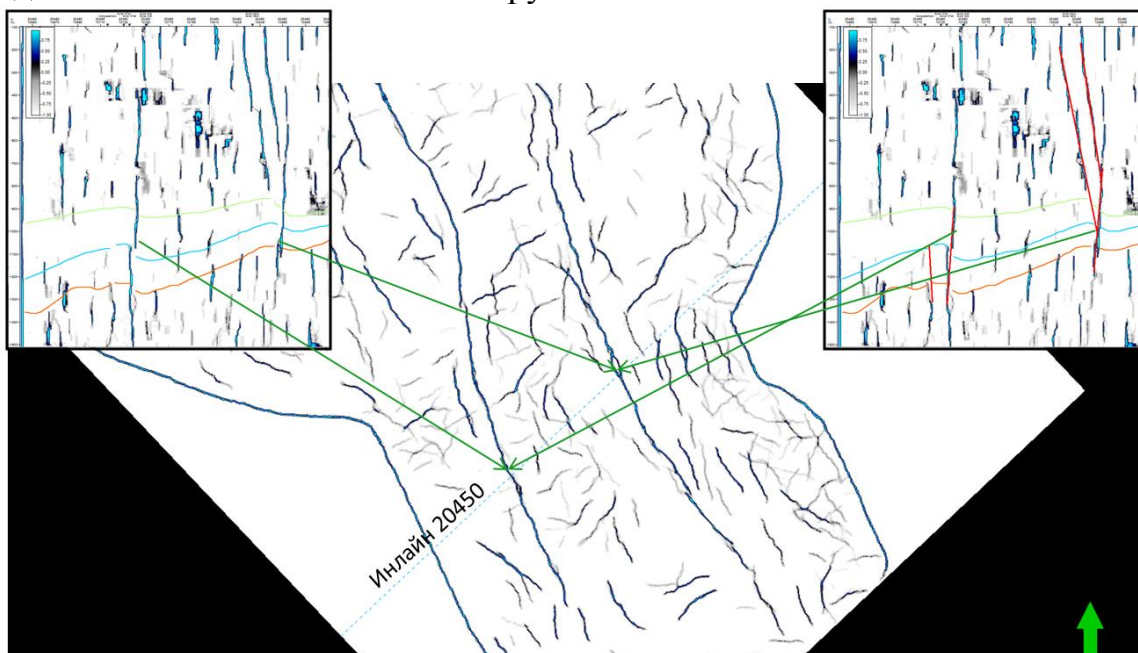


Рис. 8 - Срез по времени 1080 мс и инлайн 20450 после процедуры Ant tracking

Результаты интерпретации данных сейсморазведки показали, что на территории Кумкольского поднятия присутствуют ярко выраженные амплитудные и с небольшими амплитудами тектонические нарушения. Преимущественно нарушения северо-западного простирания, нарушения латерального направления менее выражены и не влияют на строение залежи. Анализ показал, что большинство разломов носят вертикальный и субвертикальный характер, что говорит о том, что в пределах площади действовали тектонические напряжения сжатия или растяжения.

На рисунке 9 приведены примеры по всем перечисленным выше атрибутам, отчетливо прослеживаются границы распространения вертикальных и субвертикальных нарушений.

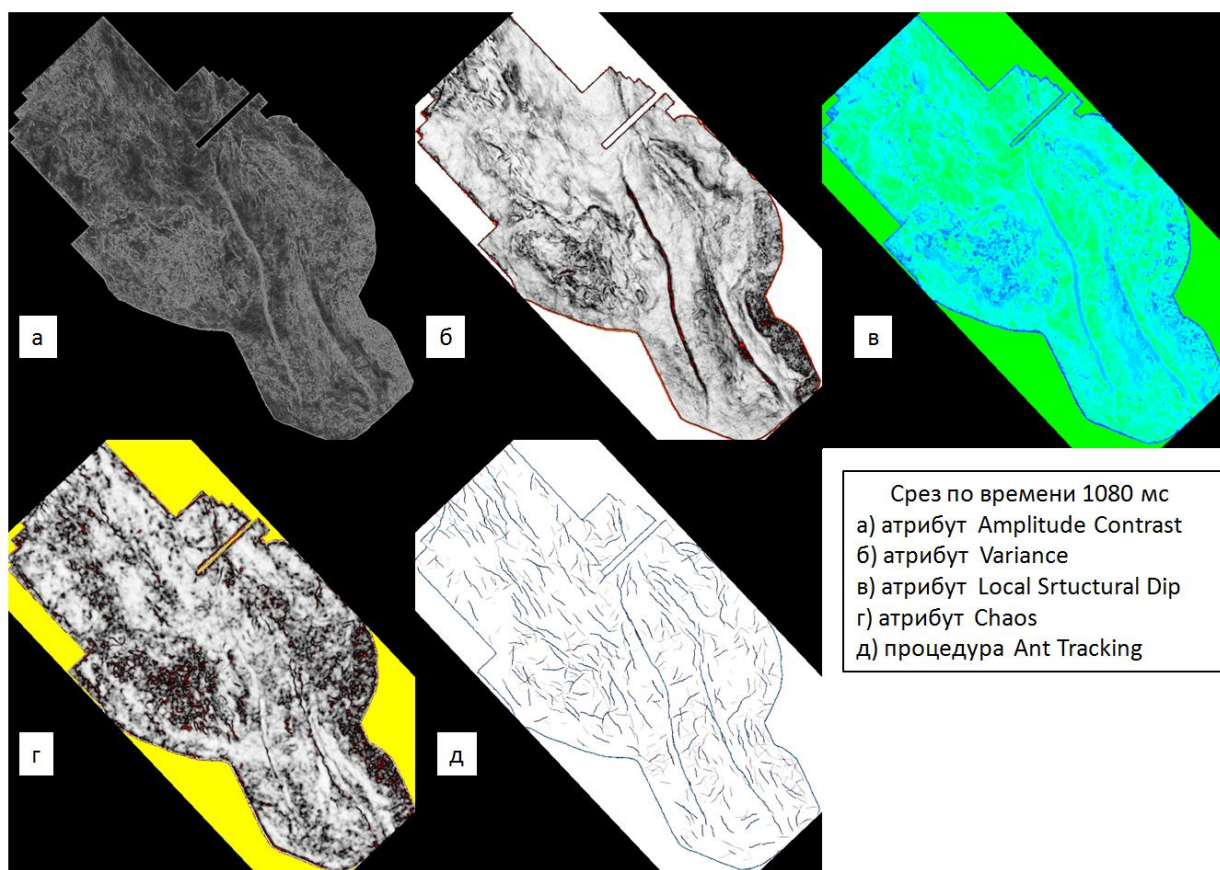


Рис. 9 - Срезы атрибутов по времени 1080 мс

Выводы

Атрибутный анализ давно и успешно применяется как инструмент интерпретации сейсмических данных, что позволяет получить дополнительную информацию из сейсмического поля. Сейсмические атрибуты, такие как Variance, Chaos и Amplitude Contrast, являются полезными для характеристики и прослеживания тектонических нарушений.

В целом атрибуты основаны на различных особенностях аномалий волнового поля в зонах тектонической нарушенности, что повышает надежность прогнозирования разломов при комплексном использовании атрибутов. Но как упоминалось в начале статьи, для обоснованного выявления и картирования разрывных нарушений важен комплексный учет всей доступной информации.

Список использованных источников

1. Automatic detection and extraction of faults from three dimensional seismic data, Randen, T., Sønneland L., Schlumberger Stavanger Research, Norway.

2. Практикум по сейсмической интерпретации в PETRE// Кирилов А.С., Закревский К.Е. - М.: Май-Принт. - 2014. - с. 123, 188.

3. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов Petrel. – 2007. - Ralph Daber, Ephrem M.Ditcha. - с.35, 50 -51, 53-54, 57.

Пикирбекова З.С., Чагай В.Г.(АО «НИПИнефтегаз»)

О роли карбонатных пород - коллекторов нефтегазовых месторождений

По литологическому составу коллекторами нефти и газа являются терригенные (пески, алевроиты, песчаники, алевролиты, иногда глинистые песчаники и алевролиты), карбонатные (известняки, доломиты, известняки доломитированные), вулканогенно-осадочные и кремнистые породы. Основные типы коллекторов - терригенные и карбонатные. Менее значимые коллекторы, связанные с вулканогенно-осадочными, глинистыми и редко-кристаллическими породами.

Если до прошлого века основные месторождения углеводородов были выявлены в терригенных коллекторах меловых, юрских и триасовых отложений, то в 80-90 годах прошлого столетия стали открывать месторождения в карбонатных коллекторах нижней перми, карбона и девона.

Карбонатные коллекторы присутствуют на месторождениях бассейна Персидского залива, нефтегазоносных бассейнов США и Канады, в Прикаспийском бассейне.

По разным подсчетам в карбонатных породах сосредоточено от 35 до 48 % запасов нефти и от 23 до 28 % газа в мире.

Из карбонатных коллекторов сегодня добывается 40% углеводородов. Месторождения с карбонатными коллекторами, такие, как гиганты Тенгиз, Карачаганак и Кашаган в Казахстане, могут вмещать миллиарды баррелей нефти в пластах, но именно такие коллекторы известны своей сложностью. Очень важно понимать эту сложность, чтобы оптимизировать работу по освоению месторождения в целях максимального извлечения нефти и получения экономической выгоды.

Изученность этих коллекторов слабее, поскольку нефть и газ из карбонатных коллекторов начали добывать значительно позднее, чем из терригенных.

Для карбонатных пород-коллекторов характерен ряд принципиальных особенностей: сложное строение порового пространства (поры, каверны, трещины), высокая неоднородность фильтрационных и емкостных свойств, разнообразие горных пород в составе коллектора и множество других. К

тому же большинство карбонатных пород имеют вторичную пористость (трещины, каверны), которая поддается изучению значительно труднее, чем первичная, имеет сложное строение пустотного пространства. Только оолитовые и отдельные разности органогенных известняков имеют высокую первичную пористость (известняки оолитовые, коралловые, ракушечники и т.д.). Известняки хемогенные и доломиты имеют в основном вторичную пористость. Доломиты, в свою очередь, имеют склонность к интенсивному кавернообразованию и представляют собой, как правило, хороший коллектор.

Такие специфические особенности карбонатных пород-коллекторов затрудняют обоснование подсчетных параметров при подсчете запасов, при проектировании разработки и управлении добычей углеводородов. Обводнение залежей углеводородов в карбонатных коллекторах происходит неравномерно, а традиционные методы разработки месторождений не позволяют охватить большой объем пласта, вследствие чего сложно прогнозировать работу скважин и т.п. Дополнительными сложностями как при исследованиях на данных месторождениях, так и при дальнейшей разработке оказывает наличие активной газовой шапки и подстилающей воды.[1].

Для эффективного освоения таких месторождений необходимо использовать нестандартные подходы по многим направлениям, в том числе петрофизическому моделированию и исследованию керна, Применять специальные комплексы геофизических исследований, изучение разнообразных карбонатных организмов и их морскую среду обитания, изучение волн и течения, которые способны разбивать карбонатные зерна и перемещать фрагменты по дну древнего моря, а также нетипичные подходы к геолого-гидродинамическому моделированию и пр. [2]

Особо важную роль, моделирование играет при изучении основ механизма движения жидкостей и газов в пласте. Известно, что характеристику коллектора можно получить по данным многочисленных точечных определений. Точность экспериментальных и модельных данных можно оценить в случае их тождества. [3]

Уоррен и Рут (1963) разработали идеализированную модель для изучения характерного поведения трещиноватых резервуаров. На рисунке 1 показана модель трещиноватого резервуара, которая до сих пор используется в численном моделировании. Модель двойной пористости является наиболее распространенным способом моделирования естественных трещин.

Эта модель основана на делении резервуара на две основные области: по первичной пористости и вторичной пористости. Основная пористость

представляет собой матрицу, а вторичная пористость указывает на разрушение. [4]

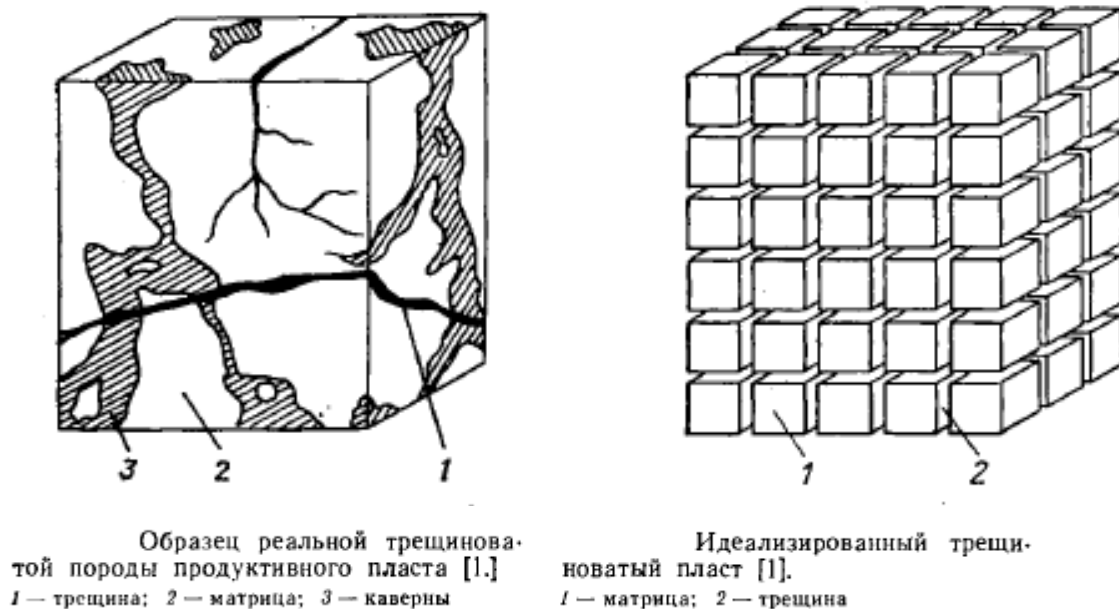


Рис. 1 - Модель двойной пористости (Уоррен и Рут, 1963)

На симуляторе Eclipse100 (в Нанси, 2015г.) мною изучено течение флюида (воды) по резервуару со смешанной пористостью (2 и 3 слой с двойной пористостью) и с тектоническим нарушением.

В зависимости от кинематического типа разрывных нарушений, они могут либо служить путями облегченной вертикальной фильтрации флюидов, либо, наоборот, играть роль непроницаемых экранов на пути горизонтального движения потока. [5]

Протестированы примеры с проницаемой и непроницаемой зоной разлома с различными случаями проницаемости трещины, а также нагнетания воды в разные пласты с добавлением трассера в модель. По данным исследования непроницаемая коровая зона (часть разлома) увеличила давление в резервуаре в 1.05 раз. При нагнетании воды в менее проницаемые пласты течение флюида осуществлялось по более проницаемому верхнему пласту.

Таким образом, понимание важности карбонатных коллекторов и организация их эффективной эксплуатации становятся приоритетными задачами нефтегазовой отрасли, актуальность которых будет сохраняться в ближайшее время. Текущие усилия в сфере эксплуатации залежей углеводородов в карбонатных коллекторах концентрируются на поиске

высопроницаемых зон при заложении новых скважин, применение преимущественно горизонтальных скважин, направленных на оптимизацию добычи неосвоенных запасов и обеспечения эффективности охвата залежей при схемах массивного заводнения. По совокупности перечисленных причин, зоны коллекторов подобного типа с низкими фильтрационно-емкостными свойствами можно отнести к категории трудноизвлекаемых запасов, а это, безусловно, предполагает применение новых технологий и методик разведки и разработки.. В связи с этим, на современном этапе актуальность данной проблемы несомненно весьма высока и трудно переоценить положительное ее решение для дальнейшего эффективного развития нефтегазовой отрасли Казахстана.

Список использованных источников

1. Шерман С.И., Борняков С.А., Буддо В.Ю. Области динамического влияния разломов. - Новосибирск: Наука. - 1983. - 112с.
2. Anderson E.M. Dynamics of faulting. 2-d ed.. - 1951. - 206 p.
3. http://neftegaz.ru/tech_library/view/4675-Kollectory-i-fluidouporu
4. Гзовский М.В. Основные вопросы тектонофизики и тектоника Байджансайского антиклинория. Ч. III и IV. - М.: Недра. - 1963. - 544с.
5. Стоянов С.С. Механизм формирования разрывных зон. - М.: Недра. - 1977. - 144с.

Райкулова Л. Х. (АО «НИПИнефтегаз»)

Трансграничные подземные воды Казахстана

Проблема трансграничных подземных вод в последнее десятилетие находится в центре внимания исследователей-гидрогеологов и, по существу, выделилась в новое направление.

Работы в области трансграничных ресурсов подземных вод в настоящее время имеют достаточно весомые основания. Международные соглашения по трансграничным водным ресурсам и экологии содержат положения о подземных водах.

Казахстан граничит на северо-востоке, севере и северо-западе с Российской Федерацией (протяженность границы 6500 км), на юго-западе с Туркменистаном (375 км) и Республикой Узбекистан (2300 км), на юге с Кыргызской Республикой (1000 км), на востоке – с Китайской Народной Республикой (1460 км). Кроме того, у него есть водные границы по Каспийскому морю с Российской Федерацией и Азербайджаном. Общая протяженность государственной границы Казахстана составляет 12 184 км.

Громадная протяженность линии государственной границы предопределяет большое значение трансграничных подземных водных ресурсов для жизни населения и развития экономики Казахстана и сопредельных государств. Комитет геологии и недропользования уделяет серьезное внимание проблеме трансграничных подземных водных объектов.

В Казахстане выделяется 15 трансграничных водоносных горизонтов, представляющих собой гидрогеологические бассейны второго-третьего порядков (рис.1). Общие характеристики этих горизонтов приведены в табл.1.

Все эти горизонты находятся в сфере внимания уполномоченных органов в связи с международной спецификой управления подземными водными ресурсами. Громадные площади трансграничных водоносных горизонтов в Казахстане требуют оптимизации этого управления.

Таблица 1. Некоторые характеристики трансграничных водоносных горизонтов Казахстана

Горизонт	Сопредельное государство	Протяженность государственной границы, км	Площадь в пределах Казахстана, тыс.км ²	Геологический индекс горизонта
Северо-Казахстанский	Россия	1840	147,6	N-Q; N;p;K
Прииртышский	Россия	1055	97,3	P _{3nk} ; K ₂ ; K ₁₋₂
Зайсанский	Китай	115	30,15	laQ _{II-III} ; apQ _{II-III} ; N ₂ -Q _I
Алакольский	Китай	240	26	aQ _{IV} ; apQ _{I-III}
Жаркентский	Китай	115	11,8	aQ _{II-III} ; apQ _{II-III} ; apQ _I ; N ₂ ; K ₂ - p ₁ ¹
Текесский	Китай	70	1,88	apQ _{II}
Шуйский	Кыргызстан	200	6,29	aQ _{II-IV} ; apQ _{II-III} ; N
Северо-Таласский	Кыргызстан	40	0,792	aQ _{II-IV} ; N ₂ ;
Южно-Таласский	Кыргызстан	54	0,876	aQ _{II-III} ; N ₂ ;
Приташкентский	Узбекистан	394	17,0	K _{2t2} -sn; K _{1-2al} -s
Сырдаринский	Узбекистан	960	189	N ₂ -Q _I ; K ₂ ; K ₁₋₂
Амударинский	Узбекистан	700	122,5	Q;K;J;T
	Туркменистан	350		
Прикаспийский	Россия	1680	75,0	mQIIIhv; aQ; N ₂ ; K ₂
Сыртовский	Россия	212	2,41	aQ; p ₁ ; K ₂
Южно-Предуральский	Россия	106	9,51	aQ; K _{1-2al} -s; J; P-T

Очередность мероприятий по совершенствованию методов управления трансграничными подземными водными ресурсами определяется рисками опасности возникновения трансграничных проблем.

Ранжирование таких рисков выполнено на основе разработанных критериев (табл.2). Отметим, что речь идет о трансграничных проблемах, связанных с состоянием качества и количества подземных вод, когда снижаются ресурсы и запасы подземных вод за счет эксплуатации или иных

мероприятий на сопредельной стороне, либо когда загрязненные подземные воды поступают через границу на сопредельную сторону.

Именно в этом случае методы управления подземными водными ресурсами приобретают определенную трансграничную (межгосударственную) специфику.

Как показали исследования, степень риска возникновения трансграничных проблем, затрагивающих подземные воды, в первую очередь определяется типом коллектора трансграничных подземных вод.

Таблица 2. Категории риска опасности возникновения трансграничных проблем, затрагивающих подземные водные объекты

Категория	Характеристика категории	Трансграничные водоносные горизонты
1	Риск возникновения трансграничных проблем практически отсутствует	Горизонты с трещиной проницаемостью, Амударьинский
2	Возможно возникновение трансграничных проблем при интенсификации эксплуатации подземных вод или продвижении очага загрязненных подземных вод на территорию сопредельного государства	Северо-Казахстанский Зайсанский Алакольский Жаркенсткий текесский Шуйский Северо-Таласский Южно-Таласский Сырдарьинский Сыртовский Южно-Предуральский
3	Трансграничная проблема неизбежно возникнет при хозяйственном освоении месторождений подземных вод и требует предварительного согласования всех аспектов водопользования до начала освоения месторождения	Прикаспийский (Кояндинское трансграничное месторождение подземных вод)
4	Трансграничная проблема существует и требует решения	Прииртышский Приташкентский

Трещинные трансграничные водоносные горизонты распространены, как правило, в горной местности. Граница проходит по водоразделам, по руслам рек или пересекает горные реки. Малая населенность территории и, как следствие, низкая интенсивность эксплуатации подземных вод не способствуют возникновению рисков трансграничных проблем. Эти подземные водные объекты характеризуются рисками 1-й категории.

Исключением могут служить карбонатные геологические структуры, содержащие трещинно-карстовые воды. Однако государственная граница Казахстана такие структуры не пересекает.

Поровые трансграничные водоносные горизонты распространены на территории, где государственная граница проходит по равнинам. В Казахстане они обычно образуют единую водоносную систему из водоносных горизонтов и разделяющих их водоупоров. Основные риски категории 2-4 возникновения трансграничных проблем связаны именно с такими системами.

В трансграничных водоносных горизонтах 2-й категории рисков по обеим сторонам границы существуют подземные водные объекты, ресурсы которых уже используются или могут быть использованы. Например, в трансграничных с Кыргызстаном горизонтах разведаны месторождения подземных вод. Их эксплуатация будет влиять на подземные ресурсы сопредельной стороны.

Трансграничные подземные водные объекты 3-й категории риска - не эксплуатируемые месторождения подземных вод, например Кояндинское.

Современная государственная граница проходит непосредственно через территорию месторождения, но оно до сих пор не введено в эксплуатацию.

Хорошо известны риски 4-й категории. Государственная граница с Узбекистаном пересекает Приташкентской артезианский бассейн. В Приташкентском артезианском бассейне в водоносном альб-сеноманском комплексе (пески и песчаники) разведано Сарыагашское месторождение

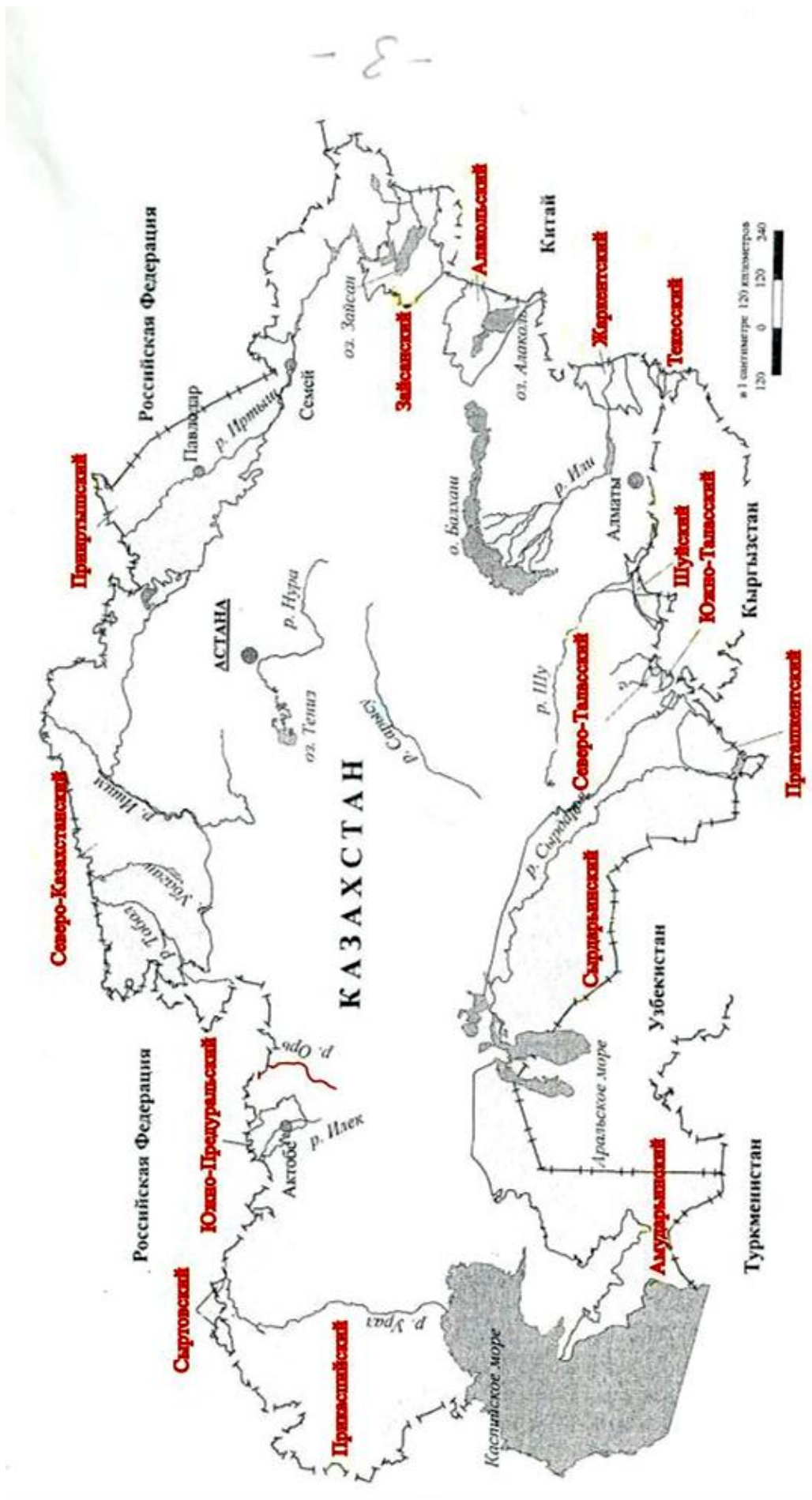


Рис. 1 - Трансграничные бассейны подземных вод Казахстана второго третьего порядков

термоминеральных вод. Эксплуатационные запасы месторождения утверждены ГКЗ СССР (протокол №9179 от 18.02.83 г.) в количестве 1,904 тыс. м³/сут на территории Казахстана и 2,044 тыс. м³/сут в пределах Узбекистана. Расчетный срок работы месторождения истек и требуется переоценка его запасов.

Прииртышский бассейн является трансграничным с Российской Федерацией. Водоносный верхнемеловой комплекс интенсивно эксплуатируется в России для водоснабжения крупных городов (Новосибирск, Барнаул и др.). По данным мониторинга состояния подземных вод, проводимого Российской Федерацией, депрессионная воронка достигла размеров 50 000 км² и распространилась на территорию Казахстана (рис.2).

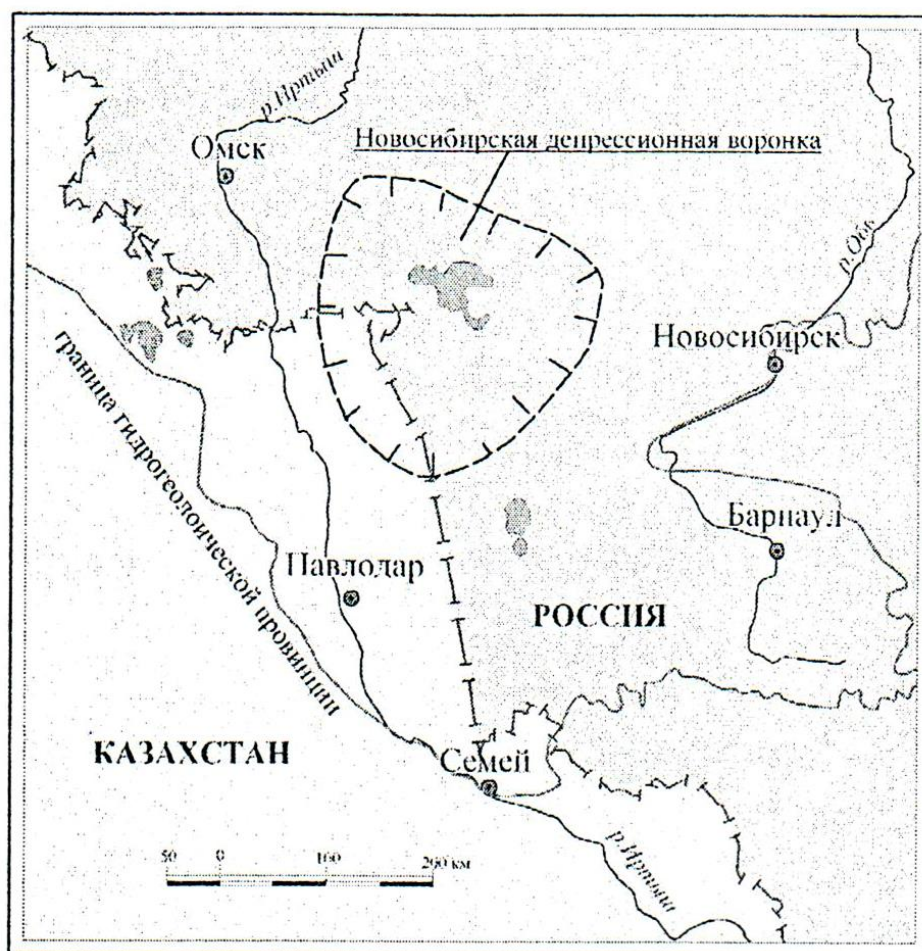


Рис. 2 - Фрагмент Карты состояния подземных вод территории Российской Федерации

Данные государственного мониторинга подземных вод Республики Казахстан (ГМПВ) также указывают на снижение уровня подземных вод (рис.3).

Информационное обеспечение управления подземными водными ресурсами осуществляется с помощью системы мониторинга

трансграничных подземных водных объектов. В основе выбора методов оценки и мониторинга трансграничных подземных вод лежит типизация трансграничных подземных водных тел, которая позволяет оптимизировать цели, задачи и программы мониторинга.

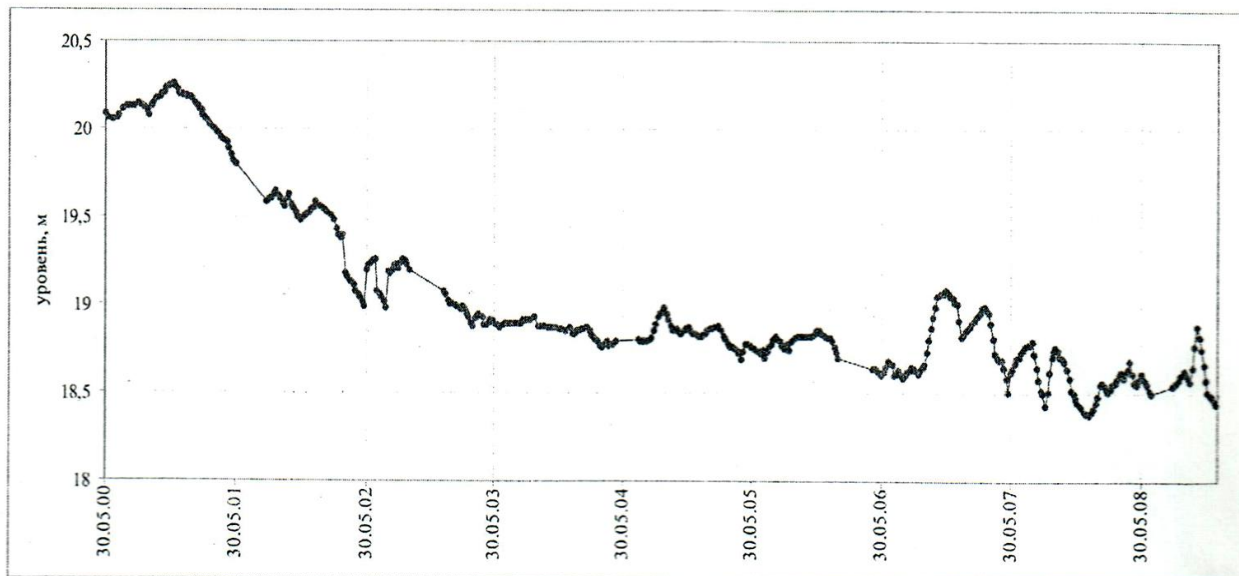


Рис. 3 - Режим уровня подземных вод скв. 38 (пост 15 Щербактинский)

Трансграничный бассейн (горизонт) подземных вод, как объект обобщения, является объектом мониторинга республиканского уровня, а как объект изучения - объектом мониторинга регионального и/или локального уровня.

Главной целью ведения ГМПВ трансграничных бассейнов подземных вод является информационное обеспечение управления ресурсами и использованием подземных вод с учетом трансграничных аспектов.

ГМПВ трансграничных бассейнов подземных вод должен быть увязан, прежде всего, с соглашениями, которые заключаются на основе Конвенции по охране и использованию трансграничных водотоков и международных озер или других международных договоров и директив.

Наблюдательная сеть ГМПВ трансграничных бассейнов подземных вод включает государственные фоновую, региональную и локальную (специализированную) сети пунктов наблюдений.

В соответствии с целями и задачами ГМПВ трансграничных бассейнов мониторинг подземных вод разделяется на 4 вида:

региональный (базовый) мониторинг является составной частью ГМПВ на объекте регионального уровня с учетом трансграничных аспектов объекта; он позволяет установить базовое (исходное) состояние для определения тенденций, вызываемых «нелокальными» видами антропогенного и естественного воздействия;

мониторинг экологических функций и видов использования применительно к трансграничным подземным водам предполагает, что сопредельные стороны должны устанавливать и согласовывать виды использования и экологические функции подземных вод в трансграничном бассейне подземных вод;

мониторинг раннего предупреждения и наблюдения осуществляется на основании анализа трансграничных проблем, в результате которых может происходить изменение количественного и качественного состояния подземных вод трансграничного водоносного горизонта/бассейна, в том числе и на сопредельной стороне;

специальный мониторинг проводится при обосновании его необходимости на конкретных очагах загрязнения, при изучении взаимосвязи поверхностных и подземных вод и др.

Таким образом, изучение трансграничных подземных вод в настоящее время является весьма актуальной научно-производственной проблемой. Для всех трансграничных водоносных горизонтов как новых объектов ГМПВ требуются обоснование и разработка проектов развития наблюдательной сети и программ введения ГМПВ. Для трансграничных водоносных горизонтов 2-4 категорий рисков опасности возникновения трансграничных проблем необходимы совместная с сопредельными странами разработка математических моделей и определение эксплуатационных возможностей трансграничных водоносных горизонтов.

Список использованных источников

1. Месторождения подземных вод Казахстана: Справочник. - Алматы. - 1999.
2. Республика Казахстан. Т.1. Природные условия и ресурсы. - Алматы, - 2006. - 506 с.

Чагай Н.В. (АО «НИПИнефтегаз»)

Определение водонасыщенности пород в зоне капиллярного подъема воды по кривым капиллярного давления

Чтобы определить водонасыщенность пород в зоне капиллярного подъема воды, надо иметь кривые капиллярного давления (ККД(лаб)), полученные экспериментальным путем по образцам пород, пористость (K_p) которых изменяется во всем диапазоне изменения K_p изучаемого объекта, уровень свободной воды (УСВ), поверхностное натяжение (σ) и характеристику смачивания поверхности твердого тела флюидами, в частности угол смачивания (Θ), плотность пластовой воды (ρ_v) и нефти (ρ_n), как для лабораторных условий, так и для условий пласта.

Необходимо все имеющиеся ККД(лаб) разделить на классы, например, по диапазонам K_p . В этом случае полезен анализ зависимости остаточной водонасыщенности ($S_{во}$) от K_p (рис.1), что позволяет выбрать оптимальные диапазоны K_p – более узкие на участке кривой со значительным снижением $S_{во}$ при небольшом изменении K_p и более широкие на пологом участке кривой (табл.1). В качестве примера использованы результаты определения кривых капиллярного давления методом центрифугирования карбонатного коллектора одного из месторождений Западного Казахстана.

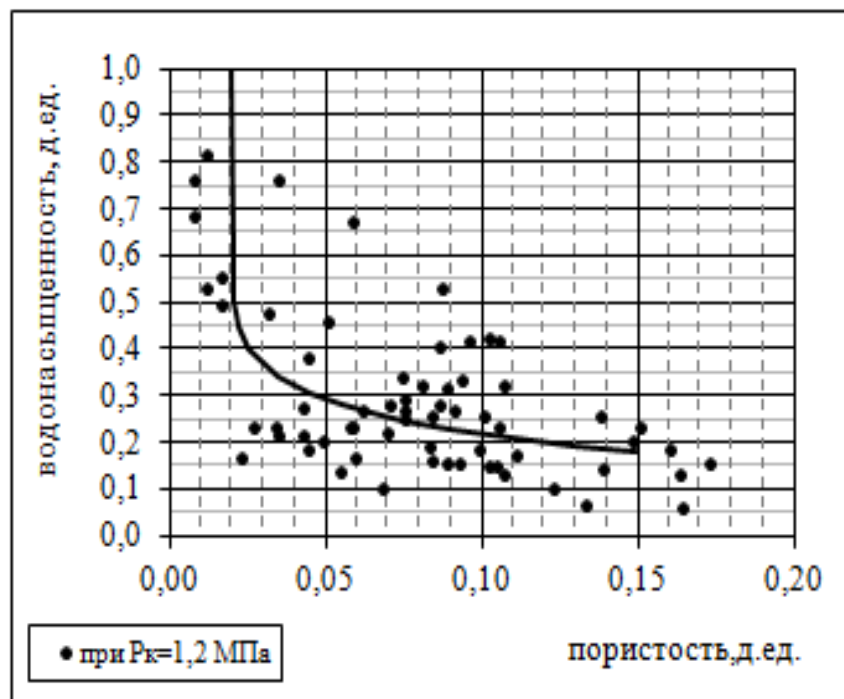


Рис. 1 - Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости

Таблица 1. Среднее значение остаточной водонасыщенности в принятых диапазонах пористости

K _п , д.ед.	0,02	0,02- 0,03	0,03- 0,04	0,04- 0,05	0,05- 0,06	0,06- 0,07	0,07- 0,08	0,08- 0,1	0,1- 0,12	0,12- 0,14	0,14- 0,16
	0,02	0,025	0,035	0,045	0,055	0,065	0,075	0,09	0,11	0,13	0,15
S _{во} , д.ед.	1	0,397	0,342	0,306	0,280	0,260	0,244	0,225	0,206	0,191	0,180

ККД_(лаб) (рис.2) подразделены на классы в соответствии с выбранными диапазонами K_п. В каждом классе подбирается усредняющая ККД с учетом того, чтобы соблюдалось постепенное изменение усредняющих ККД с увеличением K_п. При этом может случиться, что принятое значение S_{во} (табл.1) будет достигнуто при более высоком (в диапазонах с низкой K_п) или более низком (в диапазонах с высокой K_п) значении капиллярного давления (P_{к(лаб)}).

Таким образом создается комплект усредняющих ККД, каждая кривая описывается уравнением, как правило, вида P_{к(лаб)}=A×S_в^B (рис.3а).

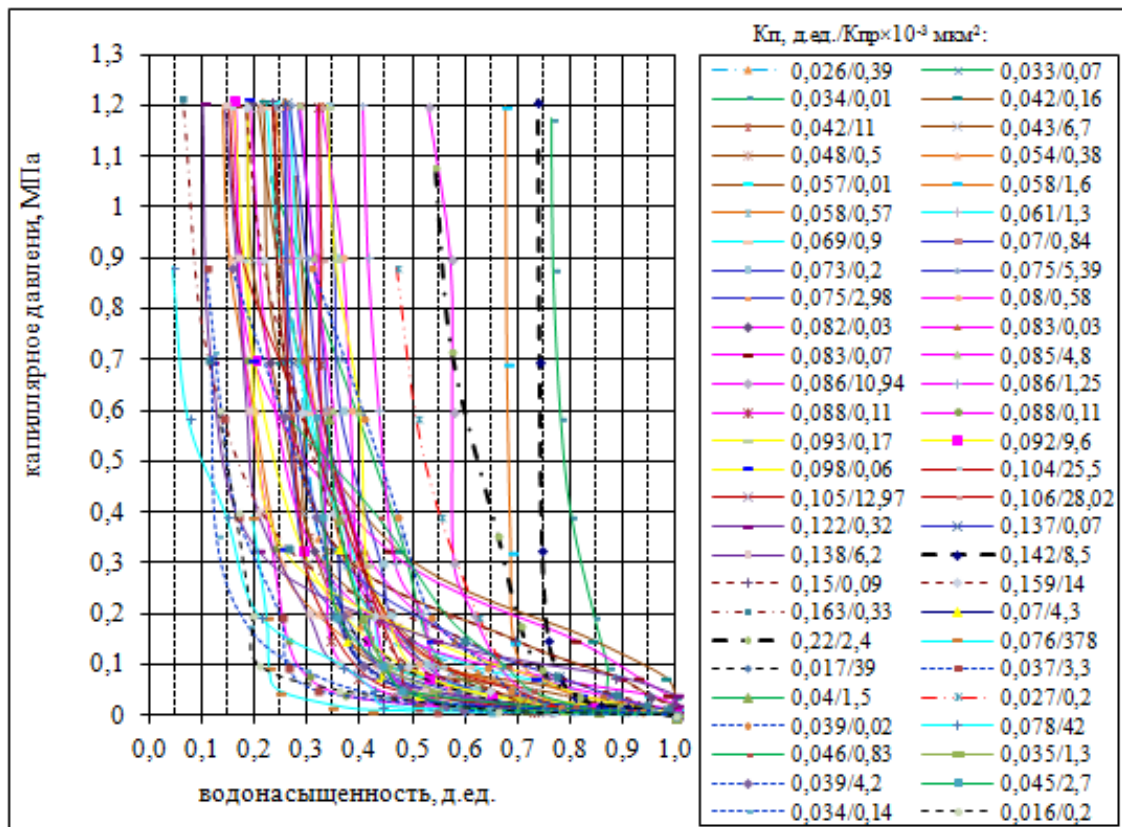


Рис. 2 - Экспериментальные кривые капиллярного давления

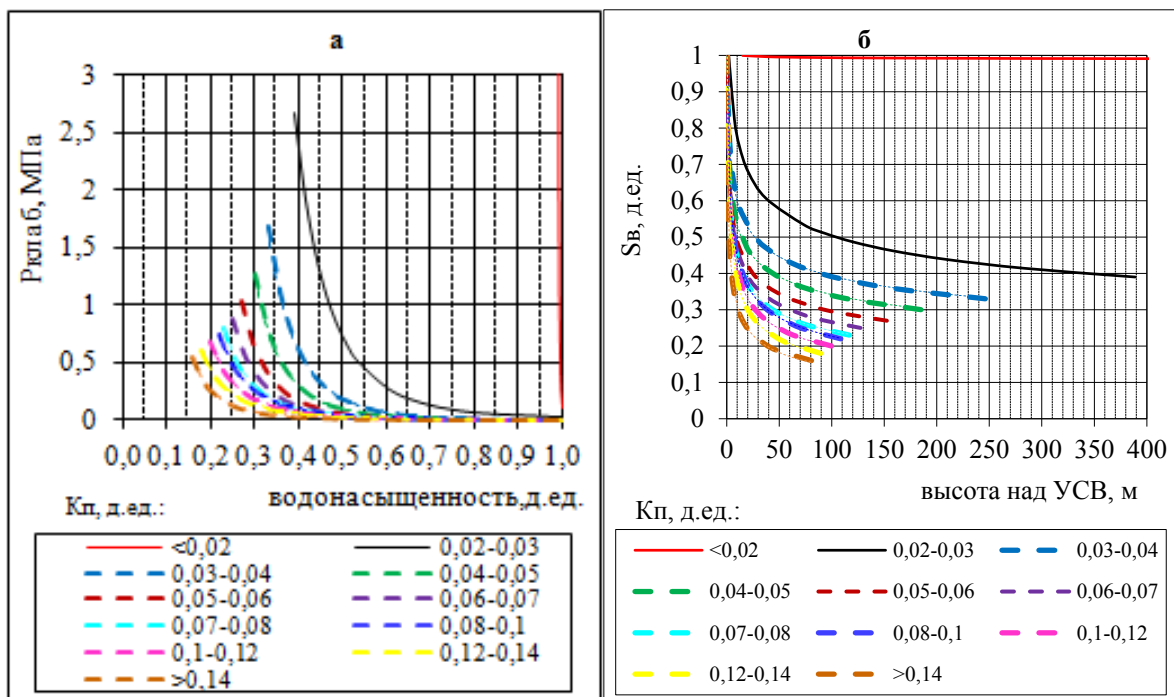


Рис. 3 - Комплект усредненных в диапазонах пористости кривых капиллярного давления: экспериментальных (а) и в условиях пласта (б)

Усредняющие ККД вида $P_k(\text{лаб})=A \times S_v^B$ должны быть пересчитаны в кривые $S_v=a \times H^b$ (H – высота над УСВ) (рис.3б). Для определения H^{max} использовано значение $S_{\text{во}}$ (табл.1), на высоте выше H^{max} водонасыщенность для пород каждого диапазона K_p остается постоянной и равной $S_{\text{во}}$.

Расчет выполняется по соотношениям (P_k (МПа); σ (Н/м); Θ ($^\circ$); H (м); ρ (кг/м³):
 $P_k^{\text{пл}}=P_k^{\text{лаб}} \times (\sigma^{\text{пл}} \times \cos \Theta^{\text{пл}} / \sigma^{\text{лаб}} \times \cos \Theta^{\text{лаб}})$,
 $H=P_k^{\text{пл}} / ((\rho_v - \rho_n) \times 10^5)$.

Часто выбор значений $\sigma^{\text{пл}}$ и $\Theta^{\text{пл}}$ вызывает затруднение, так как эти величины редко определяются для конкретных условий, чаще определяют смачиваемость. Обычно для условий пласта для гидрофильных пород принимается $\Theta^{\text{пл}}=30^\circ$, для значительного числа месторождений, сложенных карбонатными породами преимущественно гидрофобных до нейтральных и слабо гидрофильных. Для пород с нейтральной смачиваемостью $\Theta^{\text{пл}}=90^\circ$.

Более обоснованное значение $\Theta^{\text{пл}}$ можно принять, анализируя изменение водонасыщенности, определенной по результатам интерпретации данных ГИС (например, по методу Арчи), по высоте над УСВ в скважинах, вскрывших наиболее однородные по условиям образования и структуре отложения. Сопоставление в выбранных диапазонах пористости высоты капиллярного подъема воды по каротажным данным и по усредненным ККД позволяет выполнить оценку $\Theta^{\text{пл}}$. В данном примере для расчета H и $P_k^{\text{пл}}$ использованы $\sigma^{\text{лаб}}/\sigma^{\text{пл}}=46/32$ Н/м, $\Theta^{\text{лаб}}/\Theta^{\text{пл}}=30/50^\circ$.

Таким образом, анализ результатов исследования пород, выполненный методом капиллярметрии или центрифугирования, позволяет получить, с одной стороны, оценку изменения водонасыщенности пород (по классам пород,

дифференцированных по какому-либо свойству) по высоте над УСВ. С другой стороны, можно оценить достаточность достигнутого в экспериментах значения $P_k(\text{лаб})$, откорректировать методику экспериментов и уточнить значения $P_k(\text{лаб})$, необходимые для достижения $S_{\text{во}}$ для пород с различными свойствами.

УДК 001.89:622.276.031.011.433

Чагай Н.В. (АО «НИПИнефтегаз»)

**Структура пустотного пространства и граничное значение
проницаемости по результатам изучения пород методом ртутной
порометрии**

Анализ выполнен для карбонатного коллектора одного из месторождений Западного Казахстана. Используются результаты изучения керна из 4 скважин (условно А, Б, В, Г). Продуктивные отложения представлены известняками, доломитами и промежуточными разностями. Породы характеризуются широким разнообразием карбонатных структур, определяющихся условиями образования. В некоторых интервалах сохранены литологические структуры, другие изменены под влиянием диагенеза. Это обусловило разнообразное строение пустотного пространства, представленного (в объеме стандартного образца пород) порами, микрокавернами, микротрещинами. Данное обстоятельство находит отражение в соотношениях проницаемость пород для газа ($K_{\text{пр}}$)-пористость ($K_{\text{п}}$), демонстрирующих многократное изменение $K_{\text{пр}}$ при одном значении $K_{\text{п}}$ (рис.1а). По керну указанных скважин выполнены исследования методом ртутной порометрии ($P_k(\text{Hg})$) (рис.1а, красные точки).

Сопоставление $K_{\text{пр}}-K_{\text{п}}$ ($K_{\text{пр}}$, $K_{\text{п}}$ – расчетные по данным $P_k(\text{Hg})$) для образцов, исследованных методом ртутной порометрии (рис.1б), также отражает присущее общей выборке образцов многократное изменение $K_{\text{пр}}$ при одном значении $K_{\text{п}}$. Для исследованных образцов по соотношению $K_{\text{пр}}-K_{\text{п}}$ выделяются 3 группы образцов, которым соответствуют 3 вида распределения радиусов “перезимов” пор ($r_{\text{пор}}$) (рис.2).

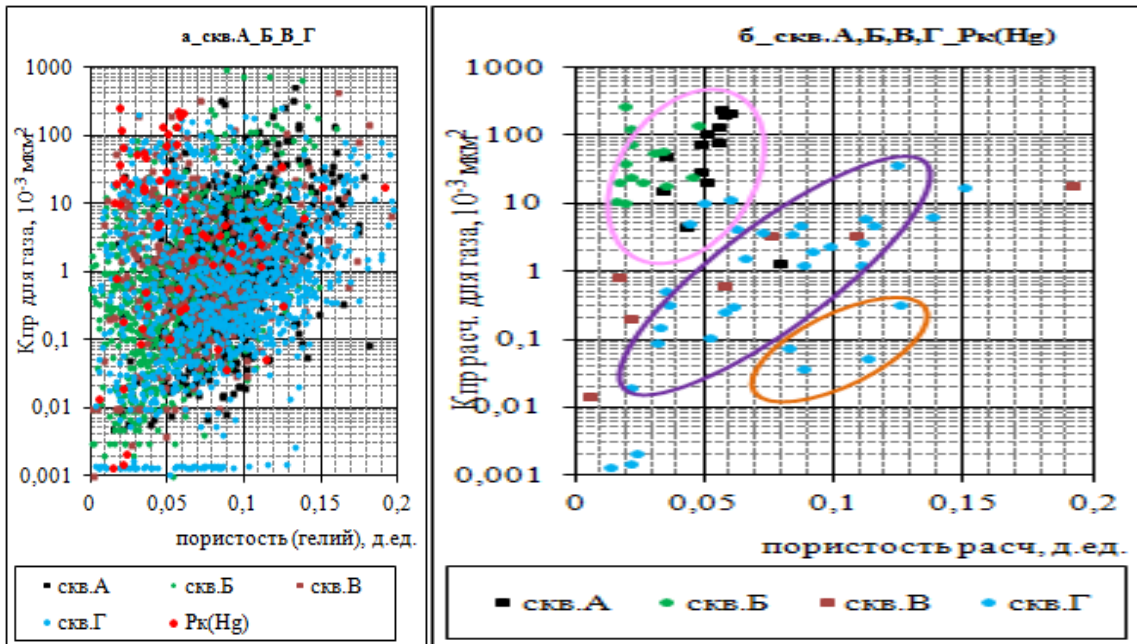
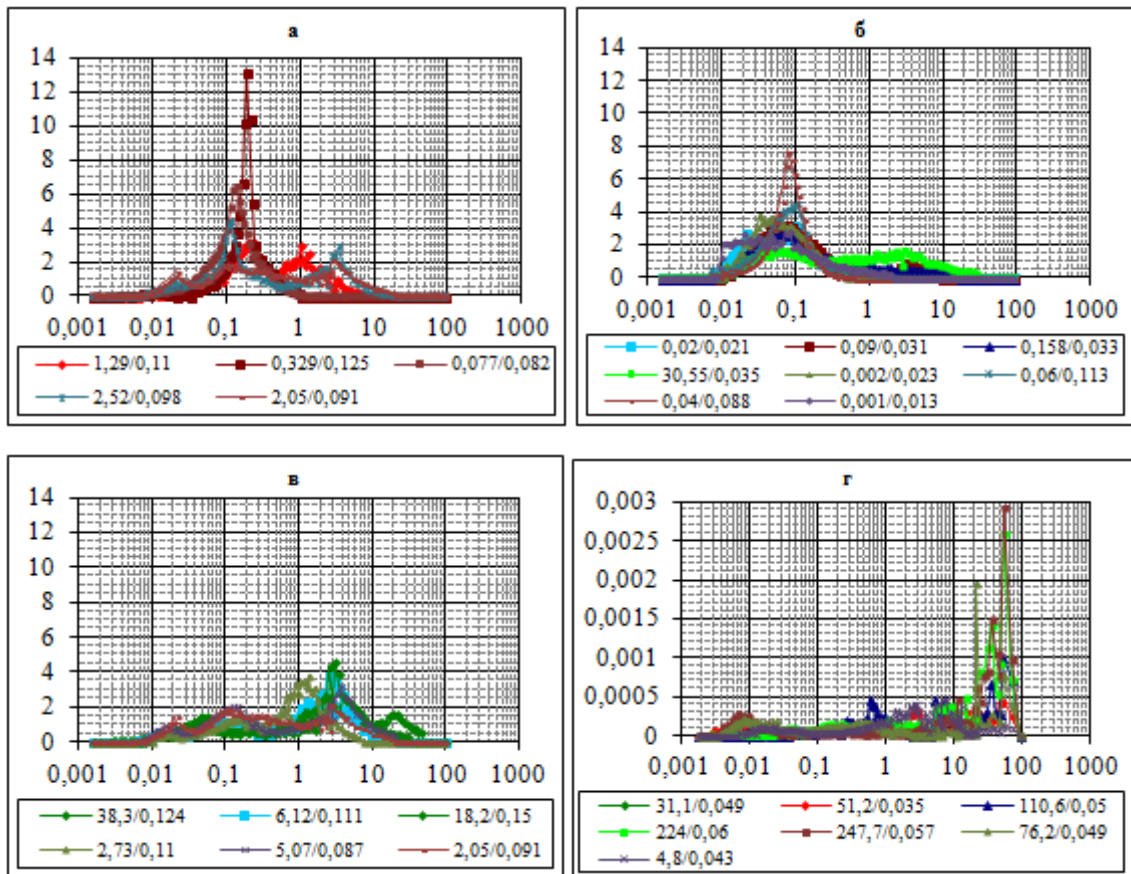


Рис. 1 - Сопоставление проницаемости и пористости пород



По оси X – радиус пор, мкм; по оси Y – насыщенность ртутью в % от объема пор (а,б,в), насыщенность ртутью в см³/г (г); шифр кривых: $K_{пр} \times 10^{-3}$ мкм²/ K_p , д.ед.

Рис. 2 - Характерные кривые распределения пустот по радиусу пор по данным ртутной порометрии

Для пород нижней группы образцов (в оранжевом овале), как и для образцов с наиболее низкими емкостно-фильтрационными свойствами (ФЕС) из средней группы (в фиолетовом овале) с рисунка 1б, характерно преобладание пустот, $r_{\text{пор}}$ которых составляет $< 0,5$ мкм (рис.2а,), для средней группы образцов с более высокими ФЕС – $r_{\text{пор}}$ преобладающих пустот составляет 0,5-10 мкм (рис.2в), и для верхней (в розовом овале) группы образцов – $r_{\text{пор}}$ преобладающих пустот составляет более 10 мкм (рис.2г).

В настоящее время многие исследователи придерживаются мнения, что поровая система остается взаимосвязанной и в ней имеются условия для формирования потока флюидов в объеме пор равном 35% от общего объема пор, определяемого по данным исследований методом ртутной порометрии.

Дейлом Винландом (Dale Windland) было установлено, что $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{пр}}$ пород наилучшим образом сопоставляются с радиусом “перезима” пор (R35), который соответствует 35% насыщенности пустотного пространства ртутью (рис.3). Метод Винланда – метод R35 используется для определения эффективной толщины продуктивных интервалов, а также граничных значений $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{пр}}$. Д. Винландом в качестве граничного значения $r_{\text{пор}}$ был принят радиус равный 0,5 мкм, так как он наблюдал, что породы “сухих” интервалов характеризуются $r_{\text{пор}} < 0,5$ мкм и в “приточных” – $\geq 0,5$ мкм.

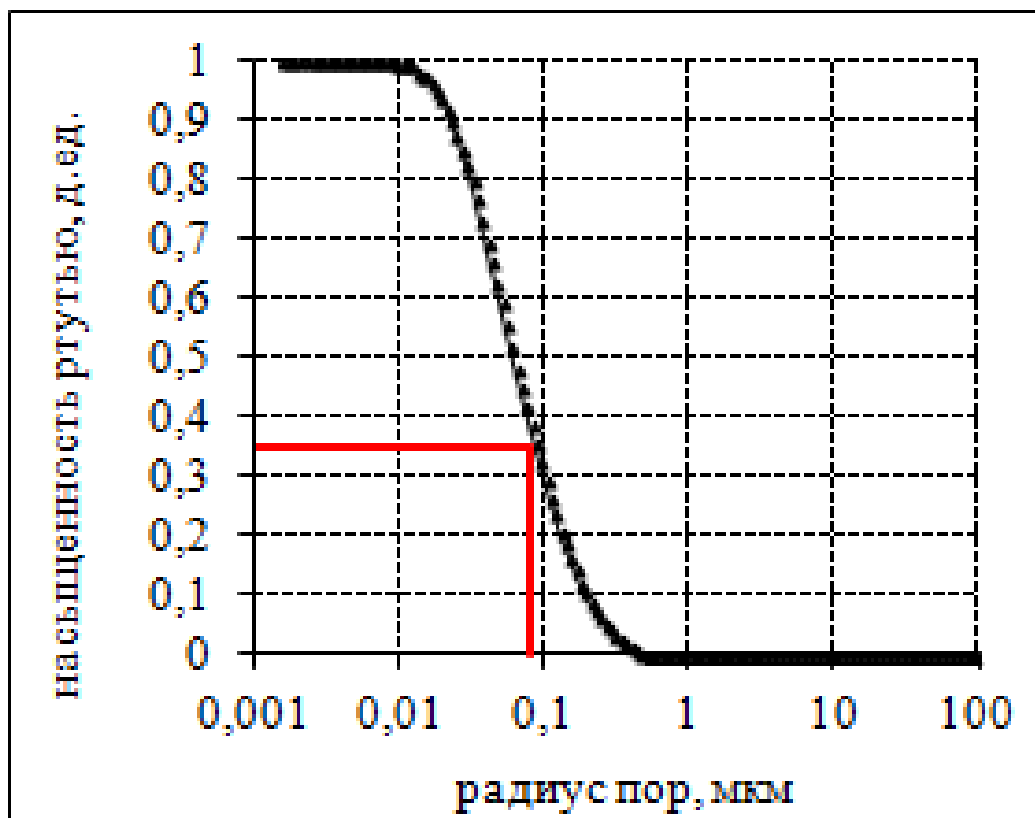


Рис. 3 - Схема кривых насыщения пустотного пространства ртутью

Для всех исследованных методом ртутной порометрии образцов определен параметр R35, то есть радиус “пережимов” пор, соответствующий 35% насыщению пустотного пространства ртутью. По соотношению $K_{пр}$ -R35 также выделяются 3 группы образцов (рис.4а), тогда как соотношение $K_{пр}$ - R35 описывается единой зависимостью с высоким коэффициентом корреляции (R^2), достаточным для практического использования установленной зависимости (рис.4б)

$$R35 = 0,8646 \times K_{пр}^{0,492} \quad (R^2 = 0,78).$$

По данной зависимости R35- $K_{пр}$ при $r_{пор} = 0,5$ мкм проницаемость составляет $0,4 \times 10^{-3}$ мкм². Значение $K_{пр} = 0,4 \times 10^{-3}$ мкм² является минимально достаточным, чтобы система пустот оказалась взаимосвязанной и в ней имелись условия для формирования потока флюидов. Широкий диапазон изменения $K_{пр}$ по образцам, характеризующимся $R35 \Rightarrow > 0,5$ мкм, объясняет наличие или отсутствие притока в широком диапазоне пористости

($K_{пр}^{кэрн} = 0-0,15$ д.ед.) опробованных интервалов пород.

Таким образом, описанный способ позволяет определить граничное значение проницаемости, когда в достаточном объеме выполнены исследования пород методом ртутной порометрии и отсутствуют результаты изучения эффективной проницаемости (проницаемости для флюида при остаточной водонасыщенности) в условиях пласта. Граничное значение $r_{пор}$, принятое Д. Винландом равным 0,5 мкм, следует уточнять для условий конкретного пласта.

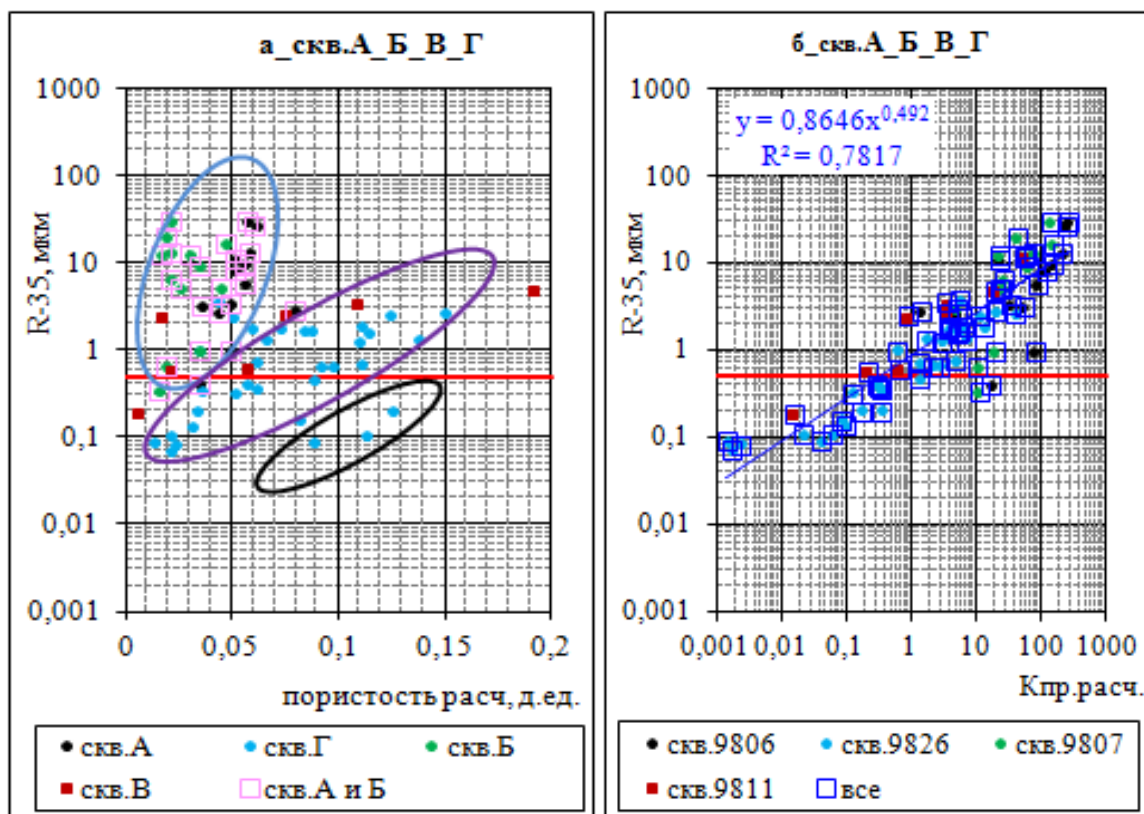


Рис. 4 - Зависимость параметра R35 от пористости (а) и проницаемости (б)

Чагай В.Г., Кышко И.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Геологическое строение Каспийского моря

Каспийское море - самое большое бессточное озеро земного шара, которое расположено на границе двух материков: между Европой (западный берег) и Азией (восточный берег). Название ему дано в середине XVI века по имени народа **каспи**, живущего в Закавказье. На протяжении веков у моря были различные названия, которые ему присваивали народы, жившие вокруг его: Хазарское, Хвалынское и т.д.

Каспийское море имеет океаническое происхождение - его ложе сложено земной корой океанического типа. Оно сформировалось примерно 10 миллионов лет назад (в конце неогенового периода), когда ранее закрытое Сарматское море, потерявшее связь с мировым океаном, разделилось на две части - на Каспийское и Чёрное море.

Протяженность Каспийского моря с севера на юг 1500 км. Самое широкое место - 435 км, а самое узкое - 193 км. Длина береговой линии - 7000 км. В него впадает 130 рек, из которых Волга – самая крупная, а кроме того, Урал, Терек, Сулак, Самур, Кура и др., причем все они расположены на севере и западе Каспийского моря. В акватории Каспийского моря располагаются 50 крупных и средних островов (рис. 1).

Каспийское море в физико – географическом отношении и по характеру подводного рельефа делится на 3 участка, отделенные друг от друга Мангышлакским и Апшеронским порогами: Северный, Средний и Южный (рис. 2). Условная граница между Северной и Средней частями проходит по линии остров Чечень - мыс Тюб-Караган, между средней и южной - по линии остров Жилой - мыс Куули.

Северный участок – морской шельф, практически затопленная часть Прикаспийской низменности, занимает 25% площади Каспийского моря. Максимальная глубина составляет 26 м, а большая часть (70%) занята глубинами менее 5 м и на его долю приходится 1% от общего объема воды.

Средний участок – крупная Дербентская впадина, расположенная между Манагышлакским и Апшеронским порогами (рис. 1), смещенная к западному берегу. Длина впадины около 500 м, ширина 250-300 км, максимальная глубина – около 800 м. На данный участок приходится 36% площади Каспийского моря. В пределах Среднего Каспия средняя глубина морского дна достигает 190 м, на него приходится 33% от общего объема воды.

Южный участок – отделен от среднего Апшеронским порогом, являющимся продолжением Большого Кавказа, при этом глубины над порогом не превышают 180 м.

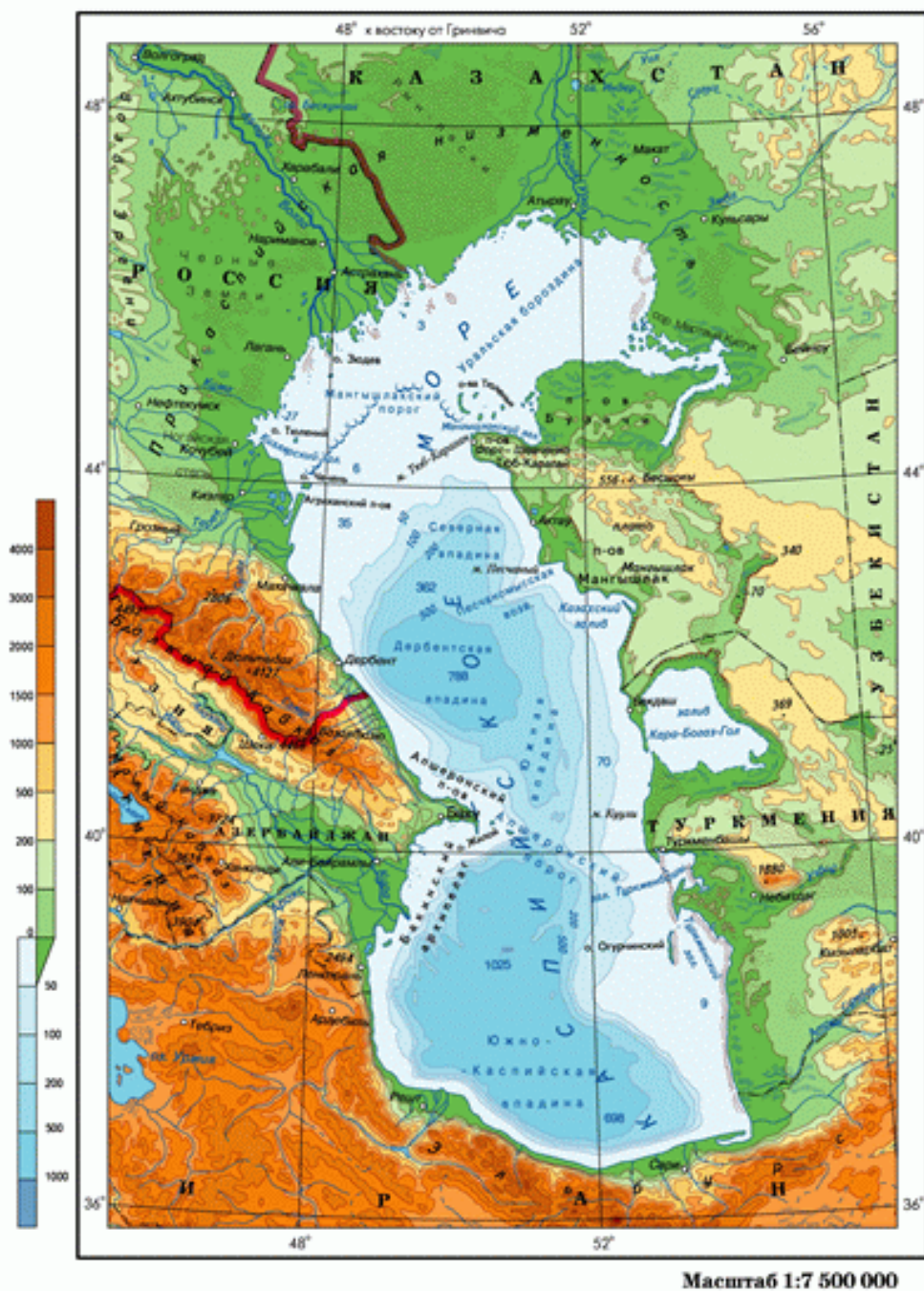


Рис. 1 - Геологическое строение акватории Каспийского моря

Площадь данного участка составляет 39% от всей площади Каспийского моря и на его долю приходится 66% всей водной массы.

Наиболее глубоководной частью является Южно-Каспийская впадина с максимальной глубиной 1025 м, расположенной вдоль дельты Куры. Над дном котловины поднимается несколько подводных хребтов высотой до 500 м, на вершинах которых расположены грязевые вулканы.

Площадь Каспийского моря постоянно меняется, соответственно изменению уровня воды, примерно через каждые 70-100 лет (с 1929 г. этот уровень понизился на 2,5 м, что вызвало сокращение площади с 422000 км²

до 385000 км² в 2000 г.). Площадь и объем воды Каспийского моря зависят от колебаний уровня воды, в настоящее время – уровень примерно на отметке минус 27 м ниже уровня Мирового океана.

Водоем характеризуется частично пресной водой, частично солоноватой. По гидрохимическому составу он отличается как от морской воды, так и от вод внутриконтинентальных бессточных озер.

Берег северной части моря сильно изрезан. Здесь расположены заливы Кизлярский, Аграханский, Мангышлакский и множество бухт. В море выступают полуострова: Аграханский, Бузачи, Тюб-Караган, Мангышлак. В этой части акватории расположены крупные острова: Тюлений, Кулалы.

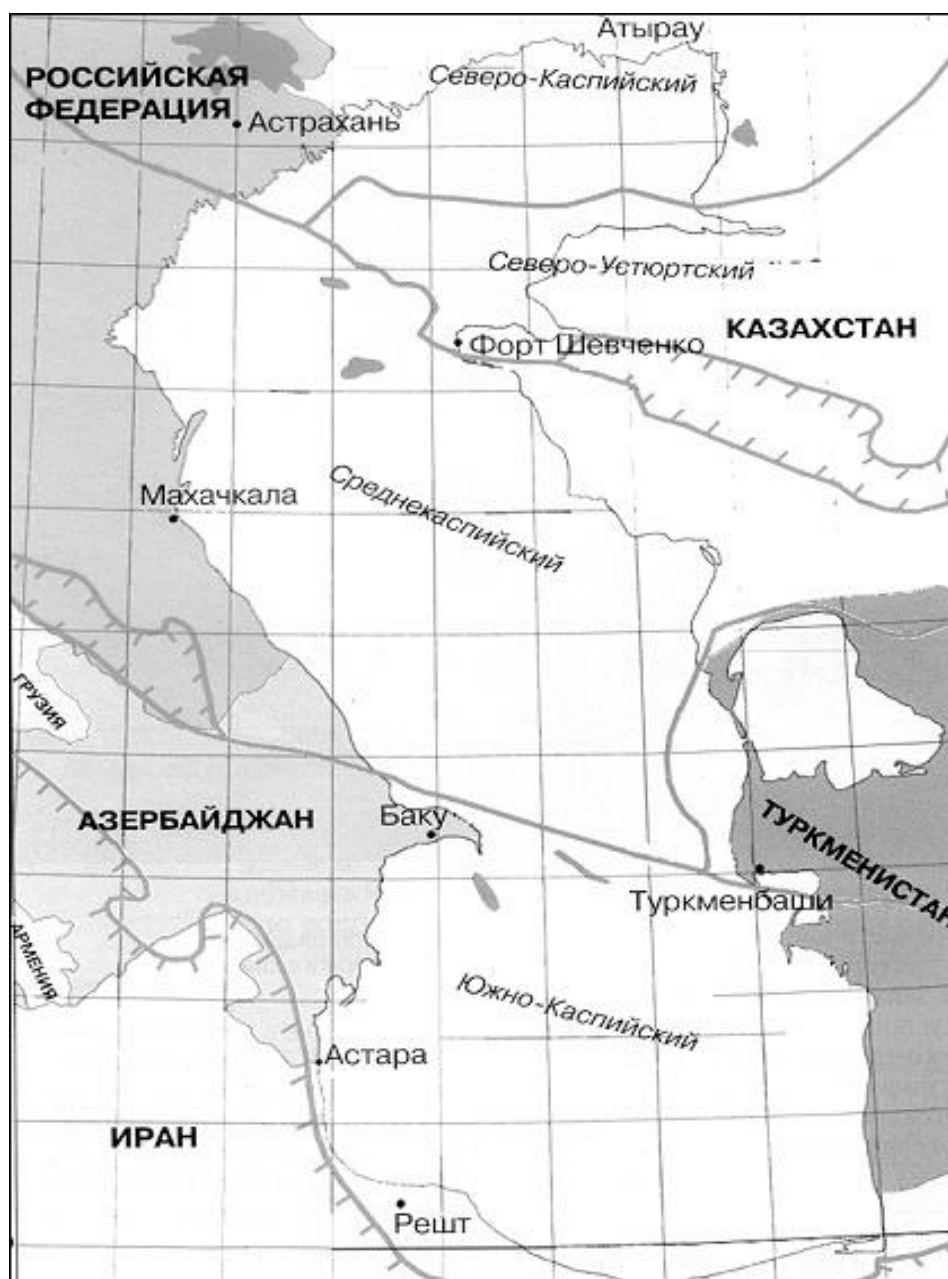


Рис. 2 - Границы разделов между Северный, Средний и Южный Каспием

Для береговой линии дельт Волги и Урала характерно наличие множества островков и протоков, наличие мелких островов и банок присуще и другим участкам береговой линии. На западном побережье среднего участка расположен Апшеронский полуостров, к востоку от которого выделяются острова и банки Апшеронского архипелага, среди них наиболее крупный – остров Жилой. На восточном берегу выделяется Казахский залив с бухтой Кендырли и несколько мысов. Самым крупным заливом на этом берегу является Кара-Богаз-Гол.

Южнее Апшеронского полуострова лежат острова Бакинского архипелага, происхождение которых, а также некоторых банок у восточного побережья южной части моря, связано с деятельностью подводных грязевых вулканов, лежащих на дне моря. На восточном берегу есть крупные заливы Туркменбашы и Туркменский, а вблизи от них остров Огурчинский.

Из всех перечисленных полуостровов выделяются два: Апшерон и Мангышлак - продолжение горных хребтов Кавказа и Каратау. Там, где они обрываются в море мысами, находятся сбросы так называемой «плотины» (подпирает воздушный поток), где свирепствуют особенно сильные шторма, слабеющие по мере удаления в море. Подобный эффект наблюдается еще в одном месте (район Махачкалы) – здесь Прикаспийская низменность упирается в первую гряду отрогов Кавказского хребта.

Осадочный чехол Каспия, в пределах выделенных частей, различается составом пород, их мощностями, а также диапазоном и полнотой стратиграфических подразделений. *Каспийское море* с севера на юг пересекает разновозрастные области складчатости.

Основные структурно-тектонические элементы на территории северной части Каспийского моря наследуют простираение и продолжение с двух сторон: с запада, со стороны Скифской плиты и с востока, со стороны Туранской плиты, сочленение которых, вероятно, проходит в срединной субмеридиональной Аграхано-Атыраусской зоне глубинных разломов. Со стороны Скифской плиты (с севера на юг) выделяются: погребенный вал Карпинского, Восточно-Манычский прогиб, Прикумско-Тюленевский вал, Терско-Каспийский краевой прогиб. Со стороны Туранской плиты (с востока на запад) - Бузачинское поднятие, Южно-Бузачинский прогиб, Мангышлакская зона поднятий, Мангышлакско-Устюртская синеклиза и Карабогазский свод. Северная часть Каспийского моря расположена на докемрийском основании и находится в южной части Прикаспийской синеклизы Восточно-Европейской платформы. Северный Каспий состоит из целого ряда структурно-тектонических элементов соляно-купольного типа, расположенных в пределах водных границ – Астраханский свод, Приморское поднятие, Северо-Каспийское поднятие, а также Эмбенское поднятие.

Центральная часть Каспийского моря соответствует эпигерцинской Скифско-Туранской плите, где расположены Средне-Каспийский свод и Казахская впадина. Акватория Среднего Каспия, в основном, состоит из Махачкалинско-Мангышлакского района со средними глубинами (в основном 300 – 600 м). На севере его располагается кряж Карпинского с Бузачинским выступом, ограниченные региональным разломом. Южнее протягивается Манычская зона прогибов, заканчивающаяся на востоке Мангышлакским поднятием, на юго-востоке - Средне-Каспийский свод, переходящий в Северо-Туркменскую опущенную зону. С юга отчетливо обозначается Карабогазский свод. Все перечисленные структуры расположены на Скифской плите отдельными элементами, на самом далеком юге, протягивается, краевой Терско-Каспийский прогиб. Весь вскрытый разрез Скифской плиты свидетельствует об отсутствии существования крупных поднятий на границе формирования ее чехла, что позволяет выделить промежуточный этап, охватывающий конец позднего палеозоя и раннего мезозоя.

Южная часть Каспия относится к области кайнозойской складчатости (области альпид). В структурном плане она соответствует Южно-Каспийской впадине (субокеанического типа земной коры), образующей центральную часть обширной Курино – Южно-Каспийско - Западно-Туркменской депрессии.

Воды Каспийского моря омывают берега 5 государств (рис. 3), большая часть береговой линии приходится на Республику Казахстан – 39,3% (2320 км) береговой линии, на Туркменистан – 20,4%, на Азербайджан – 16,2%, на Исламскую Республику Иран 12,3% и на Российскую Федерацию – 11,8%.

В соответствии с принадлежности береговой линии к перечисленным выше государствам, акватория Каспийского моря разделена на 5 секторов (рис. 3).

Из перечисленных секторов, наиболее изученным и где, на протяжении длительного времени добывалась нефть, был Азербайджанский сектор.

В дальнейшем перспективы нефтегазоносности сместились на северо-запад и север (территория России) и северо-восток и восток (территория Республики Казахстан), что было связано с открытием целого ряда месторождений: в этих районах: Кашаган, Хвалынское, Центральное и т.д.

Казахстанский шельф Каспийского моря характеризуется крупнейшими установленными запасами нефти, связанными с открытиями ряда крупных месторождений в казахстанском секторе Каспийского моря или в приграничной зоне раздела секторов (России и Республики Казахстан).

По результатам геолого-геофизических исследований выявлено более **120 перспективных структур, прогнозные ресурсы которых**

оцениваются в 8 млрд. т условного топлива, в том числе 4,5 млрд. т нефти.

По объему прогнозных запасов углеводородного сырья в недрах Каспия Республика Казахстан занимает одно из лидирующих мест среди прикаспийских государств.



Рис. 3 - Каспийское море: срединная линия раздела акватории на сектора, принадлежащие прикаспийским государствам

Следует отметить, что освоение месторождений в Казахстанском секторе Каспийского моря осложнено множеством объективных трудностей:

- бурение скважин ведется со стационарных морских платформ (дорогостоящая техника);
- суровые климатические условия;
- аномально высокое давление;
- большое содержание сероводорода;
- экологически чувствительная зона с богатой уникальной флорой и фауной.

Все вышеперечисленные условия обуславливают высокие требования к оборудованию, методам бурения и освоения скважин на месторождениях с внедрением инновационных технологий.

На многих перспективных структурах контрактных территорий ведутся геологические (поисковые, оценочные и разведочные) морские работы, что в дальнейшем позволит прирастить запасы УВ и увеличить добычу нефти и газа.

В связи с планируемым ростом добычи казахстанской нефти на шельфе Каспия огромное значение придается развитию инфраструктуры для транспортировки казахстанского углеводородного сырья на мировые рынки. Проведена большая работа по развитию системы магистральных трубопроводов, повышению их конкурентоспособности и надежности, заключены важные межгосударственные договоры для транзита нашей нефти.

Кроме того, перед странами, омываемыми водами Каспийского моря, стоят проблемы создания комплекса международных мер по предотвращению загрязнения водной среды и выработки наиболее эффективного природоохранного состояния Каспийского моря.

Список использованных источников

1. Тектонические особенности Каспийского бассейна и возможные геотехнологические последствия крупномасштабной нефтегазодобычи// Аманниязов К.Н., Айталиев Ш.М.- Геология регионов Каспийского и Аральского морей. - Алматы, - 2004.

2. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря// Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А. и др. – М.: Недра. - 2004.

3. Глубинные структуры и минеральные ресурсы Казахстана// Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А. и др. - Нефть и Газ. - т. III. - Алматы. - 2002.

4. Деев М.Г., Хаин В.Е. Геологическое строение дна. География, 2009 г., т.13.

5. Марабаев Ж.Н., Жолтаев Г.Ж. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. – Астана. - 2005.

6. Мустафаев Р.Н., Серикова У.С., Бисембаева А.Б. Геотектоника и геодинамическое развитие Каспийской впадины. - РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

7. Новейшая тектоника и нефтегазоносность запада Туранской плиты// Тимурзиев А.И - Геология нефти и газа. - 2006. - № 1.

Чагай В.Г., Кышко И.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Перспективы акватории Северного Каспия (Казахстанский сектор)

Территория Каспийского моря (Казахстанский сектор, охватывающий Северную и Среднюю части) были охвачены работами по изучению геологического строения и перспектив нефтегазоносности, начатыми еще в прошлом веке. Детальное изучение этого региона началось с середины 90-х годов прошлого столетия, которое не прекращается по настоящее время. Шельф Каспийского моря относится к числу наиболее перспективных на нефть и газ территорий, в т. ч. Казахстанский сектор. Позже, подтверждая данное предположение о перспективах данного района, были открыты месторождения нефти, газа и конденсата: Кашаган, (Казахстанский сектор); Хвалынское и Центральное (Российский сектор).

Перспективные структуры, выявленные в Казахстанском секторе акватории Каспийского моря, приурочены к двум нефтегазоносным провинциям: Прикаспийской (юго-восточная часть) и Северо-Кавказско-Мангышлакской (северо-восточная и восточная части). На рисунке 1 приведена схема, в которой по степени перспективности выделяются 5 категорий. Выделенные высокоперспективные зоны в данной акватории приурочены к Прикаспийской провинции (Кашаган - Тенгизская зона), но большая часть зоны - Северо-Кавказско - Мангышлакской провинции (морское продолжение структур Северо-западной и западной частей Бузачинского свода, юго-западной части Тюб-Караганского прогиба и практически вся западная половина Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий).

Северный Каспий - Южная часть Прикаспийской впадины.

Северная часть Каспийского моря расположена в пределах южной части Прикаспийской впадины, являющейся классическим примером соляно-купольной тектоники.

Перспективы нефтегазоносности Северо-Каспийского бассейна связываются с наличием в мощном осадочном чехле трех комплексов пород: подсолевого, соленосного и надсолевого. В первую очередь объектами поисков углеводородов являются карбонатные толщи пермско – каменноугольно – девонского возраста, залегающие на глубине 3,5-6 км, при этом основные скопления тяготеют к отложениям среднего карбона.

Характерными примерами гигантских и крупных запасов углеводородов в описанных условиях являются Астраханское серогазоконденсатное, Тенгизское и Королевское нефтяные месторождения на суше.

Астраханское серо-газоконденсатное месторождение расположено на северном побережье и связано с протяженной (более 100 км) уплощенной платформой. Залежи газа, нефти и конденсата содержат большие запасы за счет большой площади, но присутствие в газе – сероводорода и двуокиси углерода – приближается к 50%.

Тенгизское и Королевское месторождения являются характерными погребенными поднятиями сравнительно небольшой площади, но зато большой высоты. Продуктивность их связана с известняками каменноугольно-девонского возраста.

Известные месторождения Тенгиз, Королевское, Пустынная (подсолевые отложения), а также, выявленное совсем недавно (2016 г.) газоконденсатное месторождение Ансанган (верхний девон), являлись и являются основанием для продолжения геологоразведочных работ на подсолевые отложения в этом районе.

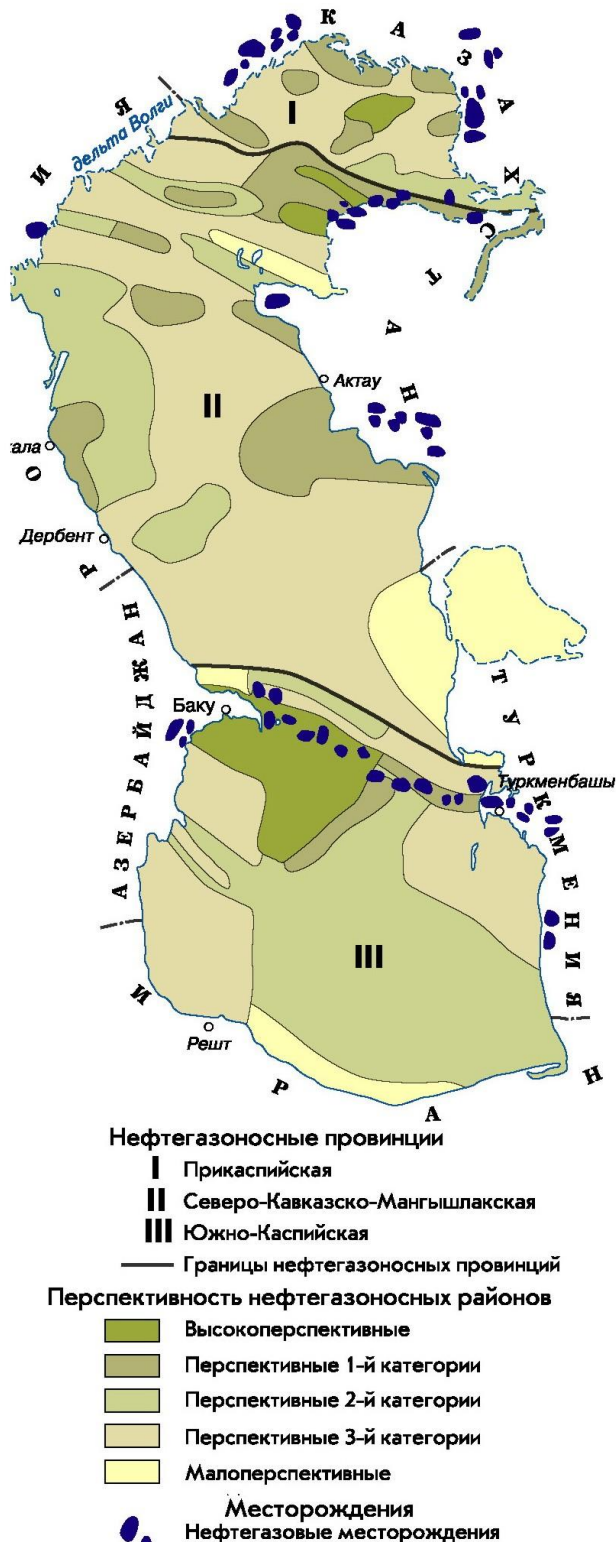
Геологами высказывалось предположение, что в зоне мелководья между двумя крупными месторождениями (Астраханским и Тенгизом) может располагаться группа подобных им крупных нефтяных ловушек, перекрытых соленосной покрывкой. Среди них находились Морской Тенгиз, Восточный и Западный Кашаган и другие, ставшие впоследствии месторождениями, относящиеся, в основном, к Казахской части шельфа.

Северо-Кавказско - Мангышлакская провинция. Бузачинский мегасвод является крупным тектоническим элементом в платформенном чехле и охватывает всю северо-западную часть полуострова Бузачи, простираясь в акваторию Каспия. Он находится в Северо-Устьюртско-Бузачинской системе прогибов и поднятий, расположенных в западной части Туранской плиты.

Продуктивность мезозойских отложений подтверждена морскими месторождениями Кайран, Актоты, Каламкас - море, являющимися западным продолжением Бузачинского свода, а также месторождением Тажигали на суше.

В платформенном чехле свода выделяется несколько субширотных антиклинальных линий, примыкающих с юга к разломам, а именно: Каражанбас- Каракудукская зона поднятий и расположенная севернее Каламкас- Мурынсорская зона поднятий, осложняющие Бузачинское поднятие. В эти зоны входят известные месторождения: Каражанбас, Сев. Бузачи, Сев. Каражанбас, Жалгизтобе (Каражанбасский вал) и Каламкас, Арман, Каратурун, Каратурун Восточный, Каратурун Южный, Каратурун Морской. (Каламкасский вал). Кроме того, в этих зонах выявлены структуры, на которых рекомендуется проведение дополнительных сейсморазведочных исследований ЗД, а в дальнейшем проведение поисково-разведочного бурения.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
Масштаб 1:10 000 000



В шельфовой зоне южной части Северного Каспия (Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция) по данным геофизических исследований отмечается продолжение крупных тектонических элементов, среди которых выделяется ряд локальных поднятий (Зюдевское, Кировско-Каралитское, Петровское, Сенчаевское, Морское, Западно-Ракушечное, а также Северо-Кулалинский вал).

В последние годы, на выявленных перспективных структурах, были открыты в акватории Северного Каспия 6 месторождений: Кашаган (год открытия - 2000), Кайран (2003), Актоты (2003), Каламкас-море (2002), Хазар (2007), Ауэзов (2008).

Вместе с тем, в процессе разбуривания перспективных структур, были получены отрицательные результаты: Тюб-Караган-1 (2005), Курмангазы-1 (2006), Аташ-1 (2008), Лаганская-1 (2008), Курмангазы-2 (2009), Петровская-1 (2009).

Мангышлакский порог является границей между Северным и Средним Каспием (рис. 2). Мангышлакский порог отражается в рельефе в виде мелководья, протягивающегося от полуострова Тюб-Караган к банке Кулалинская и далее на запад к острову Чечень (Россия).

Рис. 1 - Нефтегазоносные бассейны и перспективность нефтегазоносных районов

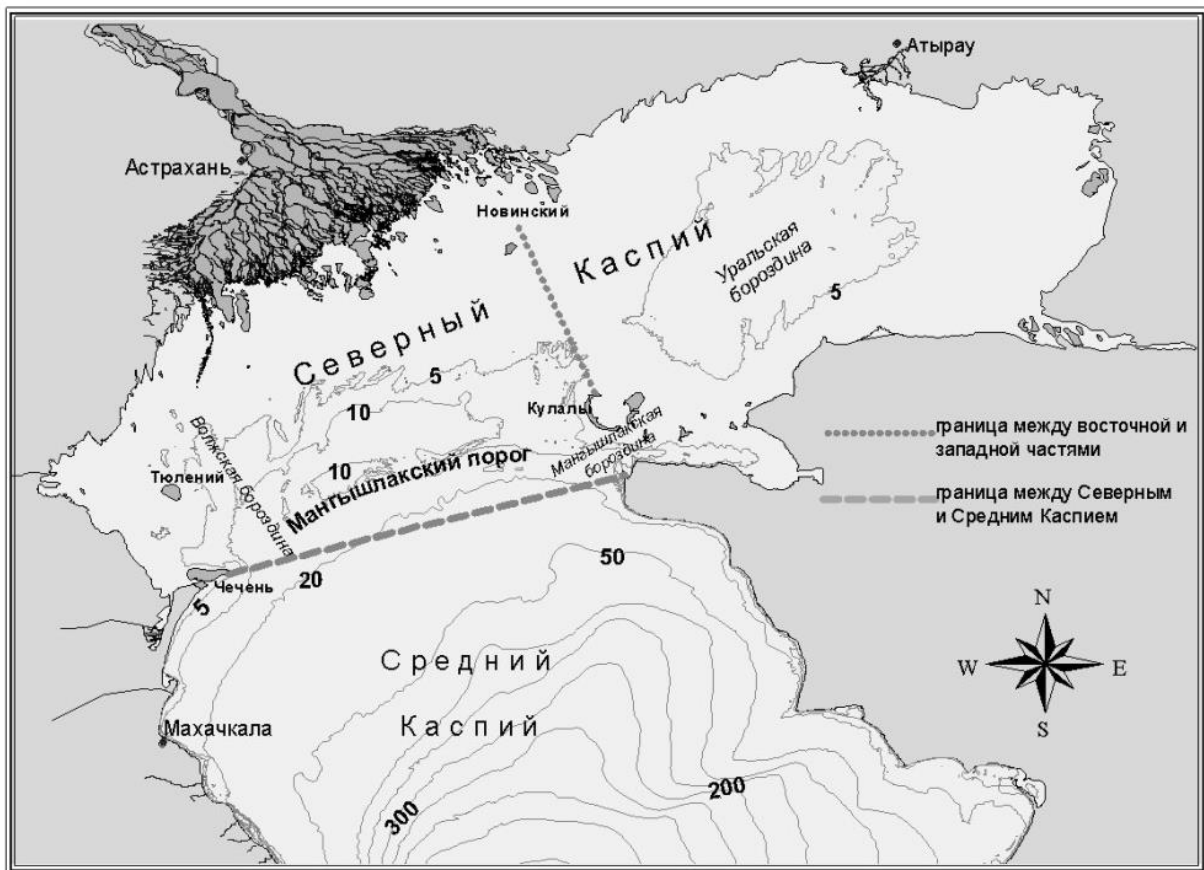


Рис. 2 - Схема расположения бороздин и Мангышлакского порога в пределах Северного Каспия

Банка Кулалинская состоит из двух валообразных поднятий, направленных под углом друг к другу, при этом северный и южный борта банки отличаются относительной крутизной и образуют уступы. К западу от банки Кулалинская, отделяясь от нее довольно глубоко врезанной долиной палеоруслы Волги, располагается Кулалинское мелководье. Краевые части этого мелководья отличаются мелко расчлененным рельефом, а на севере оно ограничено уступом дна. Все упомянутые банки и мелководья располагаются на наиболее возвышенной части Мангышлакского порога.

Поднятие Курмангазы расположено в наиболее приподнятой части, так называемого Кулалинского вала, который связывает нефтепродуктивные структурные зоны *кряжа Карпинского (Промысловская зона)* Российского побережья и *Бузачинского свода Казахстана*. Продуктивность здесь связывалась с юрскими и нижнемеловыми отложениями. Первые пробуренные скважины не дали положительных результатов, хотя в дальнейшем было открыто одноименное месторождение (рис. 3).



Рис. 3 - Месторождения, расположенные в акватории Северного и Среднего Каспия

Зона Кулалинского вала от Большой Жемчужной банки и далее к полуострову Тюб-Караган характеризуется наличием уступов и мелко расчлененным рельефом, по-видимому, это район интенсивного современного поднятия.

Выводы

Проанализировав имеющиеся опубликованные материалы по вопросу перспектив части Северного Каспия, относящегося к Казахстанскому сектору, но в тоже время, учитывая открытые месторождения в соседней части сектора России, рекомендуем обратить внимание на следующие перспективные участки:

- В северо-восточной части шельфа Северного Каспия в качестве первоочередных объектов рекомендуются следующие перспективные структуры, такие как Прорва Глубокая, Максат, Пионерская, Северный Култук.

Кроме того, предлагается доизучить площади, где ранее были пробурены скважины, но не доисследованы и в данный момент находятся в консервации:

- в Каламкас-Мурынсорской зоне в качестве первоочередных объектов рекомендуются следующие структуры: Суюкты, Сарытау, Приморская, Флексурная, Аралды Юж., Островная Юж., Соровая, Туяк Сев., Имберген, Белгисиз, Мурынсор и др;
- в Каражанбас-Каракудукской зоне выделены следующие объекты, подготовленные к поисковому бурению: Актан и Тырсымазар;
- к проведению сейсморазведочных исследований рекомендуется поднятие Жаманорпа Южная и при подтверждении структуры предполагается бурение поисковых скважин, а также доизучение месторождения Каратурун Морской.

Список использованных источников

1. Аманниязов К.Н., Айталиев Ш.М. Тектонические особенности Каспийского бассейна и возможные геотехнологические последствия крупномасштабной нефтегазодобычи. Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы. - 2004.
2. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Тимофеев В.В. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. - Нефть и Газ. - т. III. - Алматы - 2000.
3. Роль поперечных сдвигов в структуре кряжа Карпинского и проблем их кинематики// Казьмин В.Г., Буш В.А., Лобковский Л.И. Геотектоника. – 2008. - №3.
4. Кирьяков В.Г., Земцов Е.Е. Исмагилов Д.Ф. Результаты сейсморазведочных работ в акватории Северного Каспия – 2003.
5. Коломиец В.П. Геологическое строение и прогноз нефтегазоносности локальных структур полуострова Бузачи. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геоло-минералогических наук. - Алматы. - 1999.
6. Марабаев Ж.Н., Жолтаев Г.Ж. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. – Астана. – 2005.
8. Попов А.Е. Палеотектоническое обоснование перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Северного Каспия и его обрамления. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геоло-минералогических наук. - Волгоград. – 2004.
9. Потенциально-нефтегазоносные структуры и верхнепалеозойско-мезозойские комплексы акватории Северного Каспия и его континентальное обрамление// Сеитов Н., Тулегенова Г.П. - Вестник КазННТУ, - 2016. - №5.

Чагай В.Г., Кышко И.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Перспективы нефтегазоносности акватории Среднего Каспия (Казахстанский сектор)

Центральная часть Каспийского моря располагается на эпигерцинской Скифско-Туранской плите и отнесена к Среднему Каспию.

Акватория Среднего Каспия состоит, в основном, из Махачкалинско-Мангышлакского района со средними глубинами от 300 до 600 м. На севере она ограничена краем Карпинского и Бузачинским выступом, опирающимися в региональный разлом.

С юга Средний Каспий ограничивается Апшеронским порогом. Он отражается в рельефе Апшероно-Прибалханской складчатой зоны и находится в области альпийского складчатого пояса в краевой части Южно-Кавказского прогиба, который протягивается вдоль южного склона Большого Кавказа через Каспийское море по направлению к Западной Туркмении.

Район центральных депрессий располагается по оси Среднего Каспия и его центральной части и состоит из трех впадин. Это Северная впадина, Дербентская котловина и Южная впадина. Они испытывают максимальное современное прогибание и расположены в пределах Центрально-Каспийской моноклинали.

Северная впадина протягивается от Мангышлакского мелководья до широты Казахского залива и вытянута в направлении с северо-востока на юго-запад. Характер дна впадины спокойный с пологим наклоном с севера на юг.

Наиболее крутой участок находится в зоне сочленения Северной впадины с Дербентской котловиной, которая является центральной впадиной Среднего Каспия, вытянута с северо-запада на юго-восток. Дно котловины имеет максимальную для средней части Каспийского моря глубину 800 м и представляет собой относительно плоскую выровненную поверхность с небольшим уклоном с северо-запада на юго-восток.

Южная впадина Среднего Каспия расположена от широты мыса Суэ на севере до Апшеронского порога на юге и ориентирована в субмеридиональном направлении (рис. 1).

Шельф Каспийского моря, относящийся территориально к 5 государствам: Российской Федерации, Республике Казахстан, Туркменистану, Азербайджану и Ирану, наиболее перспективен на нефть и газ.

Ранее И. Бродом высказывалось мнение о существовании двух крупных областей прогибания в пределах северной части Каспийского моря - Северо-Каспийской и Средне-Каспийской. Последняя объединяет

следующие крупные впадины: Терско-Каспийский прогиб, Маньчский прогиб, Мангышлакско-Устюртская система прогибов.

Существование таких зон прогибания связано со значительной мощностью отложений, в которых имеются породы-резервуары, породы-покрышки и нефтематеринские толщи, что свидетельствует о высоких перспективах нефтегазоносности рассматриваемого района.

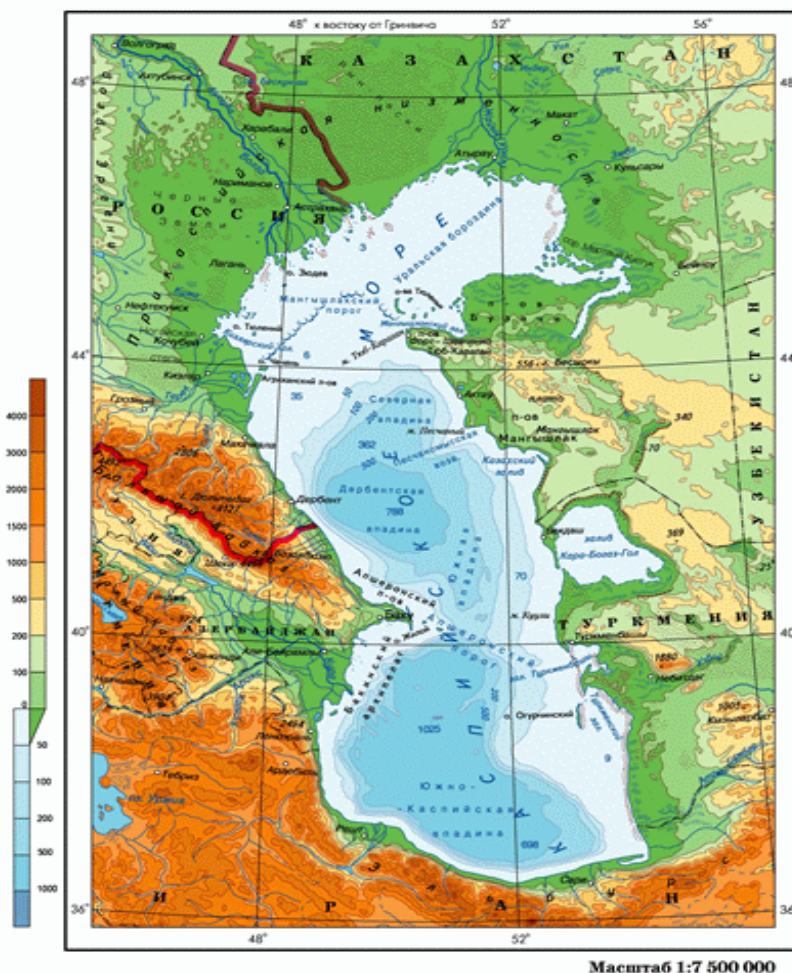


Рис. 1 - Строение акватории Каспийского моря

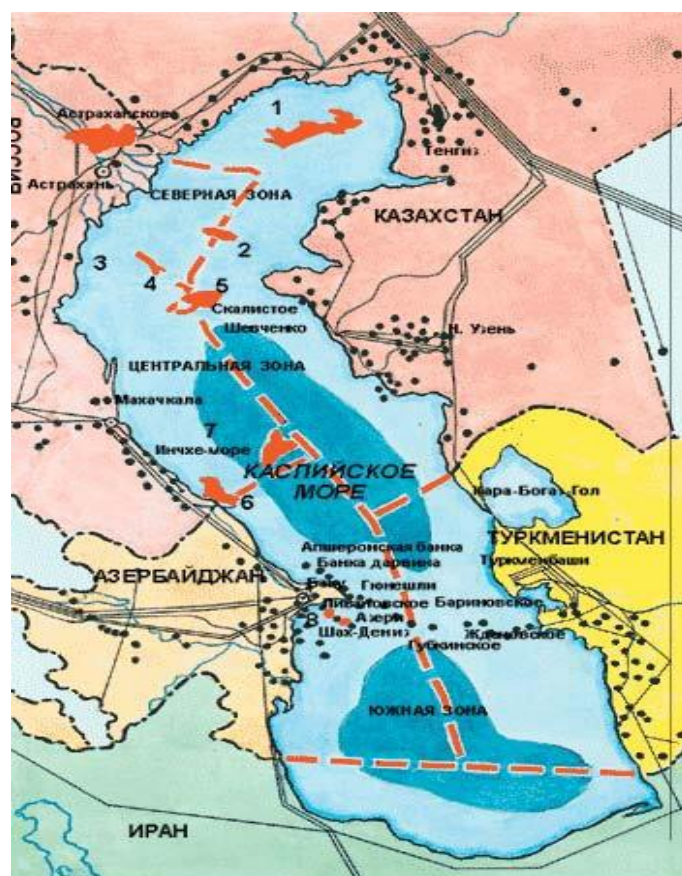
По берегам Каспийского моря необходимо учитывать наличие целого ряда месторождений с промышленными запасами нефти и газа. Однако необходимо не забывать, что процесс нефтегазообразования является процессом многофакторным, и в связи с этим, зоны могут отличаться различной степенью перспективности.

В геодинамическом отношении средняя часть Каспия находится в границах Скифско-Туранской плиты, являющейся буфером между подвижным Альпийско-Гималайским складчатым поясом на юге и жестким Восточно-Европейским кратоном (древней платформой) на севере. Основание осадочного чехла в Средне-Каспийском бассейне составляют умеренно складчатые и метаморфизованные отложения палеозоя с

глубиной от 2,5 км в северной части до 10-11 км в контурах Северо-Апшеронской котловины.

Средний Каспий, погруженный относительно Предкавказской и Мангышлакской провинций и приподнятый относительно Северо-Каспийского и Южно-Каспийского бассейнов, в тектоническом отношении представляет собой крупную седловину.

Значительная часть Среднего Каспия относится к российскому сектору акватории. В результате бурения данной акватории был открыт целый ряд месторождений: Хвалынское, Широтное, Ялама-Самурское, Ракушечное, Ю. Корчагина, 170 км, Центральное и др. (рис. 2).



Каспийское море и его богатства. Красным показаны месторождения нефти и газа, открытые за последние три года и утроившие запасы Каспия: 1-Кашаган, 2-Курмангазы, 3-Ракушечное, 4-им.Ю.Корчагина, 5-Хвалынское, 6-Ялама-Самурское, 7-Центральное, 8-Шах-Дениз. Черные точки – это уже разрабатываемые месторождения; они «перешли» море по подводной гряде и усеяли оба берега. Жирным пунктиром показано деление моря на сектора по срединной линии с продолженными к ней границами пяти государств. Черными линиями показаны существующие нефте- и газопроводы

Рис .2 - Каспийское море: линия разделов на сектора в соответствии с принадлежностью государствам

Структура Хвалынская является западным продолжением Мангышлакских дислокаций.

В пределах южного склона вала Карпинского (район суши) промышленно нефтегазоносными являются два основных терригенных комплекса - юры и нижнего мела с сеноманом, к которым приурочены нефтяные и газовые месторождения, расположенные в непосредственной близости от борта Каспийского моря (территория России).

На продолжении этой зоны в восточном направлении выявлены поднятия Морское, Ракушечное и др. (рис. 2), часть из которых на данный момент являются месторождениями.

На имеющейся карте перспективности, в пределах акватории Каспийского моря, выделяются по степени продуктивности 5 различных участков: высокоперспективные, перспективные и малоперспективные.

Так как нами рассматривается только территория, относящаяся к казахстанскому сектору, то в ней к высокоперспективным участкам относятся только Кашаган - Тенгизская зона (Прикаспийская провинция) и большая часть Северо-Кавказско - Мангышлакской провинции – это морское продолжение Северо-западной и западной частей Бузачинского свода, юго-западной части Тюб-Караганского прогиба и практически Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий.

Самыми перспективными для выявления крупных залежей в Средне-Каспийском бассейне считаются участки южного склона вала Карпинского (российское побережье) и побережья Бузачинского свода с продолжением в море (казахстанское), а также Ялама-Самурский свод, находящийся под дном Каспия вблизи границы России и Азербайджана.

Ниже приводится описание структур, расположенных в пределах Северо-Кавказско - Мангышлакской провинции.

Северо-восточная и восточная части акватории Среднего Каспия примыкают к Мангышлакско - Южно-Устюртской нефтегазоносной области, в пределах этой территории на суше разрабатывается целый ряд крупных нефтегазовых месторождений, таких как Жетыбай и Узень, Тасбулат и Тенге. Платформенный чехол сложен толщей терригенных песчано-глинистых отложений мощностью 2000-4000 м.

Основными нефтегазоносными комплексами считаются среднеюрские (батские) отложения, а в последней четверти прошлого века триасовые отложения, из которых получены промышленные фонтаны нефти и газа. Кроме того, с меловыми отложениями связаны залежи нефти на месторождениях Тюбеджик и Дунга и газа на Узеньском и Кансуйском месторождениях.

В шельфовой зоне описываемого участка выделяются структурные элементы, являющиеся продолжением структур с суши, к которым относятся: Южно-Бузачинский прогиб, Тюб-Караганский вал, Чакыраганский прогиб,

Беке-Башкудукский вал, Сегендыкский прогиб, Песчаномысско-Ракушечное сводовое поднятие, прогиб Казахского залива.

На морском продолжение *Тюб-Караганского вала*, который тянется вплоть до банки Кулалинская, выделяются 3 локальных поднятия: Кусайникское, Баутинское и Аташское. А на северном склоне еще 2 поднятия: Кочакское и Жигалган-море.

На участке Тюб-Караган, где на одноименной структуре в шельфовой зоне были пробурены 2 разведочные скважины ТК-1 и ТК-2 со вскрытием мел – триасовых отложений, из них в скважине ТК-1 отмечены признаки УВ, но промышленных притоков не получено.

На основании имеющегося геолого-геофизического материала можно сказать, что структура Тюб-Караган проходит на стыке двух плит Скифской и Туранской. Она оказалась в зоне аномального развития разломной тектоники. Это, вероятно, явилось причиной отсутствия в сводовой части структуры геолого-структурных условий для скоплений нефти и газа. Возможно, произошло разрушение предполагаемых залежей углеводородов в процессе геологического формирования структуры.

Однако, в районе установлена продуктивность на прилегающей суше как нефтяных месторождений Тюбеджик и Жангурши, которые расположены в пределах Тюб-Караганского вала, так в российском секторе Каспийского моря месторождений Хвалынское и Ю. Корчагина.

На суше, в пределах *Беке-Башкудукского вала*, открыты два месторождения: Эспелисай и Дунга, расположенные в прибрежной части.

Ранее выявленная *структура Саура*, половина которой находится в море, представляет собой поисковый интерес, но необходимо провести сейсморазведочные исследования с целью уточнения его строения.

На морском продолжении *Беке-Башкудукского вала*, погружающегося в западном направлении, выделяются два поднятия в меловых отложениях - Аралда-море, оконтуренное по подошве меловых отложений, и Южно-Караганское, которое фиксируется в виде структурной террасы по кровле мела. Площадь Аралда-море рекомендуется в качестве первоочередного объекта для поисково-разведочного бурения, в связи с наличием структуры при незначительной (20 - 30 м) глубине моря и мощной нефтегазоносной осадочной толщ.

Западное продолжение Беке-Башкудукского вала и его связь с погруженным южным крылом Тюб-Караганского вала, а также *морское продолжение Сегендыкского прогиба* на данный момент недостаточно изучены; но вполне возможно, что при проведении детальных сейсморазведочных исследований на этих участках могут быть выявлены антиклинальные структуры с предполагаемой продуктивностью.

В пределах Песчаномысско-Ракушечного свода выделен ряд локальных структур, связанных с разломом, осложняющим ее южный борт. Наибольший

интерес представляют Ракушечное-море, Западно-Ракушечное, Восточно-Ракушечное, Южно-Песчаная и Кендырли-море.

Причем, в пределах этой зоны в море структуры выражены четче, чем на прилегающих участках суши. Кроме того, предполагается, что в шельфовой зоне могут быть улучшенные коллекторские свойства терригенных юрско-меловых отложений - основного нефтегазоносного комплекса Мангышлака. Если учесть, что в пределах данной зоны притоки нефти и газа из юрских и меловых отложений были получены на площадях Жага, месторождения Оймаша и Северо-Ракушечное.

Кроме того, на месторождении Северо-Ракушечное залежи газа с конденсатом установлены в среднетриасовых отложениях.

Исходя из ранее выполненных анализов имеющегося материала, перспективы нефтегазоносности шельфовой зоны Песчаномысско-Ракушечной зоны оценивались весьма высоко.

В последнее время в этом районе (Ракушечное-море) стали проводиться геологоразведочные работы, пока положительных результатов не получено, тем не менее, данные бурения подтверждают ранее сделанный вывод, что поднятие Ракушечное-море является высокоамплитудной структурой, весьма благоприятной для формирования крупных скоплений углеводородов.

Морской участок «Н» находится в южной глубоководной части казахстанского сектора Каспийского моря и занимает довольно приличную площадь. Данный участок, который расположен вне заповедной зоны, включает 10 перспективных структур (район Ракушечное - море). В настоящий момент на этих структурах продолжаются геолого-разведочные работы.

К югу от Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий на северном борту синклинали Казахского залива возможно обнаружение скоплений нефти и газа, где можно ожидать наличие тектонически и стратиграфически экранированных залежей на участках, прилегающих к разлому, ограничивающему Песчаномысско-Ракушечный свод с юга.

Общее сокращение мощности мезозойских пород по направлению к наиболее приподнятой части свода предполагает выклинивание песчаных пластов; что может создавать благоприятные условия для образования стратиграфически экранированных залежей в юрских и меловых отложениях - подтверждается нефтегазоносностью юрских и меловых отложений (нефтегазопроявления в структурных скважинах Кара - Богаз-Гол).

На данном этапе изученности, в случае существования локальных структур в пределах синклинали Казахского залива, перспективы нефтегазоносности оцениваются невысоко.

Но в тоже время, данный район пока не стоит исключать из разряда перспективных, так как для дальнейшего его изучения необходимо, в первую очередь, проведение исследований геофизическими методами.

Выводы

Южный склон вала Карпинского рассматривается как перспективный участок с точки зрения нефтегазоносности. В разрезе его предполагается присутствие пород с хорошими коллекторскими свойствами, изолированных глинистыми покрывками, способствующих сохранению залежей нефти и газа с промышленными запасами УВ.

Вышеописанная информация позволяет высоко оценивать перспективы нефтегазоносности Мангышлакско-Устюртского шельфа Среднего Каспия. Предлагается для их уточнения проводить геолого-геофизические работы с целью уточнения строения выявленных поднятий: Кусайникское, Баутинское и Аташское, Кочакское и Жигалган-море, Аралда-море.

Представляет поисковый интерес структура Саура, половина которой находится в море, но предварительно рекомендуется выполнить сейсморазведочные исследования.

Наибольший интерес в пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий представляют Ракушечное-море, Западно-Ракушечное, Восточно-Ракушечное, Южно-Песчаная и Кендырли-море и структуры Морского участка «Н».

Список использованных источников

1. Геолого-геофизические предпосылки для проведения нефтегазопоисковых работ в северной части Южно-Мангистауского прогиба//Ажгалиев Д.К., Маркабаев К.Ж. - Нефть и газ. - 2008. - №6.
2. Возраст и происхождение Дербентского глубоководного бассейна (Средний Каспий)// Вержбицкий Е.В., Казьмин В.Г. - Доклады Академии Наук. - 2009. - т. 426. - № 6.
3. Глубинные структуры и минеральные ресурсы Казахстана// Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А. и др.- Нефть и Газ. - т. III- - Алматы. – 2002.
4. Литология и фациальные особенности среднеюрских отложений Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна// Киричкова А.И. Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. – Т. 7. - № 4.
5. Мурзин Ш.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности акватории Среднего и Северного Каспия. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. - М., 2010..
6. Нурсултанова С.Г. Тектоно-седиментационная модель строения и нефтегазоносность доюрских отложений зоны сочленения Прикаспийской синеклизы с Туранско-Скифской плитой. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук Алматы. – 2003.

II. РАЗРАБОТКА

УДК 001.89:622.276.031+622.243.24(574.12)

Апакаев Ж.А., Имангазиева А.Т. (АО «НИПИнефтегаз»)

Об эффективности применения горизонтальных скважин на месторождении Карачаганак

Оценка эффективности применения горизонтальных скважин (ГС), по сравнению с вертикальными, на III-м, нефтяном объекте месторождения Карачаганак была проведена в «Техсхеме разработки...» [1] при проектировании.

Продуктивность горизонтальных скважин. Как отмечено в Техсхеме [1] *«на эффективность (продуктивность) горизонтальных скважин влияют, главным образом, длина горизонтального ствола и вертикальная неоднородность»*. Для изучения этого вопроса на трехмерной композиционной гидродинамической модели коллектора по 20 скважинам был смоделирован процесс их эксплуатации при разной схеме заканчивания этих скважин [1]. При этом, вскрываемый интервал пласта в вертикальной скважине (ВС) составил $h=100-150$ м, а в ГС - $L=200-800$ м (где L –длина ГС в коллекторе). Коэффициент продуктивности по нефти (PI) определялся по каждой ГС с различной длиной (L), а также его отношение к продуктивности ВС ($PI_{ГС}/PI_{ВС}$). Расчеты показали, что относительный коэффициент продуктивности ГС (ОКП) увеличивается по мере увеличения длины ГС до 5,7-8,5 для $L=400-800$ м соответственно.

Для оценки влияния фактора вертикальной неоднородности коллектора (наличие горизонтальных непроницаемых барьеров и отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной $K_v/K_g < 1$) на секторной модели были рассмотрены два варианта [1]. В 1-м - смоделировано такое же количество горизонтальных барьеров, как и в основной модели месторождения. Во втором варианте было увеличено количество горизонтальных барьеров. В обоих вариантах использовались три различные соотношения $K_v/K_g - 1,0; 0,5; 0,1$.

Результаты моделирования приведены на рисунке 1 (вариант 2). Как видно, по 2-му варианту большее количество горизонтальных барьеров значительно снижает преимущества горизонтальных скважин. Общее влияние вертикальной неоднородности может привести к уменьшению ОКП ГС до 1-2 (или в 5,7-4,3 раза) для $L=400-800$ м при $K_v/K_g=0,1$ [1].

Исходя из этого в Техсхеме было отмечено, что *«..в случае $K_{верт}/K_{гор}=0,1$, необходима горизонтальная длина по крайней мере 600-800 метров для того, чтобы показатель продуктивности увеличился по сравнению с вертикальной скважиной...»* и рекомендовано обратить внимание на изучение неоднородности коллектора. В Техсхеме отмечалась также

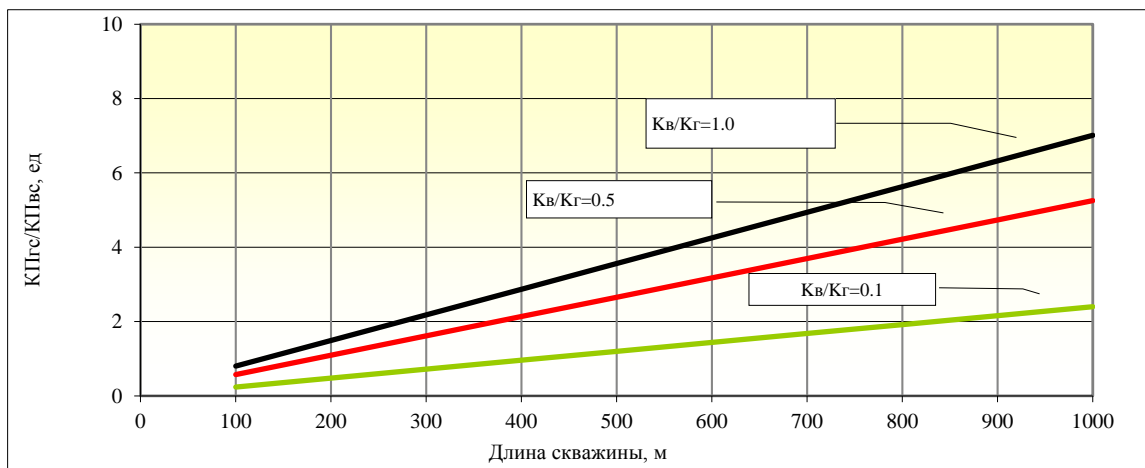


Рис. 1 - Сопоставление продуктивности ГС при наличии горизонтальных барьеров [1]

целесообразность бурения ГС большей длины и «...для увеличения длины ствола более 800 м необходимо усовершенствовать буровые установки...».

На 01.01.2017г. на Ш-м, нефтяном объекте фонд добывающих скважин составляет 85 ед, действующих – 74 ед., в т.ч. 15 вертикальных 49 горизонтальных скважин различной длины ствола (325-1378 м). ГД-исследования с определением коэффициентов продуктивности проведены в 21 вертикальных и 46 горизонтальных скважин, результаты которых приведены в [2,3]. Для сопоставимого анализа продуктивной характеристики ГС с проектной, из исследованных скважин были выбраны скважины в соответствии с параметрами по проницаемости (0,3-12 мД) и длине ГС (до 1000 м) согласно [1]. Количество скважин с параметрами в указанных пределах среди исследованных вертикальных скважин составило 15 ед, горизонтальных – 21 ед. (в т.ч. 3 ГС с $K_{пр}=16-19$ мД).

Сравнение фактической продуктивной характеристики ГС (относительно ВС) с проектной, приведенной в [1] представлено на рисунке 2, из которого видно, что характер изменения продуктивности ГС в зависимости от длины ствола в целом соответствует Техсхеме.

Так, из рис.2 видно, что изменения ОКП (L) по 6 ГС располагаются в области $K_{в}/K_{г}=0,5-1,0$ согласно принятой модели коллектора с $K_{в}/K_{г}=0,5-1,0$, по остальным ГС - в области $K_{в}/K_{г}=0,1-0,5$ с добавленным к модели горизонтальными барьерами. При этом ОКП отдельных ГС (5-6 ед) расположены ниже линии $K_{в}/K_{г}=0,1$, что указывают на небольшое преимущество ГС. По данным ГДИ все эти ГС характеризуются весьма низкой проницаемостью 0,3-1,0 мД и сравнение ГС с ВС показывает, что ОКП в этом интервале проницаемости не превышает 2,0.

В целом надо отметить, что в ГС по мере расположения сверху вниз (рис. 2) наблюдается закономерное ухудшение геолого-физической характеристики коллектора (в т.ч. уменьшение проницаемости), что коррелируется с уменьшением значений $K_{в}/K_{г}$ и увеличением горизонтальных барьеров согласно [1]. Таким образом, бурение ГС в зонах

с неблагоприятной геолого-физической характеристикой коллектора, соответствующей линии $K_v/K_g=0,1$ и ниже имеет определенный риск с точки зрения достижения большей продуктивности в ГС по сравнению с ВС, что отмечено и в [1].

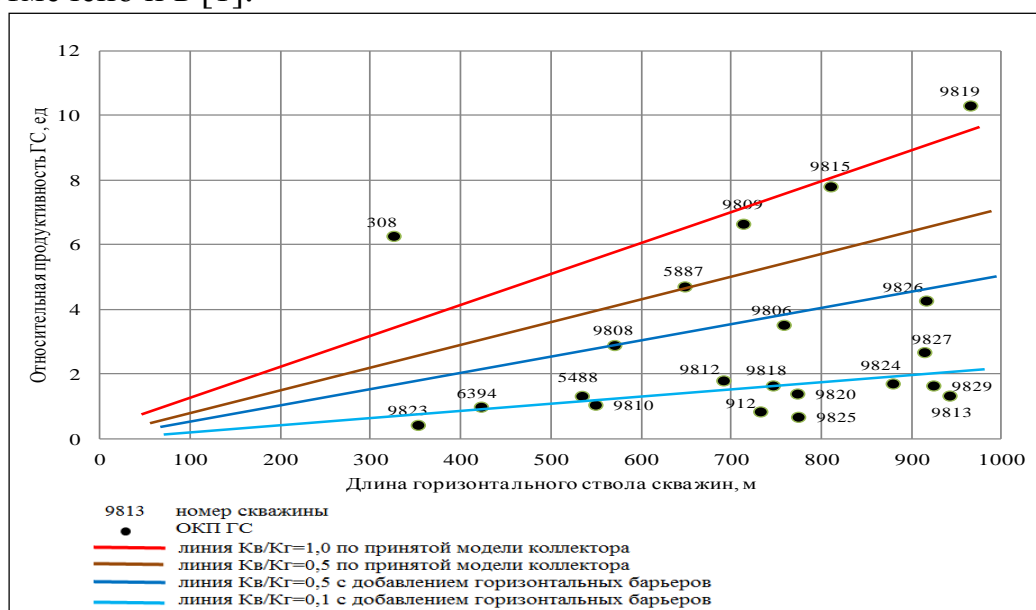


Рис. 2 - Сравнение фактической продуктивности ГС с проектной согласно [1]

Более детально и корректно оценка влияния видов неоднородности коллектора на продуктивность (эффективность) ГС с учетом горизонтальных барьеров и коэффициента анизотропии может быть проведена с применением действующей ГД-модели месторождения.

О рациональной (эффективной) длине горизонтальных скважин. Для этой цели были проанализированы результаты ГИС (PLT-исследования), проведенных в горизонтальных скважинах III объекта, а также показатели эксплуатации ГС по состоянию на 01.01.2017г. В эксплуатации III объекта в 2016 году находились 57 ГС (в т.ч. 49 в работе на дату анализа), из которых PLT-исследования имеются по 45 скважинам.

Это количество скважин было разбито на две группы: 1-я - с длиной ствола (L) до 600 м и 2-я - более 600 м. В результате, количество ГС в первой группе, имеющие PLT-исследования, составило 5 ед, во второй группе – 40 ед. Длина ствола 5 ГС 1-й группы составляет в среднем 525 м, 40 ГС - 986 м.

По всем 45 скважинам (с PLT-данными) была подсчитана суммарная суточная добыча за 2016 год (учитывая время работы каждой скважины) с разделением их на группы. Результаты расчетов по всем скважинам и двум группам с указанием интервалов притока до 600 м и более представлены в таблице 1.

Таблица 1. Распределение суммарных дебитов ГС за 2016 г. по длине ствола и интервалам притока

Наименование	Суммарная суточная добыча, т/сут	Доля от всей добычи, %	Доля добычи из инт. до 600м и более, %
Длина ствола ГС до 600 м – 5 скважин	2833	14,1	
Длина ствола ГС более 600 м – 40 скважин	17304	85,9	100
в т.ч.: приток из интервала до 600 м	10608	52,7	61,3
приток из интервала более 600 м	6696	33,2	38,7
Всего по 45 скважинам	20137	100	

Как видно, из 5 скважин первой группы в 2016 году за одни отработанные сутки добыто 2833 т нефти (14,1% всей добычи), из 40 скважин второй группы из интервалов до 600 м в сутки добыто 10608 т, а из интервалов более 600 м - 6696 т (52,7 % и 33,2 % соответственно).

Из данных таблицы 1 следует вывод, что за счет увеличения длины ствола в 40 ГС от 600 м до 986 м (в среднем) добыча нефти увеличилась на 38,7% (что составляет 1/3 часть всей добычи из 45 ГС III объекта). Для сравнения приводим данные работы [2], где за 1 полугодие 2015г из 26 ГС (имеющих РЛТ-исследования) со средней длиной 942 м доля добычи нефти из интервалов более 600 м составила 32%.

Таким образом, согласно проведенному анализу эффективная длина ГС в условиях НГКМ Карачаганак составляет больше 600 м. При этом распределение добычи 6696 т/сут по длине ГС более 600 м показывает, что наибольшая доля добычи 51% (3363 т/сут) приходится на интервал длины ГС – 900-1200 м (также как количество скважин - 17 ед. из 28). Исходя из приведенных данных, длину ствола 45 ГС, составляющую в среднем 986 м, следует считать технологически рациональной.

Следует обратить внимание на дополнительное преимущество ГС большей длины в условиях месторождения Карачаганак, выявленное в процессе бурения и эксплуатации ГС. Фактические данные ГИС (РЛТ) показывают, что в ряде ГС приточными являются преимущественно интервалы, расположенные на расстоянии более 600-700 м от начала горизонтального ствола (ГС 9836 и др.), а по отдельным из них (ГС 9816Д-1) работающие интервалы (81%) расположены на конечном участке ствола длиной 1300 м. Таким образом, бурение ГС большей длины, позволяет выработать запасы из участков, которые в противном случае были бы недоступны.

Отмеченное явление связано с особенностями геологического строения периферийных частей залежи, осложненного наличием клиноформ, создающих локальные гидродинамические барьеры [2]. В этих условиях на эффективность ГС влияет также неоднородность коллектора по площади, т.е. когда длина ГС

позволяет проходить через несколько клиноформ и вскрыть участок с хорошей продуктивностью. Поэтому следует считать, что бурение ГС большей длины целесообразно и с геологической точки зрения.

Выводы

1. Характер изменения продуктивности ГС в зависимости от длины горизонтального ствола на месторождении Карачаганак в основном соответствует проектной [1]. Величина продуктивности и темп ее изменения зависят от ФЕС пласта и геологической неоднородности строения коллектора (соотношения Кв/Кг, наличия горизонтальных барьеров и др.). При более однородном строении коллектора и повышенных ФЕС наблюдается более высокие продуктивность и темп ее изменения и наоборот.

2. Бурение ГС в зонах с неблагоприятной геолого-физической характеристикой коллектора с низкой проницаемостью (менее 1 мД), $K_v/K_g < 0,1$ и наличием горизонтальных барьеров имеет определенный риск с точки зрения достижения большей продуктивности в ГС по сравнению с ВС. Обоснование целесообразности бурения ГС вообще, а в таких зонах особенно, должно проводиться на ГД-модели наиболее тщательно.

3. Результаты ГИС (PLT-исследования) и данные эксплуатации ГС показывает, что за счет увеличения длины ствола в 40 ГС от 600 м до 986 м (в среднем) добыча нефти увеличилась на 38,7% (что составляет 1/3 часть всей добычи из 45 ГС III объекта). При этом наибольшая часть этой добычи 51% (3363 т/сут) приходится на интервал длины ГС – 900-1200 м, также как и количество скважин (17 из 28 ед). Аналогичные результаты были получены и в работе [2] по состоянию на 01.07.2015г. На основании приведенных данных применение ГС большей длины (более 600-800 м) на месторождении Карачаганак следует считать технологически рациональным.

4. По результатам бурения и эксплуатации ГС в условиях месторождения Карачаганак выявлено дополнительное преимущество ГС большей длины, связанное с особенностями геологического строения периферийных частей залежи, осложненного наличием клиноформ, создающих локальные гидродинамические барьеры. Фактические данные показывают, что бурение ГС большей длины позволяет проходить через клиноформы и выработать запасы из участков, которые, в противном случае, были бы недоступны. Таким образом, бурение ГС большей длины целесообразно и с геологической точки зрения.

Список использованных источников

1. Технологическая схема разработки месторождения Карачаганак. Отчёт о НИР - АО «НИПИнефтегаз». - Аксай-Актау-Лондон. – 2000.
2. Анализ разработки месторождения Карачаганак по состоянию на 01.07.2015г. Отчёт о НИР АО «НИПИнефтегаз». - Аксай-Актау. - 2015.
3. Отчеты по авторскому надзору за разработкой месторождения Карачаганак. АО «НИПИнефтегаз». - Аксай-Актау, за 2015-2016гг.

Возрождение месторождения «К» технологией многократного разгазирования

В настоящее время практически на всех месторождениях происходит разгазирование нефти, что является главной причиной снижения КИН. Пластовое давление снижается ниже давления насыщения, из нефти начинают выделяться пузырька газа, увеличивается газовый фактор, нефть становится малоподвижной, снижается дебит нефти, остаточные извлекаемые запасы становятся неизвлекаемыми. Снижение пластового давления плохо сказывается на терригенных коллекторах, однако дело обстоит хуже с карбонатными коллекторами. В данной статье приведена система разработки месторождений с подобными проблемами, а именно, использование разгазирования нефти в своих целях. Такой недостаток, как разгазирование, становится наоборот преимуществом.

Нефтяное месторождение «К» открыли в августе 2005 г., в 2011 г. началась промышленная разработка.

На месторождении вскрыли отложения от четвертичных до триасовых возрастов. Нефтеносность установили в верхне- и среднетриасовых отложениях, так как основные запасы сосредоточены в среднетриасовых отложениях далее будем рассматривать только средний триас.

Средний триас

Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем 17 м. Свойства пластовой нефти: давление насыщения – 14,36 МПа, газосодержание – 87,8 м³/т, вязкость – 1,42 мПа×с. Дегазированность нефти: легкая (по плотности), малосернистая, высокопарафинистая (19 %), смолистая, высокозастывающая и с не высоким выходом светлых фракций. Состояние растворенного газа: «жирный» (метан – 63 % мольных, этан – 15 % мольных, пропан – 9,5 % мольных), с небольшим содержанием неуглеводородных примесей.

Геологические запасы по категории С1 примерно 13 млн.т нефти и 1,5 млрд.м³ растворенного газа. Их них извлекаемые: 3 млн. т нефти и 300 млн.м³ растворенного газа.

Общий фонд пробуренных скважин составляет 25 единиц, из них 21 – добывающие, 1 – в освоении, 3 – ликвидированы.

Режим разработки – естественный.

Проблемы

На данный момент извлекаемые запасы нефти выработаны на 45 %. Начиная с 2015 г. наблюдается резкое снижение отборов нефти (см. рис. 1). Возможными причинами снижения добычи нефти являются переход разработки залежей на режим растворенного газа и смыкание трещин в карбонатных коллекторах вследствие снижения пластового давления, приводящего к ухудшению проницаемости коллектора.

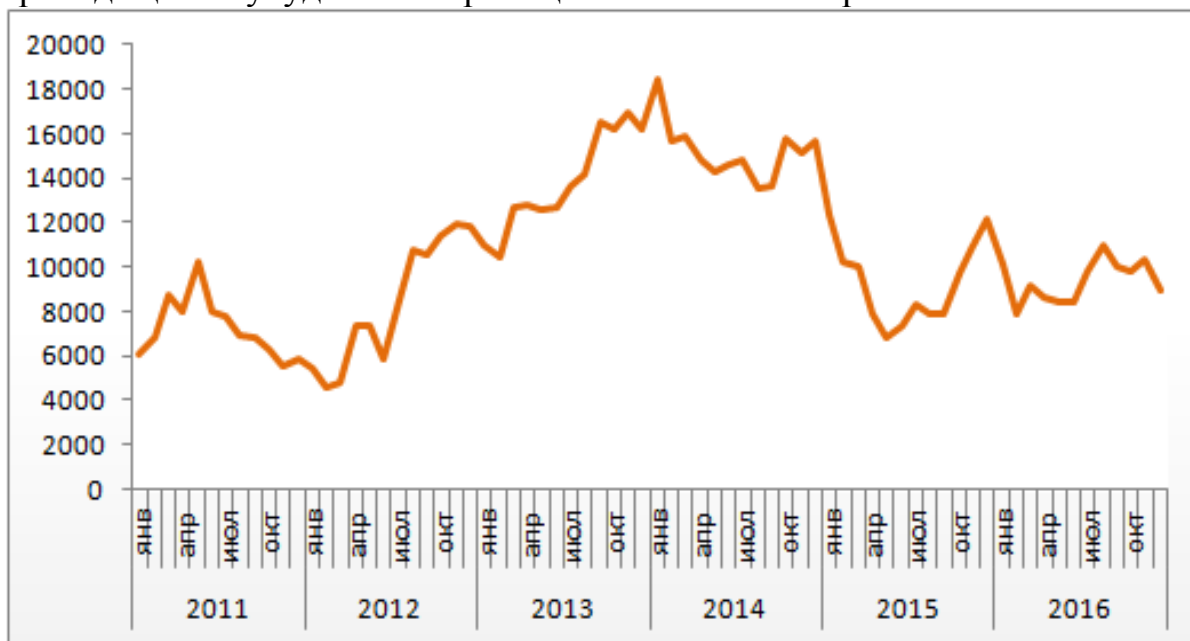


Рис. 1 - Динамика изменения добычи нефти

Переход разработки залежей месторождения на режим растворенного газа можно увидеть на графиках динамики изменения газового фактора (ГФ) в целом по месторождению и по скважинам (см. рис. 2, 3).

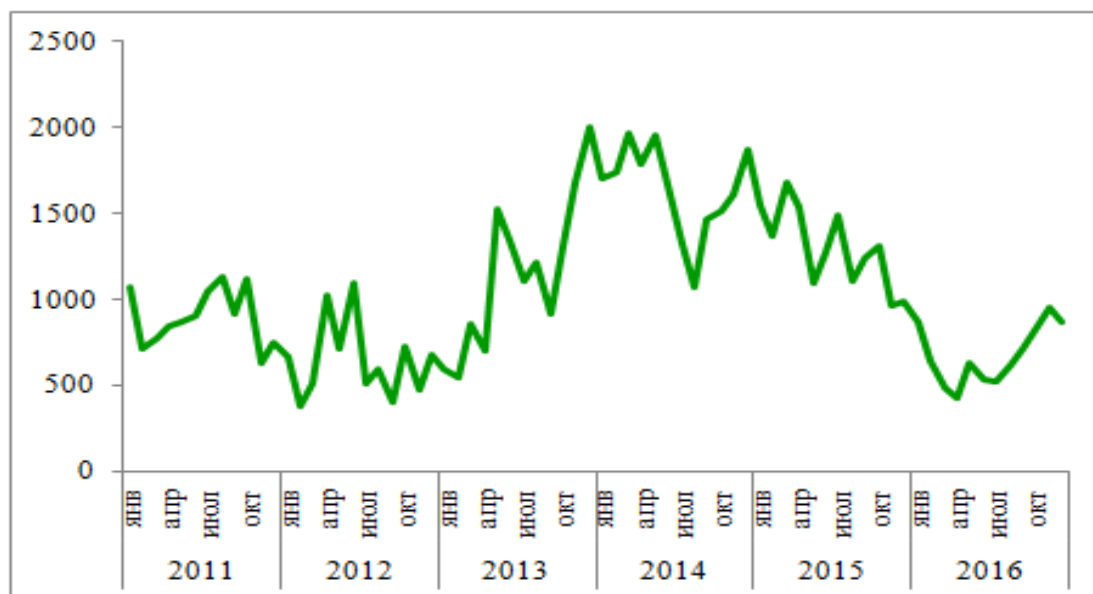


Рис. 2 - Динамика изменения ГФ

Анализ динамики ГФ начинается с 2013 году в связи с падением пластового давления (13,99 МПа) в этот период ниже давления насыщения (14,36 МПа). Динамика изменения пластового давления, а также зависимость добычи нефти от давления приведены ниже, где рассматривается карбонатный коллектор.

Примером режима растворенного газа могут служить графики из литературных источников. (см. рис. 3).

Как видно на рисунках, динамика изменения газового фактора (ГФ) на месторождении «К» повторяет динамику ГФ. Однако, в некоторых скважинах наблюдается повторное увеличение ГФ, что возможно говорит о продолжении режима растворенного газа в этих скважинах.

Рассмотрим вторую причину – особенности разработки карбонатных коллекторов.

При разработке карбонатных коллекторов самой главной проблемой является недопустимость падения пластового давления, так как при снижении давления происходит смыкание естественных трещин. На рисунке 5 (а) приведена динамика пластового давления (для построения графика использовали осредненные данные по 17 скважинам), где видно резкое падение пластового давления – почти на 10 МПа, происходящее в первые 3 года. Это, возможно, и является причиной снижения добычи, которое можно увидеть на графике зависимости добычи нефти от пластового давления (см. рис. 5, б). При падении пластового давления на 30 % добыча нефти уменьшилась на 54 %. Начальное пластовое давление – 37,7 МПа.

Решение проблемы

В одной из статей журнала «Нефтяное хозяйство» рассмотрена технология циклического заводнения пласта, основанная на механизме многократного разгазирования нефти. Она дает способ решения проблемы - возможность использовать полезную работу газа для увеличения КИН.

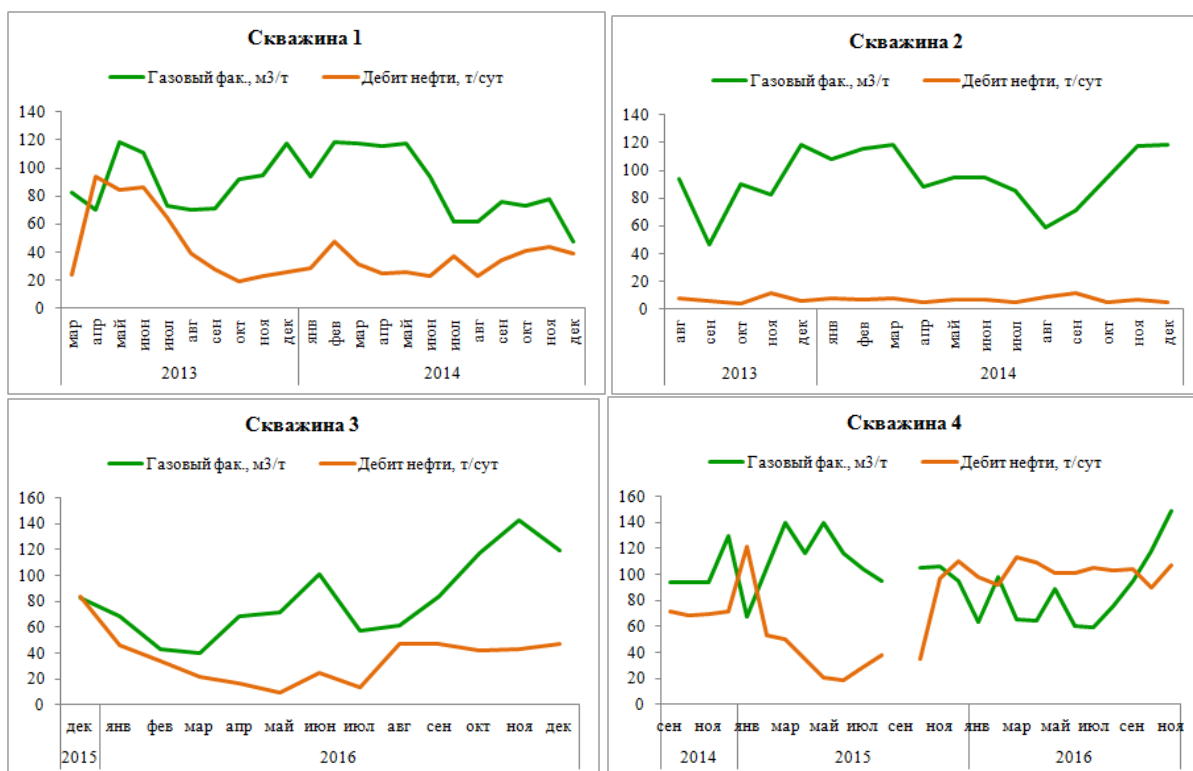


Рис. 3 - Динамика изменения ГФ и дебита нефти по скважинам

Технология

Технология заключается в попеременном изменении пластового давления таким образом, чтобы сначала оно снижалось ниже давления насыщения, при этом выделившийся газ в матрице растворялся в оставшейся нефти. Каждый цикл заводнения в модели реализуется в три этапа:

- снижение пластового давления;
- вытеснение нефти из трещин;
- повышение давления.

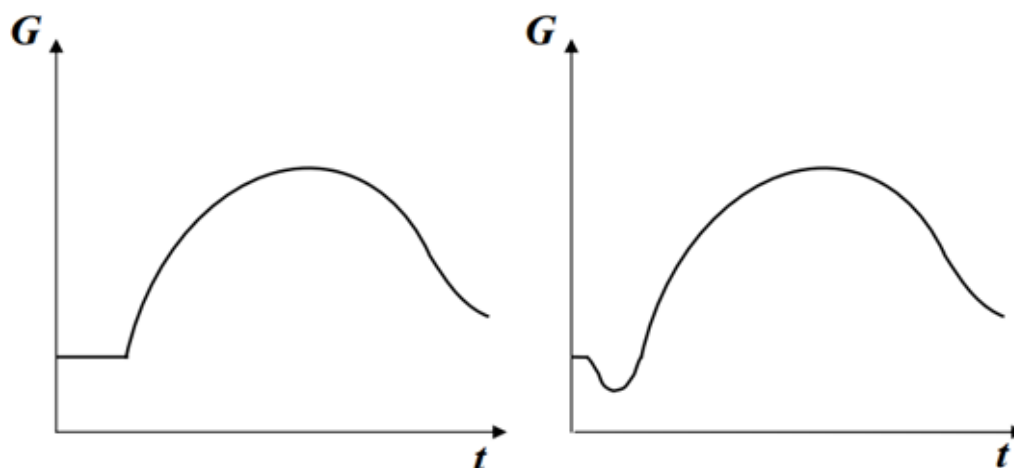
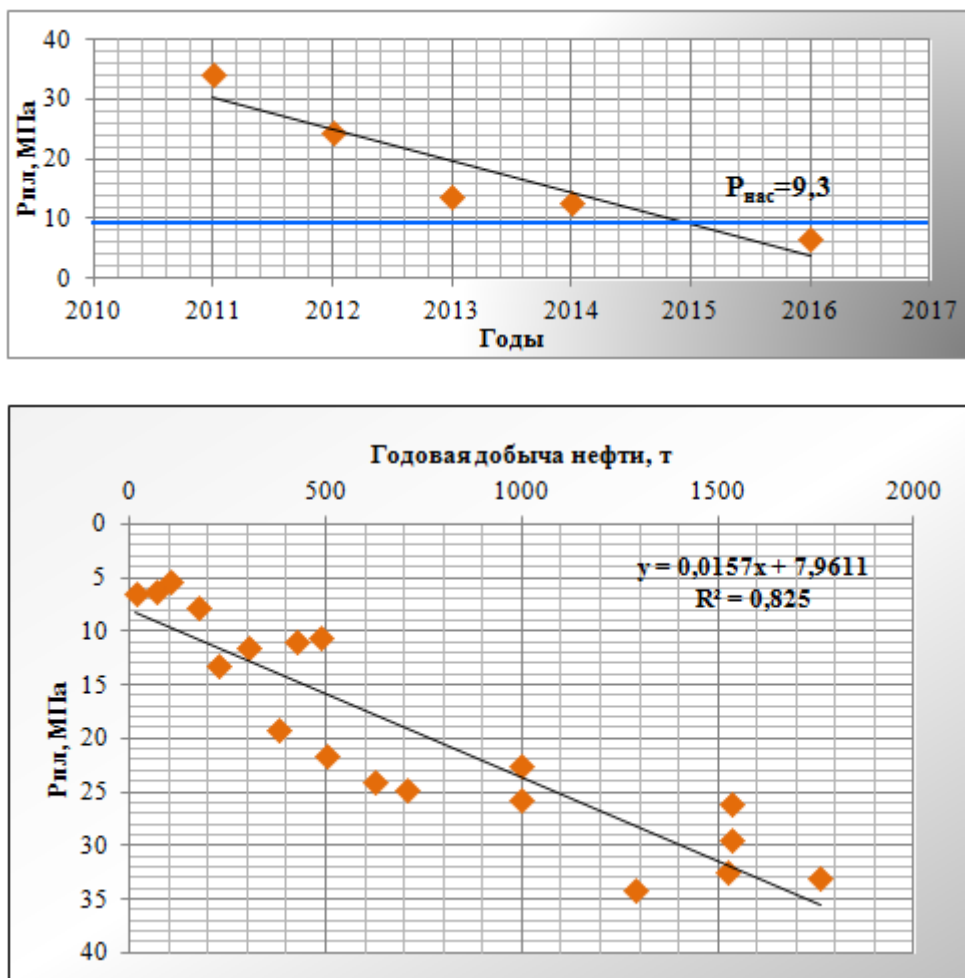


Рис. 4 - Динамика изменения ГФ при режиме растворенного газа



**Рис. 5 - а) Динамика изменения пластового давления
б) График зависимости добычи нефти от пластового давления**

На этапе 1 работает только добывающая скважина, пластовое давление снижается ниже давления насыщения, в блоках матрицы выделяется свободный газ, который при расширении вытесняет нефть из трещины. После снижения пластового давления до некоторого заданного значения в трещину поступает нефть и свободный газ, при условии, если была достигнута критическая газонасыщенность.

На этапе 2 одновременно с добывающей скважиной начинает работать нагнетательная, происходит вытеснение нефти и газа из трещин.

На этапе 3 работает только нагнетательная скважина, пластовое давление повышается до полного растворения газа в модели. Объем оставшегося в матрице газа замещается водой.

Каждый следующий цикл вытеснения реализуется аналогичным образом [1].

На месторождении «К» можно осуществить данную технологию. Но нефть месторождения безводная и отсутствует ближайший источник воды.

На месторождении много растворенного газа, выделяющегося из нефти, и газ по свойствам «жирный», что очень важно для проектирования закачки газа с целью ППД. Если нет воды, но есть газ, то почему бы не воспользоваться этим?! Тем самым технология будет аналогичной, но вместо повышения пластового давления закачкой воды предлагается закачка своего газа. Тут можно рассмотреть 2 варианта ППД:

1. Смешивающееся – закачиваемый газ растворяется в нефти. Такое вытеснение можно осуществить при условии, если плотность дегазированной нефти менее 800 кг/м^3 и при текущем пластовом давлении 20-30 МПа и более. При снижении пластового давления ниже 8-10 МПа нарушаются условия обеспечения смесимости и эффективность процесса снижается. Здесь закачка сухого газа не поможет, нужен либо обогащенный газ, либо сжиженный газ, либо чередовать сухой газ + сжиженный газ. Добавка сжиженных газов в сухой газ, состоящий преимущественно из метана, позволяет достичь полного смешивания полученного обогащенного газа с разной нефтью при сравнительно меньших пластовых давлениях [2-6]. Газ месторождения «К» жирный, следовательно, если добавить сухой газ, то можно увеличить растворимость в нефти.

2. Несмешивающееся – газ заполняет пространство и вытесняет нефть. То есть можно закачать свой же жирный газ и вытеснять газ находящийся в пласте, отделившийся в отдельную фазу в трещину с нефтью. Для повышения пластового давления необходимо будет превышение нагнетания над отбором. Обычно давление нагнетания на 15-20 % выше пластового.

Или можно объединить эти 2 варианта ППД в один и сформировать один цикл.

На этапе 1 работает только добывающая скважина, пластовое давление снижается ниже давления насыщения, в блоках матрицы выделяется свободный газ, который при расширении вытесняет нефть из трещины.

После снижения пластового давления до некоторого заданного значения в трещину поступает нефть и свободный газ, если была достигнута критическая газонасыщенность.

На этапе 2 одновременно с добывающей скважиной начинает работать нагнетательная закачивая сухой газ, происходит смешивание сухого газа с находящимся в пласте жирным газом и благодаря этому увеличивается растворимость газа в нефти.

На этапе 3 работает только нагнетательная скважина закачивая уже жирный газ, пластовое давление повышается до полного растворения газа в нефти.

Каждый следующий цикл вытеснения реализуется аналогичным образом.

Вывод

На месторождении «К» идет разгазирование нефти и уровни добычи резко падают. Пластовое давление снизилось ниже 8-10 МПа. Газовый фактор превысил газосодержание. Что делать? Решение найдено, оно было описано в статье журнала «Нефтяное хозяйство». Там говорится о технологии повторения разгазирования и выталкивания наружу газированной нефти. Суть открытия была в том, что сначала используются только добывающие скважины и снижают пластовое давление, затем подключаются водонагнетательные и проталкивают газ к нефти, а затем работают только водонагнетательные и повышают пластовое давление, помогая газу до конца раствориться в нефти. Но из-за отсутствия воды на месторождении «К», а еще и, в связи с наличием обогащенного газа на месторождении, в данной статье предложено ППД закачкой газа. Технология аналогична, однако когда применяются добывающие скважины подключаются газонагнетательные, подавая сухой газ, тем самым увеличивая растворимость газа в нефти. Затем, при отключении добывающих, работают газонагнетательные, проталкивая свой жирный газ. Тем самым, повышая пластовое давление и обеспечивая полную взаиморастворимость газа и нефти.

Список использованных источников

1. Повышение коэффициента извлечения нефти из карбонатных трещиновато-пористых коллекторов с помощью многократного разгазирования нефти // Алексеева К.С., Байков В.А., Колонских А.В. и др. - Нефтяное хозяйство. – 2017. - № 4. - с. 76 -79.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, Учебник для вузов. - М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти, Учебник для вузов. – М.: Недра. – 1983. – 509 с.
4. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, Учебно-методическое пособие. – Пермь, 2013. – 176 с.
5. Палий А.О., Амелин И.Д. Закачка газа в пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Серия: ОИ «нефтепромышленное дело». – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 1978. – 51 с.
6. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра. – 1996. – 368 с.

Туяков Н.К. (АО «НИПИнефтегаз»)

Прогноз конечного коэффициента извлечения нефти и расчет дополнительной добычи нефти и эффективности геолого-технических мероприятий с помощью характеристик вытеснения

Для контроля процесса нефтеизвлечения и своевременного поиска решений по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений, а также необходимости проведения различных геолого-технологических мероприятий становятся актуальными оценка величины извлекаемых запасов нефти и анализ различных технологических показателей при условии применения существующей системы разработки.

Задачи анализа и прогнозирования технологических показателей разработки нефтяных залежей можно решить на основе геологических и сложных гидродинамических моделей нефтяных залежей, описывающих механизм процесса фильтрации пластовых флюидов, которые характеризуются высокой степенью теоретического обоснования механизма нефтеизвлечения. Процесс создания таких моделей залежи является трудоемким и требует больших временных, программных и электронно-вычислительных ресурсов. Точность конечного результата при моделировании зависит от большого количества исходной информации, а также от степени удовлетворительности адаптации истории разработки [1].

Надо отметить, что в настоящее время также существует множество промыслово-статистических методов определения технологических прогнозных показателей разработки нефтяной залежи, которые из-за своей простоты и оперативности широко используются в различных исследованиях. На поздней стадии разработки месторождения, когда накоплен большой объем геолого-промысловой информации, для прогнозирования добычи нефти могут быть применены методы математической статистики, которые в отличие от гидродинамических являются менее трудоёмкими и не требуют больших затрат средств и времени [1].

Под характеристиками вытеснения (ХВ) принято понимать аналитические или эмпирические зависимости изменения технологических параметров добычи пластовых жидкостей в ходе процесса разработки. В целях анализа и прогноза они используются с применением статистических методов обработки промысловых данных.

Характеристики вытеснения (ХВ) делятся на две группы: кривые обводнения и кривые падения добычи.

Кривые обводнения - это зависимости между накопленными отборами нефти, воды или жидкости, характеризующие процесс обводнения скважин, участка или месторождения.

Кривые падения добычи - это зависимости между текущей и накопленной добычей нефти от времени, характеризующие динамику добычи нефти во времени.

Пример по первой группе ХВ представлен по II объекту разработки (юрские горизонты Ю-I и Ю-II) территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Кумколь.

Для проведения геолого-технических мероприятий был выбран опытный участок. Объемным методом были подсчитаны геологические запасы участка, которые составили 2325 тыс.т нефти, извлекаемые при утвержденном КИН (0,615 д.ед.) – 1434 тыс.т. [2].

Фактическая накопленная добыча (1486,6 тыс.т) на дату анализа (01.01.2017г.) уже превышала рассчитанные извлекаемые запасы на 3,5 %.

Для оценки потенциального количества вовлеченных в разработку извлекаемых запасов опытного участка, по скважинам были построены характеристики вытеснения по методу Сипачева – Посевича, так как по проведенному анализу характеристик вытеснения, построенному по II объекту видно, что фактическим данным наиболее соответствует характеристика вытеснения по вышеуказанному методу (рис. 1, таблица 1). [3,4,5]

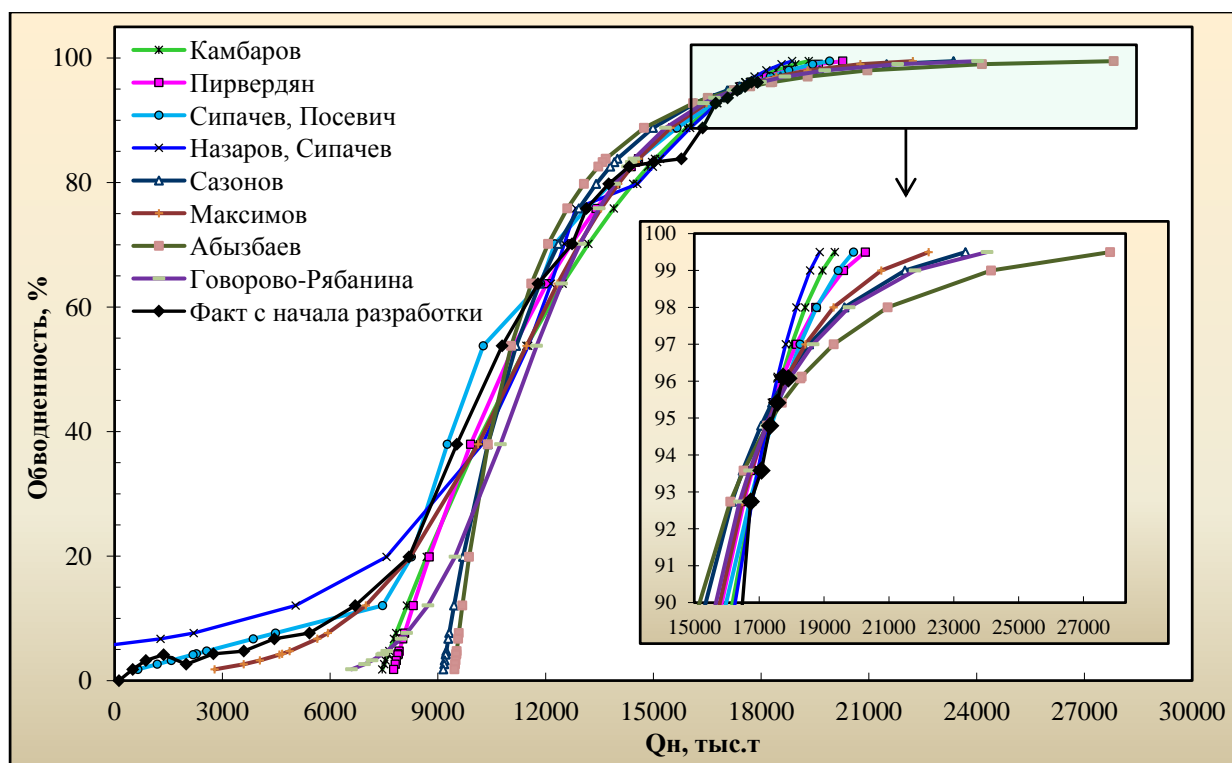


Рис. 1 - Месторождение Кумколь. Территория АО «ПККР» II объект разработки. График зависимости накопленной добычи нефти от обводненности нефти по методикам Камбарова, Пирвердяна, Сипачева-Посевича, Назарова-Сипачева

Таблица 1. Результаты расчета коэффициента Тейла и корреляции по различным методам

№	Авторы методов	Коэффициент Тейла	Коэффициент корреляции (R^2)
1	Сипачев-Посевич	0,0031	0,9996
2	Камбаров	0,0043	0,9991
3	Максимов	0,0064	0,9992
4	Пирвердян	0,0069	0,9998
5	Назаров-Сипачев	0,0079	0,9999
6	Говорово-Рябанина	0,0081	0,9985
7	Сазонов	0,0121	0,9993
8	Абызбаев	0,0159	0,9963

По методике Сипачева-Посевича отмечен наиболее низкий коэффициент Тейла, который составил 0,0031, что характеризует степень схожести с фактической кривой зависимости обводненности от добычи нефти.

Выбранная характеристика вытеснения по Сипачеву-Посевичу, показала, что величина потенциально извлекаемых запасов нефти по скважинам опытного участка оценивается в размере 1605,6 тыс.т, и это больше рассчитанных извлекаемых запасов на 10,7 %. (рис.2)

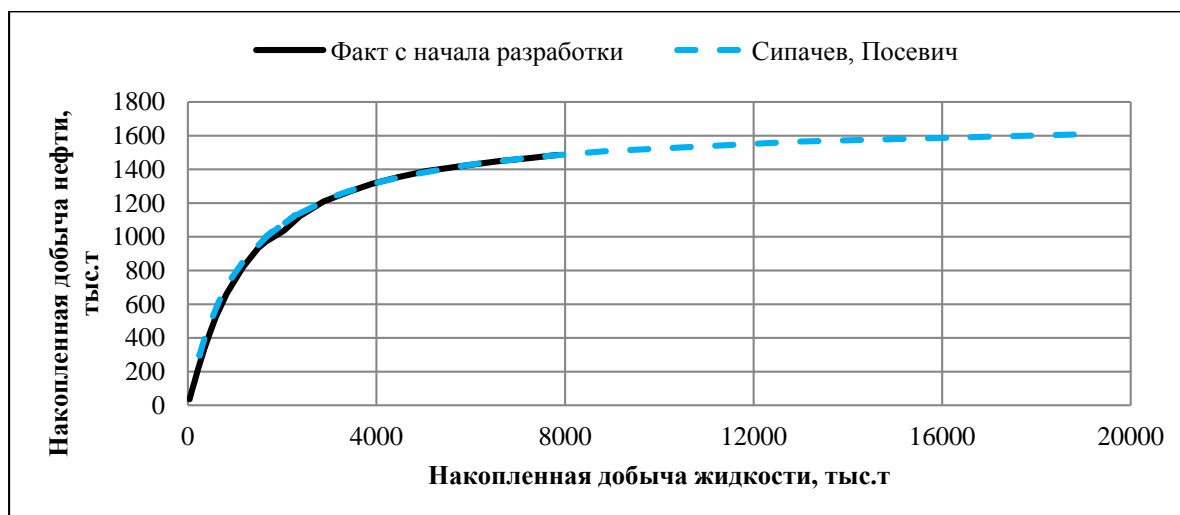


Рис. 2 - Месторождение Кумколь. Опытный участок. Прогноз зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости

Таким образом, на опытном участке по характеристикам вытеснения выявлены остаточные извлекаемые запасы. Т.е на опытном участке есть потенциал для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), чтобы вовлечь в разработку остаточных запасов.

Пример по расчету эффективности ГТМ.

Для примера оценки эффективности проведения ГТМ гидроразрыва пласта (ГРП) были использованы данные скважины 179, месторождения Каракудук [5].

По промысловым данным построена характеристика вытеснения Сипачева-Пасевича, по которой оценен эффект от ГТМ (рис. 3).

В процессе анализа для расчета эффективности был выбран продолжительный участок до ГТМ с максимальной корреляцией (красная линия) и после ГТМ (зеленная линия).

Численные результаты оценки извлекаемых запасов по характеристике вытеснения представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты оценки эффективности ГТМ по скважинам 179

№ скважины	Дополнительная добыча (за 9 месяцев), тонн	Вовлеченные запасы нефти тыс.т		Эффективность	
		до ГТМ	после ГТМ	тыс.т	%
179	1631,8	31,668	38,370	6,702	17,46

Как видно из таблицы дополнительная добыча за счет ГТМ (за 9 месяцев) оценивается в размере 1631,8 тонн. Дополнительно вовлеченные в разработку извлекаемые запасы оцениваются в размере 6,7 тыс.т.

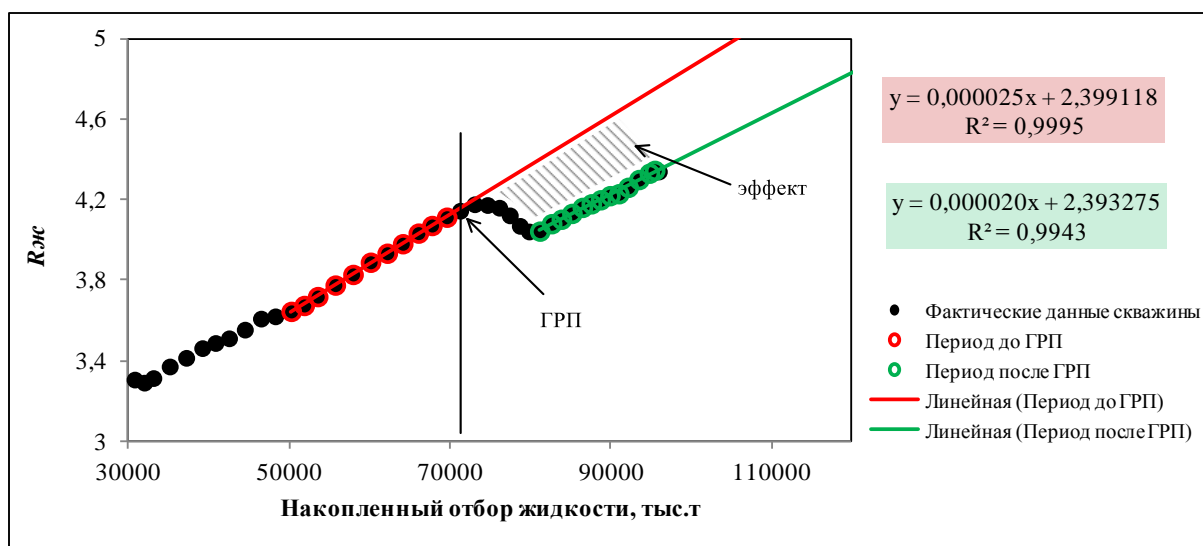


Рис. 3 - Модифицированная характеристика вытеснения Сипачева-Пасевича, построенная по данным скважины 179, месторождения Каракудук

Пример по 2 группе ХВ

Был проведен анализ взаимодействия добывающих скважин восточного поднятия палеозойского горизонта месторождение Кумколь на основе фактических промысловых данных. В качестве примера было

рассмотрено влияние ввода добывающей скв. 5014 на работу близко расположенной скв. 5004 (рис. 4).

Скважина 5004 начала добычу с данного горизонта в начале 2010 года, с месячным отбором 933,7 тонн нефти.

В апреле 2014 года вводят в эксплуатацию новую скважину 5014, на что скважина 5004 прореагировала отрицательно.

Как видно из рисунка, ввод новой скв. 5014 привел к уменьшению потенциально извлекаемого объема нефти из скв. 5004 на 3,5 тыс.т (с 18,03 до 14,53 тыс.т)

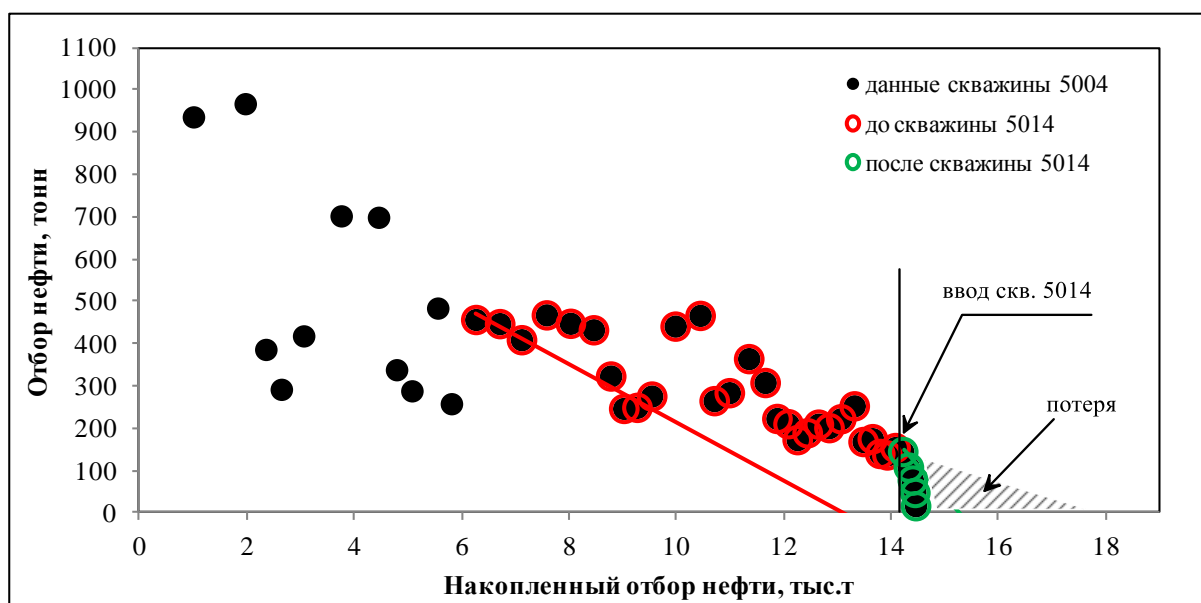


Рис. 4 - Оценка извлекаемого запаса нефти из скв. 5004 до и после ввода скв. 5014

Список использованных источников

1. Оценка состояния пластовой системы на основе анализа технологических показателей разработки// Гусейнова Д.Ф. . - Нефтепромысловое дело.- № 1. - 2017, - с.29-31.

2. Проект опытно-промышленной разработки с заменой вида заводнения экспериментального участка на месторождении Кумколь. Отчет о НИР АО «НИПИнефтегаз». - Актау. – 2015.

3. О характеристиках вытеснения нефти водой// Сипачёв Н.В., Посевич А.Г. – Известия вузов. «Нефть и газ». - 1981, - № 12, - с. 26-32.

4. Оценка извлекаемых запасов нефти по зависимости жидкостно-нефтяного фактора от суммарного отбора жидкости с учётом рентабельного предела обводненности// Сипачёв Н.В., Посевич А.Г. - Известия вузов "Нефть и газ". - 1986, - № 12, - с.42-43.

5. Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи, - Ижевск. - 2008.

6. Уточненный проект разработки месторождения Каракудук по состоянию на 01.01.2017г. - Отчет о НИР АО «НИПИнефтегаз»; - Актау. – 2017.

Горин С.А., Алиби Ф.Н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Начало добычи нефти и газа на первом в Казахстане морском гигантском месторождении Кашаган

В начале пятидесятых годов ученые нефтяники приступили к изучению Казахстанского шельфа Каспийского моря. Активизировались поиск и разведка в 1980-2005 годы, тогда был выполнен большой объем работ по аэромагнитной и сейсмической съемкам. В результате выявлен и подготовлен к бурению ряд новых структур: Кашаган, Кашаган Юго-Западный, Кайран, Актоты, Каламкас-море.

Работы на месторождении Кашаган ведутся по Соглашению о разделе продукции по Северному Каспию (СРПСК) от 18.11.1997 г. со всеми изменениями и дополнениями [1].

Недропользователем, согласно СРПСК (с учетом внесенных изменений и дополнений), является консорциум, в который входят: «КМГ Кашаган Б.В.», «Аджиб Каспиан Си Б.В.», «КННК Казахстан Б.В.», «ЭксонМобил Казахстан Инк.», «ИНПЕКС Норт Каспиан Си, Лтд.», «Шелл Казахстан Девелопмент Б.В.» и «Тоталь ЭйП Казахстан».

Компания «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (НКОК) назначена Оператором для ведения нефтяных операций от имени Консорциума.

Уникальнейшее шельфовое месторождение Казахстана, расположенное в 80 км от города Атырау, в северной части Каспийского моря было открыто 30 июня 2000 года скважиной «Восток-1». Кашаган является одним из самых перспективных в мире нефтяных месторождений, исследованных за последние 40 лет. Административно оно относится к Атырауской области Республики Казахстан (рисунок 1). Глубина шельфа составляет 3—7 м.

При испытании разведочной скважины КВ-1 был получен промышленный приток нефти из подсолевых карбонатных отложений структуры Восточный Кашаган. В процессе дальнейших геологоразведочных работ, была выявлена гигантская залежь нефти массивного типа, приуроченная к карбонатам нижне-среднекаменноугольного возраста.

Прибрежные территории северной, северо-восточной и восточной частей Каспийского моря, где расположена большая часть нефтяных месторождений (Тенгиз, Королевское, Каражанбас, Северные Бузачи и др.), характеризуются широко развитой инфраструктурой. Ближайший нефтепровод, принадлежащий Каспийскому Трубопроводному Консорциуму, находится в 80 км от восточного контура месторождения.

Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до минус 30 °С) и жарким летом (до плюс 45 °С). Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Глубина промерзания почвы – до 1,5 м. В течение зимнего периода северная часть Каспийского моря покрывается льдом. Толщина льда может составлять до 0,5 м (обычные зимы). Слои льда из-за движения, вызванного ветром, могут образовывать льдины большой толщины. По историческим данным в году в среднем существует 30-40 дней, когда скорость ветра превышает 15 м/с, а в литературе повествуется, что при самых сильных штормах скорость северного ветра достигает 40 м/с.

Максимальная высота подъёма волны на Восточном Кашагане 1-2 метра, на Западном Кашагане – 2-3 метра.

Морское дно на территории деятельности плоское и состоит из плавных склонов. Глубина моря в районе работ мелкая и непостоянная, более 80% дна всего северо-восточного Каспия не достигает глубины 5 м. На участке Восточный Кашаган имеются отметки глубиной 3,6-4,8 м, а на участке Западный Кашаган – 7-8 м. Наблюдаются значительные долговременные колебания среднего уровня моря.

Северный Каспий содержит важные биоресурсы, включая популяции промысловых рыб, стаи водоплавающих птиц, обитающих в прибрежной зоне, и большую часть популяции каспийских тюленей в зимние периоды. Климатические и биологические особенности данного района оказывают существенное влияние на производство.

В геологическом плане месторождение Кашаган расположено в южной части Прикаспийской впадины и приурочено к внутрибассейновой Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформе.

Карбонатная платформа состоит из отдельных массивов ранне-средне каменноугольного возраста, расположенных на общем позднефранско-фемском основании.

Осадочный чехол, вскрытый скважинами на Кашаганском месторождении, представлен отложениями от верхнедевонских до неогеновых включительно, вскрытых на максимальной абсолютной отметке -5187,4 м (КВ-1).

В строении осадочной толщи четко выделяются три комплекса:

- *подсолевой* (палеозойский, представленный преимущественно карбонатным разрезом);
- *надсолевой* (мезо-кайнозойский, сложенный кластическими и карбонатными породами);
- *соленосный*, разделяющий их и представленный эвапоритовой толщей нижнепермского возраста (кунгурский ярус).

В тектоническом отношении структура Кашаган приурочена к южному крылу Астраханско-Актюбинской системы поднятий (рисунок 2), характеризуется относительно небольшими глубинами залегания

фундамента – около 8 км и является частью крупной Кашаган-Тенгизской карбонатной платформы, которая имеет общее девонское основание. Начиная с ранневизейского комплекса, Кашаган образует самостоятельное поднятие.

По данным сейсмоки и бурения скважин структура Кашаган по кровле отражающего горизонта П2 (кровля карбонатно-башкирских отложений) представляет собой обширную, вытянутую в субширотном направлении, карбонатную постройку с размерами по изогипсе -4600 м по его длинной оси запад-восток порядка 80 км, шириной карбонатной платформы в средней ее части порядка 9 км и расширяющейся как на западе, так и на востоке почти в три раза. Амплитуда по изогипсе -4600 м порядка 800 метров. Вследствие регионального наклона структура погружается в западном направлении с перепадом глубин до 500 м (рисунок 3).

В пределах постройки уверенно выделяются пять регионов:

- *внутренняя* платформа (ВП);
- *переходная* (транзитная) зона (ПЗ);
- *окраина* платформы (Рим);
- *склон* и затем
- *бассейн* (рисунок 3).

Нефтегазоносность месторождения Кашаган была установлена в 2000 году, когда при испытании интервала 4238-4298 м в поисковой скважине КВ-1 был получен фонтан нефти дебитом 539-626 м³/сут на штуцере 11,9 мм и при депрессии 24,6 МПа.

Залежь нефти приурочена к карбонатному массиву нижне-среднекаменноугольного возраста размерами 9x80 км по изогипсе -4600 м. Роль покрывки для залежи выполняет толща пород нижнепермского возраста, сложенная глинисто-карбонатными отложениями артинско-московского возраста и сульфатно-галогенными породами кунгурского яруса.

Имеющиеся геолого-геофизические и промысловые данные определили следующие параметры карбонатной постройки:

- *очень большой* (более 800 м) этаж продуктивности;
- *наличие высокорadioактивной* пачки (ВРП) тульского возраста, которая делит продуктивный резервуар на две части верхнюю – башкирско-серпуховского-окскую (I объект) и нижнюю – нижневизейско-турнейскую (II объект);
- *единый контакт* 4571 м по данным градиентов давления в пробуренных скважинах;
- *дифференцированное* развитие фильтрационно-емкостных свойств пород для разных фациальных зон разреза.

Полученная нефть на месторождении Кашаган классифицируется, как особо легкая (804,4 кг/м³), сернистая, парафинистая, малосмолистая, с

низкой температурой застывания (минус 43,3 °С). Содержание сероводорода в нефтяном газе достигает до 20 % мольных.

Согласно последнему пересчету запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган по состоянию на 02.01.2012 г. [2] геологические запасы нефти составили более 4 млрд.т. Запасы растворенного в нефти газа составили более 6 трл.м³.

Разработка нефтяного месторождения будет осуществляться в сложных геологических и климатических условиях с аномально высоким пластовым давлением (более 70 МПа), пластовой температурой (более 100 °С) и высоким содержанием сероводорода в попутном газе (15-20 %) при больших глубинах залегания продуктивных объектов (более 4000 м.). Кроме того, разработка его осложнена месторасположением на мелководье Северного Каспия, в экологически чувствительной зоне с жесткими требованиями по проведению нефтяных операций.

Для повышения нефтеотдачи концепция разработки предусматривает закачку добываемого сырого газа в пласт. При разработке месторождения предусматривается возведение искусственных островов, где будут располагаться добывающие и нагнетательные скважины с вертикальным и наклонно-направленным стволами. На текущий момент возведено 5 искусственных острова: А, Д, ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4.

На береговых сооружениях месторождения Кашаган расположена установка комплексной подготовки нефти и газа «Болашак» (УКПНГ), где будет проводиться стабилизация продукции, поступающей с морских сооружений и экспорт готовой продукции.

Для транспортировки сырой нефти и высокосернистого газа до УКПНГ проложены два отдельных трубопровода для нефти и газа от Эксплуатационного Технологического Комплекса (ЭТК-1) на острове Д до наземного комплекса – УКПНГ. Также проложен отдельный магистральный трубопровод для топливного газа параллельно трубопроводам нефти и газа.

Территория УКПНГ находится на участке, не подверженном затоплению нагонными водами, на отдалении от крупных населенных пунктов.

В пределах карбонатной постройки на месторождении Кашаган было выделено два объекта разработки:

– *I объект* – карбонатные пласты башкирского, серпуховского и верхнего визейского подъярусов;

– *II объект* – карбонатные пласты нижнего и среднего визейского подъярусов и турнейского ярусов.

На месторождении выбран опытный участок для осуществления опытно-промышленной разработки с учетом геологического строения продуктивных отложений, фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов и физико-химических свойств насыщающих их флюидов (рисунок 4).

При проектировании разработки месторождения Кашаган было рассмотрено большое количество вариантов разработки месторождения, включая варианты на естественном режиме и с закачкой газа при различных схемах размещения скважин. Выбор вариантов на месторождении ограничен объемом, производительностью и сроками ввода запроектированных технологических объектов подготовки продукции месторождения.

По результатам технико-экономического анализа в Проекте ОНР [3], выполненным институтом АО «НИПИнефтегаз» и утвержденном в 2011 г. ЦКРР РК, к реализации был рекомендован следующий вариант разработки:

- *начало* опытно-промышленной разработки месторождения – 2012 г.;
- *период* реализации ОНР – 3 года;
- *бурение* и эксплуатация скважин на островах А, Д и кластерах ЕРС2, 3, 4;
- *разбуривание* по квадратной пятиточечной сетке плотностью 200 га/скважина (1,4 x 1,4 км);
- *ППД* посредством обратной закачки добываемого газа в пласт;
- *размещение* нагнетательных скважин на внутренней платформе;
- *общее количество* скважин – 40 ед., из них на период ОНР – перевод 4-х скважин под нагнетание газа;
- *взаимозаменяемость* отдельных добывающих и нагнетательных скважин;
- *перфорация* скважин по всему интервалу объекта.

Согласно утвержденному графику начала запуска в ОНР 11 сентября 2013 г., пять добывающих скважин острова А были введены во временную эксплуатацию. Проведена реконсервация и открытие скважин, подача углеводородного сырья на технологические установки морского комплекса. 17-18 сентября началось поступление сырого газа и нефти на наземный комплекс УКПНГ по 28” газопроводу и 28” нефтепроводу.

24 сентября визуально обнаружена утечка газа на наземном участке газопровода, промысловые объекты на морском комплексе были остановлены.

9 октября на наземном участке газопровода обнаружено место потенциальной утечки газа. Появилась необходимость прекращения эксплуатации промысловых объектов на морском комплексе, на участках газопровода произвели последовательный сброс давления, закончили работы по выемке грунта. Добывающие скважины были закрыты, добыча приостановлена.

В связи с возникшими неполадками при первом пуске месторождения Кашаган институтом АО «НИПИнефтегаз» был составлен проект: «Дополнение к опытно-промышленной разработке месторождения Кашаган

по состоянию на 01.01.2016 г.» [4], в котором был уточнен срок повторного ввода. По третьему варианту установлен срок пять лет, возобновление ОПР было предусмотрено с октября 2016 г.

До сентября 2016 года выполнялись работы по ревизии и замене газопровода. Возобновление добычи нефти на месторождении Кашаган было осуществлено 28 сентября 2016 г. посредством ввода в эксплуатацию двух скважин острова А.

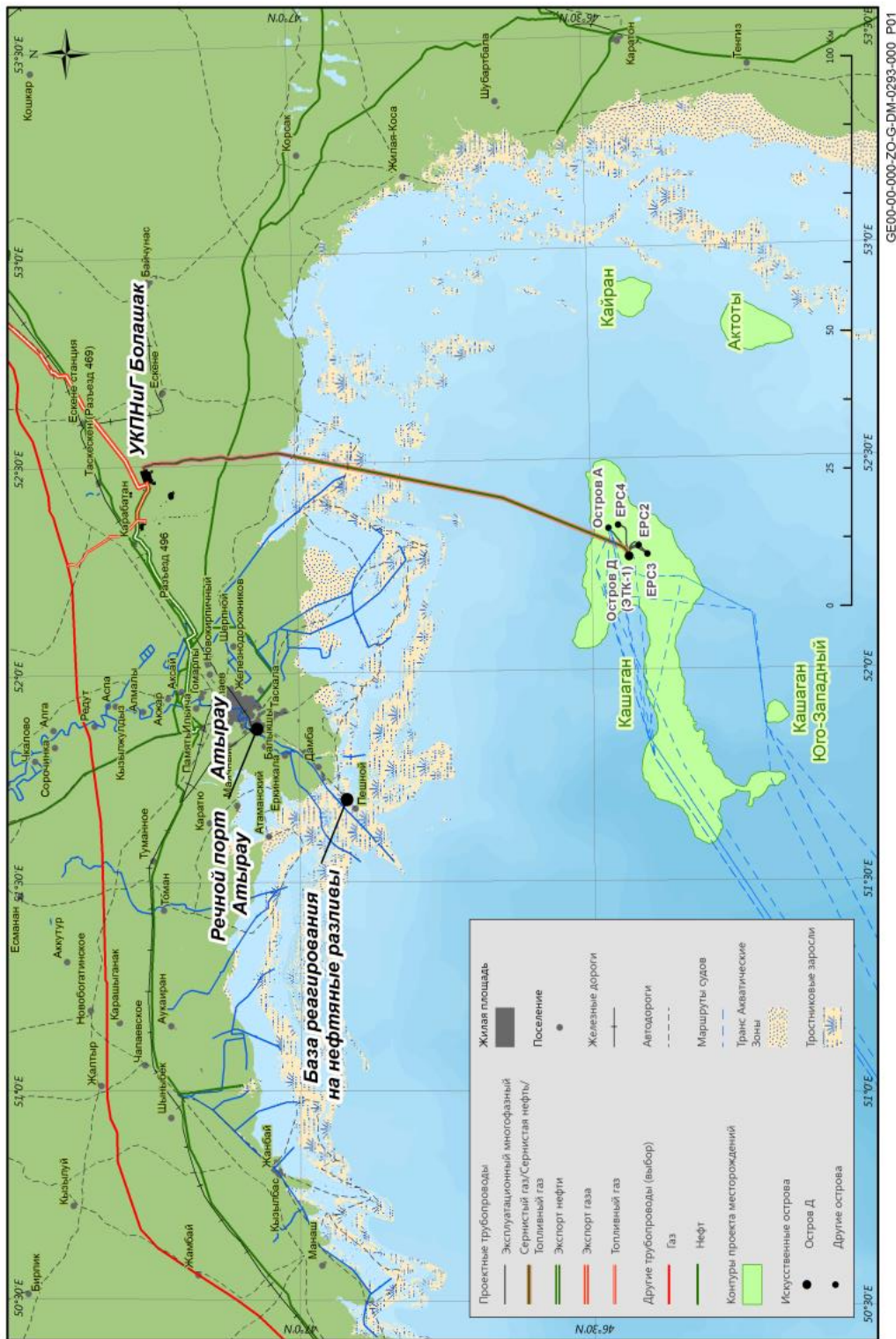
По состоянию на 1 января 2017 г. в эксплуатации находились 7 скважин острова А. Всего за 4 месяца 2016 г. было добыто нефти почти 1 млн.т. и нефтяного газа – более 500 млн.м³.

В настоящее время действующими проектными документами являются «Проект опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган» и «Дополнение к ОПР» (ДОПР) составленные институтом АО «НИПИнефтегаз» [3,4]. Реализация ДОПР рассчитана на 5 лет. К указанным проектным документам составлены ПредОВОС, в которых рассмотрены все системы и мероприятия по охране недр, окружающей среды и меры безопасности для работающего персонала.

На сегодняшний день уникальное гигантское месторождение Кашаган находится в стадии опытно-промышленной разработки.

Список использованных источников

1. Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18.11.1997 г. со всеми изменениями и дополнениями.
2. Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2012 г.). - «Каспиймунайгаз», - Атырау-Хьюстон. - 2012 .
3. Проект опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. - АО «НИПИнефтегаз», ТОО «Каспиймунайгаз», - Актау-Атырау, - 2009.
4. Дополнение к проекту опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. - АО «НИПИнефтегаз», - Актау. - 2016.



GEO00-000-ZO-G-DM-0293-000_P01

Рис. 1 - Обзорная карта района

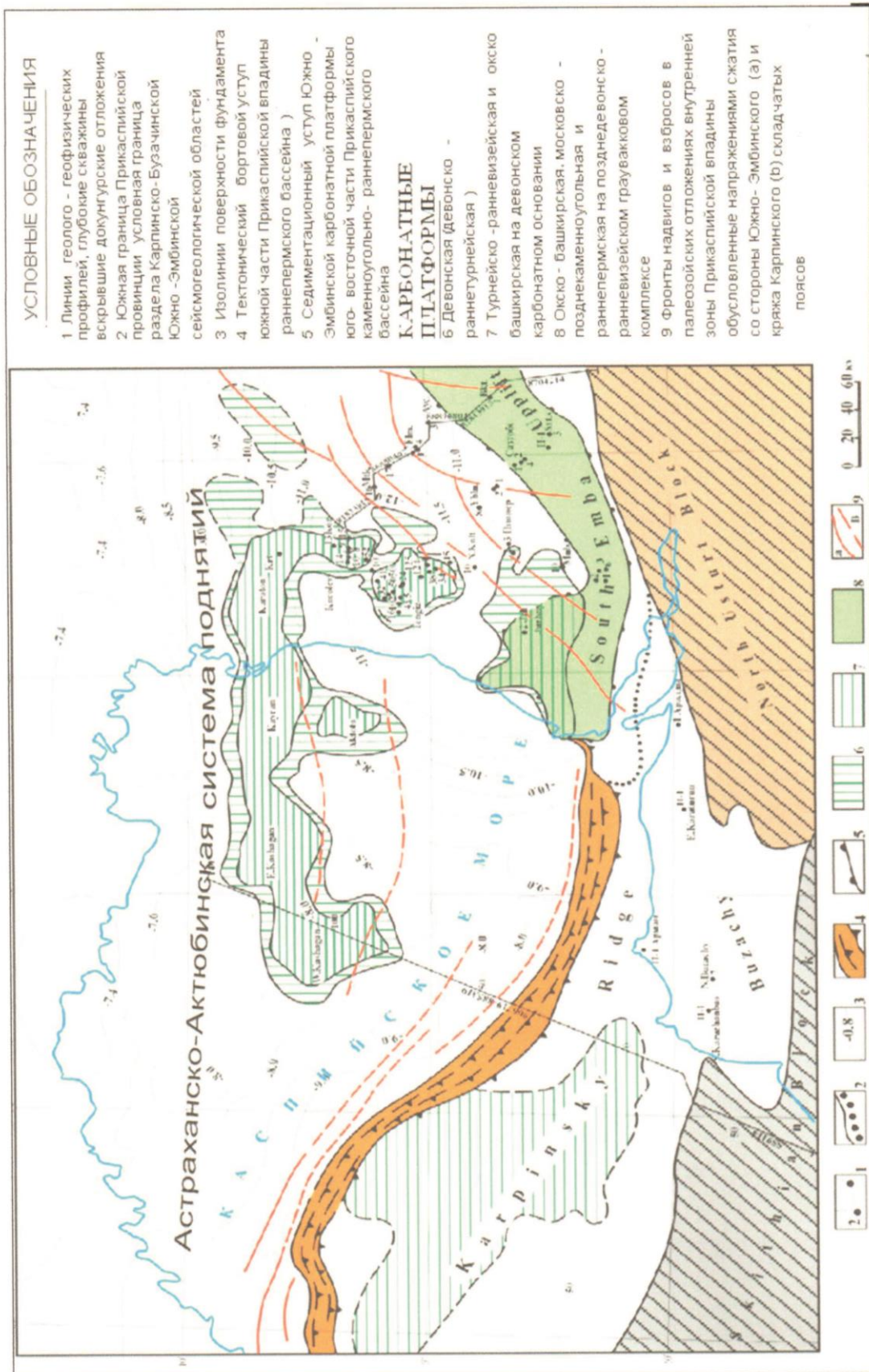


Рис. 2 - Тектоническая схема южной части Прикаспийской впадины и прилегающих складчатых обрамлений

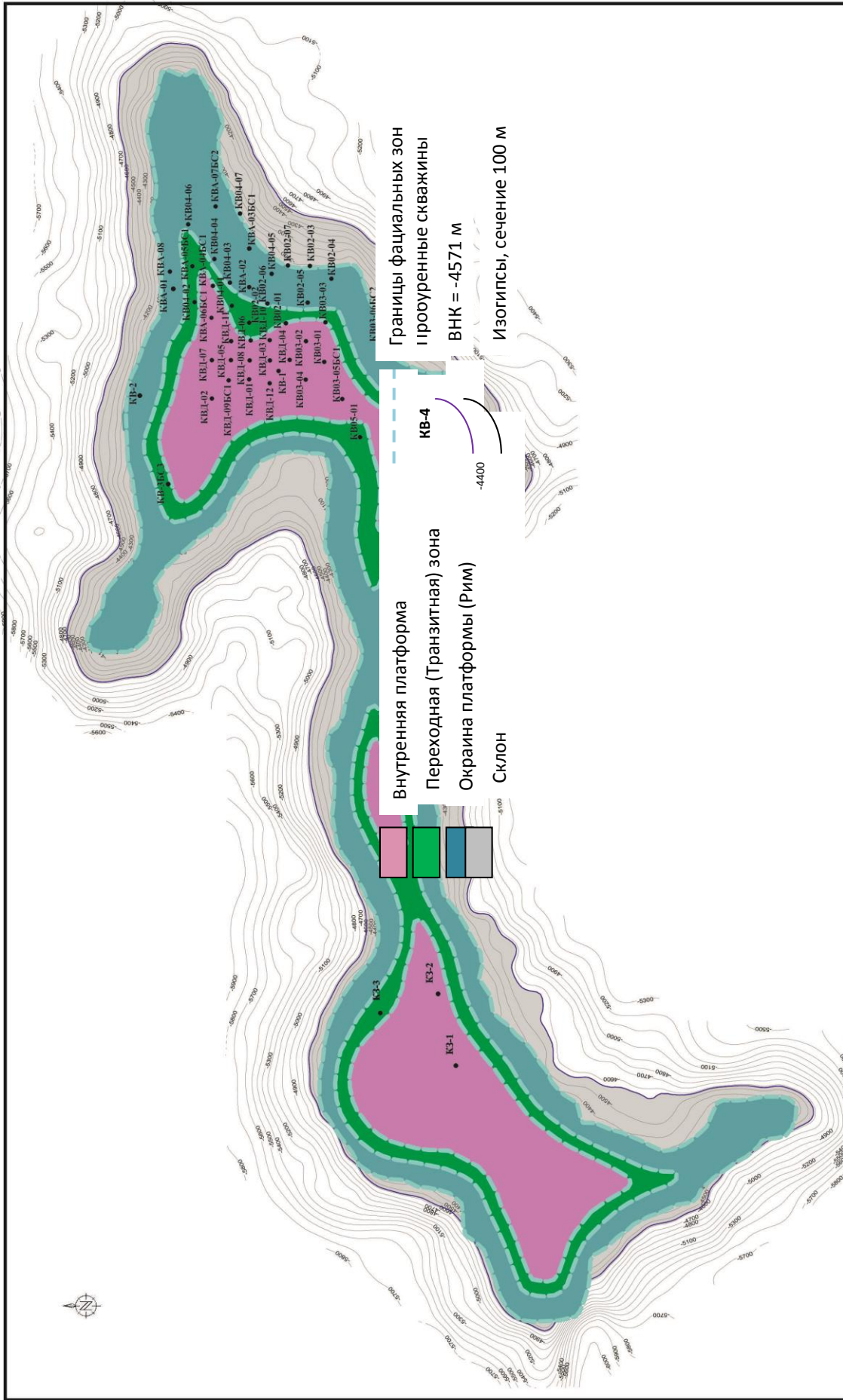


Рис. 3 - Фациальная карта месторождения Кашаган (крылья башкирского яруса)

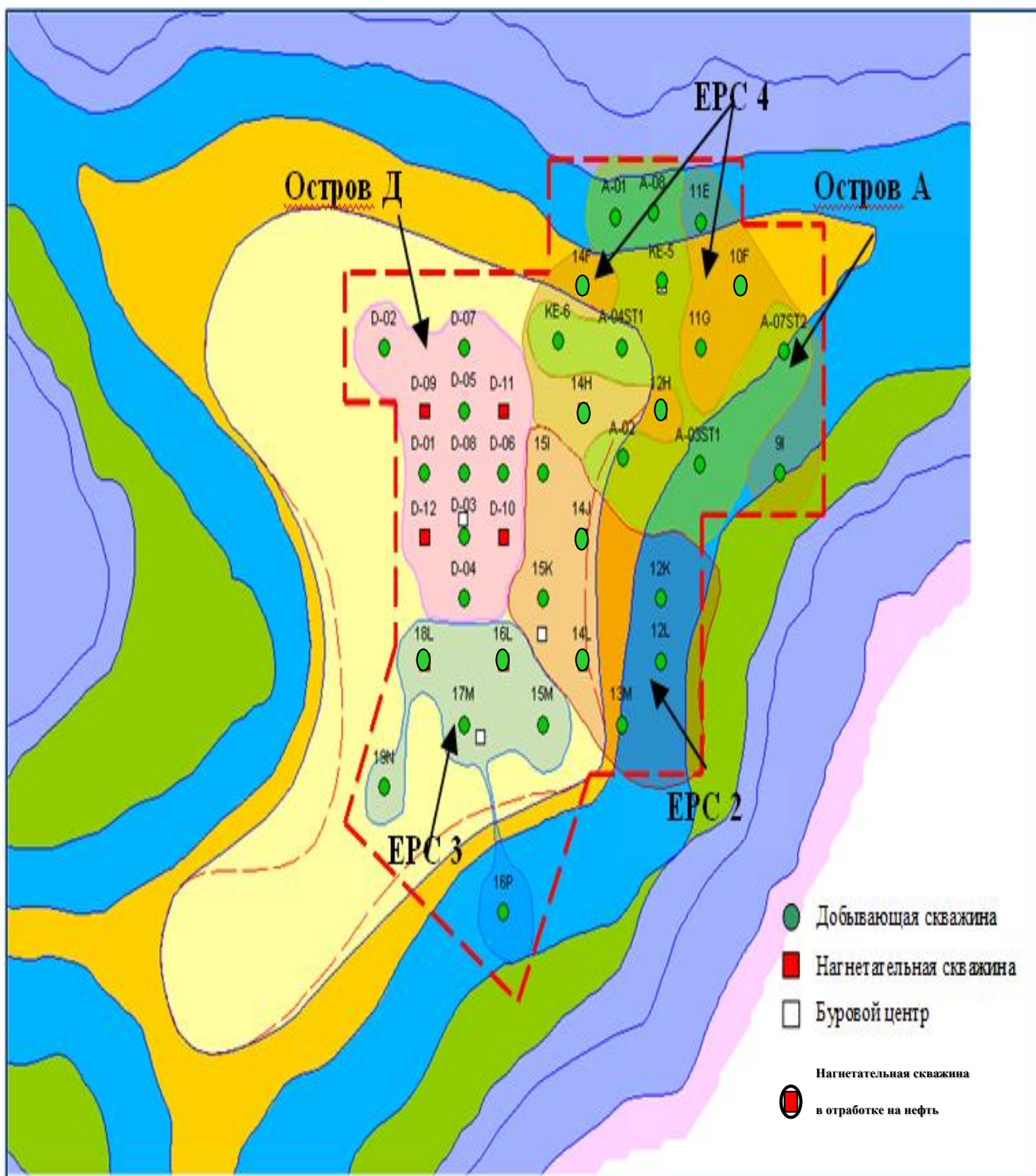


Рис. 4 - Участок ОПР и расположение скважин по пересмотренной схеме освоения, ПОПР 2011 г.

III. ДОБЫЧА

УДК 001.89:665.61.03(574.14)

*Рылеев А.А., Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Лозовая С.В., Бабаев Д.
(АО «НИПИнефтегаз»)*

Определение температуры кристаллизации АСПО в нефти месторождения Тенге в скважинных и поверхностных условиях

Ключевые слова: ДЕГАЗИРОВАННАЯ ПЛАСТОВАЯ НЕФТЬ, ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА, ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ, ПАРАФИНЫ, ТЕМПЕРАТУРА НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ПАРАФИНОМ, АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (АСПО).

Цель работы – определение температуры насыщения асфальтеносмолопарафиновых соединениями нефти месторождения Тенге в поверхностных и скважинных условиях, подбор растворителей для сокращения отложений АСПО в скважине. Все исследования выполнялись в научно-исследовательском лабораторном центре АО «НИПИнефтегаз».

Развитие нефтяной промышленности Казахстана на современном этапе характеризуется снижением качества сырьевой базы. В общем балансе разрабатываемых месторождений преобладают месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки и, как следствие, наблюдается значительное ухудшение их структуры, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин. Так, при добыче парафинистых нефтей серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению добычи нефти [1]. Как известно, борьба с АСПО в процессах добычи нефти ведется по двум направлениям:

- профилактика (или предотвращение) отложений;
- удаление уже сформировавшихся отложений.

Факторы, влияющие на образование АСПО.

На интенсивность образования АСПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти влияет ряд факторов, основными из которых являются [2, 3]:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;

- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёмов фаз (нефть-вода).

В призабойной зоне пласта (ПЗП) перечисленные факторы меняются непрерывно от периферии к центральной области в скважине, а в самой скважине - от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными. Место выделения АСПО может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины. Среди условий, способствующих образованию отложений, можно назвать снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти. Известно, что растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры и дегазацией нефти. При этом преобладает температурный фактор [4]. В ВНИИнефть разработано руководство, позволяющее прогнозировать состояние парафинов в пластовых условиях (5).

Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов [7]. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин. В выкидных линиях их образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока [1].

С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ [8]. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0-50 м от устья, а также, имея большие скорости течения, он оказывается более стойким к охлаждению, что тоже замедляет процесс образования АСПО.

Кроме указанных основных факторов на интенсивность парафинизации трубопроводов при транспортировании обводненной продукции скважин могут оказывать влияние обводненность продукции [9] и величина рН пластовых вод [4]. Причем влияние этих факторов неоднозначно и может быть различным для разных месторождений.

Методы борьбы с АСПО.

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям. Во-первых, по предупреждению (замедлению) образования отложений. К таким мероприятиям относятся:

- применение гладких (защитных) покрытий;
- химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы);

- физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей).

Второе направление - удаление АСПО. Это тепловые методы:

- промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции;

- механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические (растворители и удалители) [2, 9].

На первом этапе лабораторных исследований определены свойства и состав нефти месторождения Тенге. Физико-химические свойства пробы сырой нефти представлены в таблице 1.

Нефть месторождения Тенге классифицируется как высокопарафинистая (содержание парафинов 20,0 – 22,5%, смол и асфальтенов 4,1-6,1 %), что обуславливает высокую температуру застывания (до 35°C) и возможность выпадения асфальтосмолопарафиновых соединений на подземном скважинном оборудовании и в наземных промысловых коммуникациях.

Таблица 1. Физико-химические свойства нефти месторождения Тенге

№ п/п	Наименование параметра	Результат испытания	Единица измерения
1	Плотность при температуре 20 °С	846,9	кг/м ³
2	Динамическая вязкость при температуре		мПа*с
	35°С	72,50	
	37°С	58,50	
	38°С	36,57	
	40°С	24,80	
	45°С	13,62	
	50°С	11,05	
	55°С	9,050	
	60°С	7,645	
	70°С	5,922	
	80°С	4,821	
3	Температура застывания	35	°С
4	Содержание парафина	22,9	% масс.
5	Температура плавления парафина	66,0	62,0
6	Содержание асфальто-смолистых веществ	6,1	% масс.

Для определения температуры насыщения нефти АСПО применяли метод «холодного стержня». Методика исследований по выпадению АСПО на «холодном стержне» состоит в нагреве определенного количества нефти в термостатируемой бане при различных температурах.

Внутри стакана с термостатируемой нефтью помещается «холодный» цилиндр при температуре, которая ниже температуры начала кристаллизации АСПО. За счет разности температур АСПО начинают выкристаллизовываться на поверхности «холодного» стержня. Количество отложившихся АСПО определяется весовым способом.

Проведены серии экспериментов из нескольких параллельных опытов при различных температурах термостатирующей бани и постоянной температуре «холодного» цилиндра.

Таблица 2. Результаты экспериментов по определению температуры насыщения нефти месторождения Тенге АСПО

№	Т термостатирующей бани, °С	Т хол. цилиндра, °С	Кол-во отложившего АСПО в нефти, %вес.	Концентрация АСПО в жидкой фазе, %
1	35*	29	23,9	6,7
2	40	29	22,6	8,2
3	45	29	19,6	11,6
4	50	29	12,2	18,7
5	55	29	5,9	24,6
6	60	29	4,0	26,0
7	65	29	отс	29,0

По полученным в ходе лабораторных исследований данным (табл.2) построена диаграмма растворимости АСПО в нефти месторождения Тенге, показанная на рисунке 1.



Рис. 1 - Диаграмма растворимости АСПО в нефти месторождения Тенге

Для определения температуры начала кристаллизации АСПО в нефти месторождения Тенге из точки на оси абсцисс, определяемой концентрацией АСПО в нефти месторождения Тенге 29,0% восстанавливаем перпендикуляр до пересечения в кривой растворимости, получаем точку, которой соответствует температура 59,5°C. Из полученных данных следует, что нефть месторождения Тенге с содержанием АСПО 29,0% насыщается кристаллами АСПО при температуре 59,5°C.

Влияние содержания парафина на температуру насыщения нефти парафином показано в работах (5,10). Значение температуры насыщения нефти парафином для большинства скважинных и пластовых условий может быть рассчитано по уравнению ВНИИнефть (5):

$$T_{\text{нп}} = t_0 + 0,2 P - 0,1 G_n \quad (1)$$

$$t_0 = 11,398 + 34,084 \lg C_n \quad \text{где:} \quad (2)$$

t_0 - температура насыщения нефти в поверхностных условиях, °С,

P - давление, МПа,

G_n –газовый фактор нефти, м³/м³,

C_n –концентрация парафина в нефти, масс.%,

$T_{\text{нп}}$ —температура насыщения парафином в пластовых условиях, °С

По формуле (2) температура насыщения нефти парафином при концентрации АСПО в нефти месторождения Тенге 29,0% составляет 61,2%

Схожее с формулой (2) влияние содержания парафинов в нефти на температуру насыщения нефти парафином представлено в уравнении (11):

$$t_0 = 18,132 \ln C_n + 0,0444 \quad (3)$$

По формуле (3) температура насыщения составляет 61.1°C

По уравнению ПермНИПИнефть (12) влияние концентрации парафинов на температуру насыщения рассчитывается по формуле:

$$t_0 = 70,5 \cdot e^{-\frac{3,686}{C_n}}; \quad (4)$$

По формуле (4) температура насыщения нефти парафином составляет 62,1°C

Таким образом, расчетные значения температуры насыщения нефти АСПО в поверхностных условиях достаточно превышают на 1-2°C экспериментальные данные, приведенными в данной работе.

На рисунке 2, на основании лабораторных исследований, показанных в таблице 2, построен график зависимости количества осадка АСПО в зависимости от температуры нефти. На этом же рисунке отмечены изменения динамической вязкости нефти, определенные по данным таблицы 1. Как следует из представленного рисунка, график вязкости имеет характерный перегиб в интервале температур 45-50°C, который обусловлен массовой кристаллизацией парафина, и в целом АСПО из нефти. Начало кристаллизации АСПО в нефти месторождения Тенге, экспериментально определенное в данной работе, составляет 62,0°C. Таким образом, напрашивается вывод, что в поверхностных условиях в разгазированной нефти месторождения Тенге кристаллы АСПО появляются при температуре 62,0°C. В интервале температур 45-50°C происходит массовая кристаллизация АСПО, а при температуре 35°C весовая доля осадка АСПО приближается к 25%.



Рис. 2 - График изменения количества осадка АСПО и вязкости нефти в зависимости от температуры

Распределение температуры по глубине добывающей скважины зависит от способа эксплуатации, дебита скважины, диаметра скважины или насосно-компрессорных труб, обводненности продукции и других параметров.

Обобщение температурных режимов работы добывающих скважин позволяют записать следующие выражения (13) для расчета температуры по глубине добывающей скважины:

при расчете от забоя скважины:

$$t(h) = t_{пл} \left(1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha\right) \quad (5)$$

при расчете от устья скважины:

$$t(H) = t_y / \left(1 - St \frac{H}{d} \cos \alpha\right) \quad \text{где:} \quad (6)$$

$t_{пл}, t_y$ - соответственно температура пластовая и на устье скважины, °С;

h - высота, отсчитываемая от забоя, м;

H - глубина, отсчитываемая от устья, м;

St -- безразмерный критерий Стантона;

α - угол отклонения скважины от вертикали, градус.

Зависимость критерия Стантона от массового дебита скважины можно записать в следующем виде (13) :

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_m + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4} \quad \text{где:} \quad (7)$$

Q_m - массовый дебит скважины, т/сут.

Для критерия представленная зависимость справедлива в пределах изменения дебита от 15 до 800 т/сут при диаметрах подъемника 0,062; 0,0503 и 0,0403 м, т.е. справедлива только для колонн насосно-компрессорных труб и не может быть использована при расчетах температуры в обсадных колоннах.

Распределение температуры по глубине скважины можно установить и по следующему уравнению (14):

$$T(H) = T_{пл} - (H_{кп} - H) \frac{0,0034 + 0,79 \omega \cdot \cos \alpha}{10^{q/20d^{2,67}}} \quad \text{где:} \quad (8)$$

$T_{пл}$ - пластовая температура. К;

$H_{кп}$ - глубина кровли пласта, м;

H - текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м;

q - дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м³/с;

d - диаметр скважины (подъемника), м.

ω - Геотермический градиент, °С/м

Геотермический градиент определяется по формуле (13):

$$\omega = \frac{T_{нл} - T_{НС}}{(H_{нл} - H_{НС}) \cos \alpha} \quad \text{где :} \quad (9)$$

$T_{НС}$ - температура нейтрального слоя. К;

H -- глубина нейтрального слоя, м.

α -средний угол между осью ствола и вертикалью колонны, градус

Результаты расчета по формулам (5) и (8) показаны на рисунке 3

Далее рассчитывали температуру насыщения нефти парафином по формуле (1):

$$T_{нн} = t_0 + 0,2 P - 0,1 G_n \quad (1)$$

Давление и газосодержание нефти по длине скважины определяли по компьютерной модели в программе HYSYS.

Газосодержание по длине скважины определяли по формуле :

$$G_m = G_0 - (V_{м.г} * 22,4) / V_n, \quad \text{где:} \quad (10)$$

G_m -текущее газосодержание по длине скважины, м³/м³,

G_0 - исходное газосодержание нефти, по лабораторным данным =96,3 м³/м³,

$V_{м.г}$ - количество молей выделившегося газа по длине скважины, определяется по компьютерной модели скважины в программе HYSYS,

22,4-объем одного моля газа при нормальных условиях, м³/кмоль

V_n - объем нефти по длине скважины, определяется по компьютерной модели скважины в программе HYSYS, м³

Результаты расчетов давления и температуры нефти по глубине скважины рассчитаны по компьютерной модели в программе HYSYS. Из полученных результатов, показанных на рисунке 3 следует, что температура насыщения нефти парафином понижается от 58,5°С на забое скважины до 62,0°С на устье скважины. Это происходит за счет влияния на температуру насыщения противоположных факторов: положительного влияния давления и отрицательного влияния газосодержания.

Также отмечаем, что наблюдается хорошая сходимость расчетов температуры нефти в скважине по формулам (5) и (8). Из приведенных на рис.3 данных следует, что парафин в составе АСПО начинает выпадать в осадок в стволе скважины на глубине 920м до устья скважины или 1080м от забоя скважины.

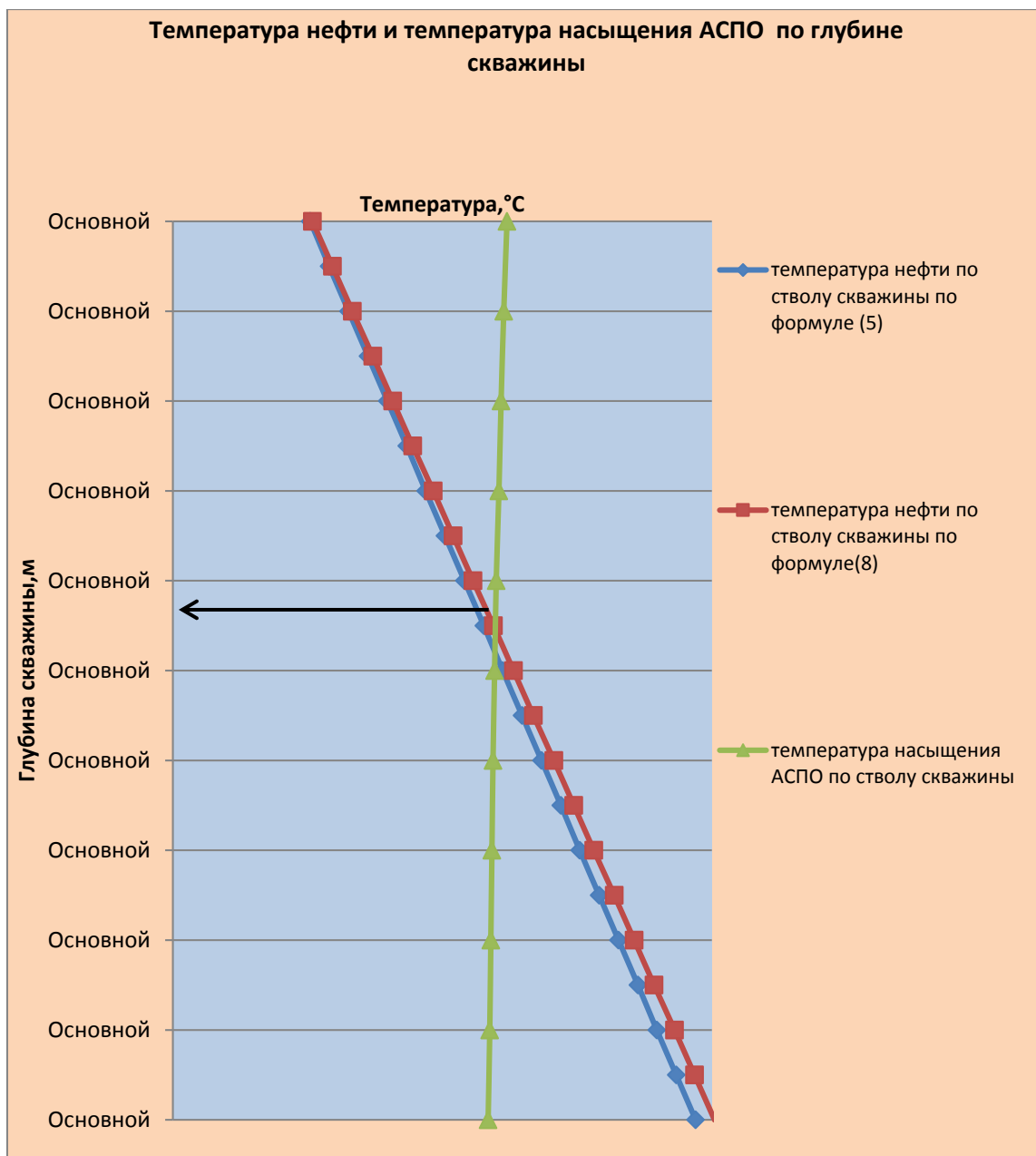


Рис. 3 - Распределение температуры нефти и температуры ее насыщения АСПО по глубине добывающей скважины на месторождении Тенге

Подтверждением того, что парафин в составе АСПО начинает выпадать в скважине, является лабораторный эксперимент, проведенный на установке PVT в лабораторном центре АО «НИПИнефтегаз» при давлении 27,6МПа и в интервале температур 30-80°C. Замер вязкости пластового флюида осуществляется после выдерживания в пластовых условиях с дальнейшим переводом части нефти во встроенный вискозиметр. Процесс замера вязкости осуществляется при продвижении пластового флюида через специальный капилляр вискозиметра. Результаты эксперимента показаны на рисунке 4.

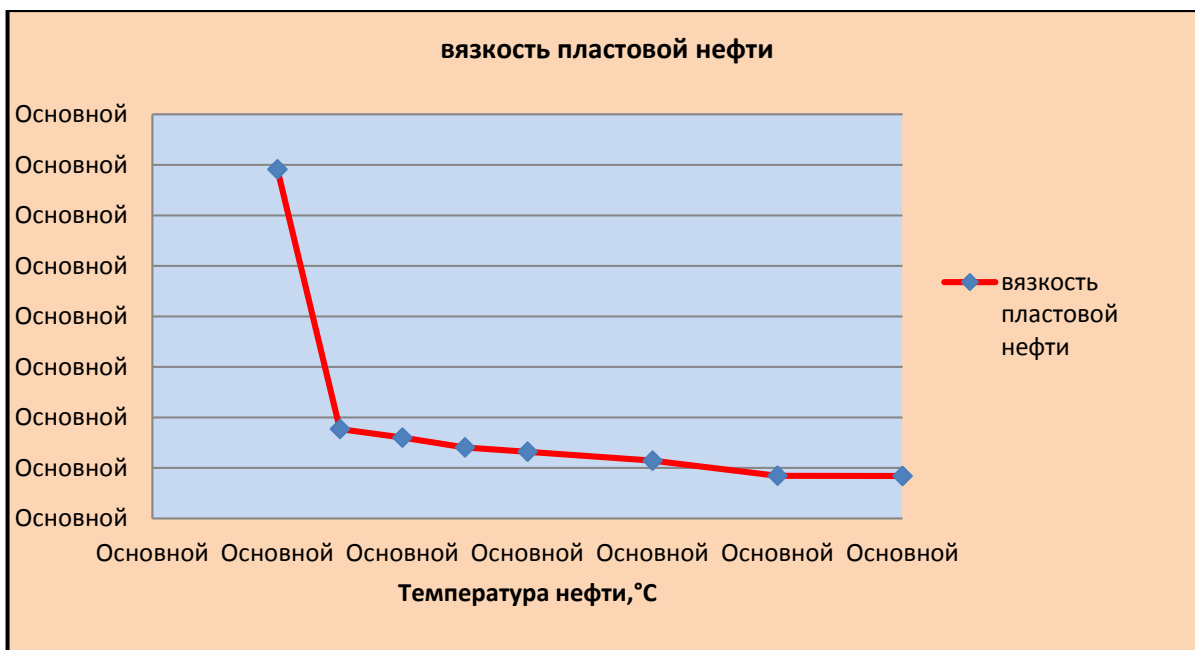


Рис. 4 - График изменения вязкости пластовой нефти в зависимости от ее температуры

Характерный излом кривой вязкости в районе температуры 35°C свидетельствует о массовой кристаллизации АСПО в скважине, в которой температура изменяется от 100°C на забое до 25°C на устье. Изменение температуры насыщения парафином по длине скважины от 58,5 до 62,0°C не противоречит полученным данным, так как температура насыщения нефти парафином и температура массовой кристаллизации всегда будут отличаться.

Для промывки скважины от парафиновых отложений в лабораторных условиях проведен подбор растворителей. На первой стадии опытов в качестве растворителей использовали местное сырье – нестабильный конденсат завода КазГПЗ в г.Жана-Узень, добавляя в него в различных соотношения бензол и ксилол

В корзиночку из металлической сетки помещается шарик АСПО массой 2,5 +/- 0,10 г. В стеклянный цилиндр наливается смесь нефти и растворителя. Корзиночка с навеской АСПО подвешивается на крючке крышки и опускается в цилиндр таким образом, чтобы весь АСПО был погружен в нефтяную среду. Время погружения фиксируется. Температура опыта, проводимого при постоянном перемешивании мешалкой, составляет 20°C. Через 2 часа испытание прекращается, и количество нерастворившегося АСПО определяется весовым методом. Результаты исследования эффективности растворителя/разжижителя АСПО при добавлении в исследуемую нефть месторождения Тенге представлены в таблице 3.

**Таблица 3. Исследование эффективности растворителей/
разжижителей АСПО на основе местного сырья**

№	Время проведения опыта, мин.	Доля растворителя, % объ.	Объем нефти, мл	Объем растворителя, мл	Эффективность растворения АСПО, %
серия 1 (НЕФРАС:БЕНЗОЛ:КСИЛОЛ=50:25:25)					
1	30	33,33	100	50	100
2	105	26,77	110	40	92,28
3	105	20,0	120	30	45,49
4	105	13,3	130	20	21,92
серия 2 (НЕФРАС:БЕНЗОЛ:КСИЛОЛ=25:37,5:37,5)					
5	120	33,3	100	50	45,82
6	120	26,7	110	40	33,17
7	120	20,0	120	30	27,07
8	120	13,3	130	20	14,82
серия 3 (НЕФРАС:БЕНЗОЛ:КСИЛОЛ=75:12,5:12,5)					
9	120	33,3	100	50	42,28
10	120	26,7	110	40	22,67
11	120	20,0	120	30	12,71
12	120	13,3	130	20	5,10

Таким образом, полное растворение АСПО достигается в нефтяной смеси с 33,3% объемной долей смеси растворителей НЕФРАС:БЕНЗОЛ:КСИЛОЛ в соотношении между собой 50:25:25. Изменение соотношения растворителей в смеси приводит к ухудшению результата. Недостатком данной смеси растворителей является повышенная взрыво- и пожароопасность при их применении.

Во второй серии опытов применяли менее опасные растворители. Эксперименты по подбору растворителей АСПО проводили методом «холодного стержня»: в стаканчики загружали по 60 мл нефти, температура «холодного стержня» составляла 29°С, температуру нефти поддерживали 55°С. Через 2 часа опыт прекращали, нефти из стаканчиков выливали и заливали по 60 мл растворителей, опускали в стаканчики стержни с отложившимися на первом этапе АСПО. Через 2 часа опыт прекращали, стержни поднимали и оценивали количество АСПО на них. Результаты показаны в таблице 4.

**Таблица 4. Исследование эффективности растворителей/
удалителей АСПО**

Растворитель		Эффективность растворения, %
1	СОНПАР 5202	100
2	Пральт НК-2	100
Удалитель парафиноотложений		
3	СНПХ-7870Г	100
4	СНПХ-7p14a	100

На основании проведенных лабораторных экспериментов выбраны растворители из второй серии опытов. Предложен метод промывки скважин на месторождении Тенге, заключающийся в том, что из нефтевоза растворитель подается плунжерным насосом в межтрубное пространства скважины. Количество закачиваемого растворителя составляет 15-20м³. В случае получения положительного результата промывку следует проводить и на других скважинах данного месторождения.

Выводы

1. Изучена растворимость асфальто смолистопарафиновых соединений в разгазированной нефти месторождения Тенге в диапазоне температур 35-65°С.

2. В результате исследований показано, что при снижении температуры нефти ниже 62°С появляется твердая фаза - осадок АСПО .

3. Проведен расчет температуры нефти при ее прохождении по скважине, а также температуры насыщения нефти АСПО по глубине скважины. Показано, что АСПО начинает выпадать примерно в середине скважины, на участке 1080м от забоя или 920м от устья скважины.

4. В лабораторных условиях подобраны растворители для промывки добывающих скважин на месторождении Тенге, предложена принципиальная схема промывки скважин.

Список использованных источников

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". - 2000. - 653 с.
2. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра. - 1970. - 192 с.
3. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А. и др. - Нефтяное хозяйство. - 2006. - №3. - с. 48-49.
4. Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения "Прибрежное". Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Краснодар. - 2003.
5. РД 39-0147035. Методическое руководство по выявлению залежей нефтей, насыщенных парафином. - М.: ВНИИнефть, - 1988.
6. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Сорокин С.А., Хавкин С.А. - Бурение и нефть. - 2007. - №10. - с. 30-31.
7. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Минеев Б.П., Болигатова О.В. Нефтепромысловое дело. - 2004. - №12. - с. 41-43.
8. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины // Сорокин А.В., Табакаева А.В. - Бурение и нефть. - 2009. - №2. - с. 25-26.
- 9 Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Глушченко В.Н., Юрпалов И.А., Шипигузов Л.М. - Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 5. - с. 84-87.
- 10 Методическое руководство по выявлению залежей, нефти которых насыщены или близки к насыщению парафином//Г.Ф.Требин, Ю.В. Копырин, А.В. Савинихина и др. - М.:ВНИИнефть. - 1980. - 12с.
11. Нефти месторождений Советского Союза: Справочник - М.:Недра. - 1980. - 583с.
12. Определение температуры насыщения нефти парафином для месторождения Верхнего Прикамья//Турбаков М.С., Лекомцев А.В., Ерофеев А.А. - Нефтяное хоз-во - .2011. - № 8. - с.123-125.
13. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти: Учебное пособие для техникумов. - М.:Недра. - 1989. -245с.
14. Справочное руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений. Добыча нефти. - М.:Недра. - 1983. - 455с.

Статура А.А., Хадаров Р.Е. (АО “НИПИнефтегаз”)

Увеличение эффективности эксплуатации газлифтных скважин за счёт предупреждения отложений парафина в подземном и наземном оборудовании путём закачки разогретого до необходимой температуры газа на примере месторождения Чинарёвское

Эксплуатация скважин на месторождении Чинарёвское ведётся фонтанным и механизированным способами с использованием газлифта. При газлифте для подъема на поверхность пластовой жидкости в скважину вводится компримированный газ в объёме 30 тыс. м³/сут.

Одной из причин снижения эффективности эксплуатации скважин на месторождении, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые откладываются в НКТ, устьевом оборудовании и в выкидных линиях. Они способствуют снижению добычи нефти, осложнениям при эксплуатации, дополнительным материальным и трудовым затратам. Первопричиной образования АСПО является значительное содержание парафиновых фракций в добываемой продукции. В процессе добычи при движении продукции от забоя к устью скважины происходит её дегазация. Это приводит к повышению плотности и вязкости нефти и снижает её растворяющую способность по отношению к парафинам. При подъёме от забоя к устью тёплая нефть, в которой тугоплавкие парафины находятся в растворённом жидком состоянии, контактирует с холодными шероховатыми стенками лифтовых труб, температура которых оказывается ниже температуры насыщения нефти твёрдыми парафинами, в результате чего происходит их кристаллизация. Согласно физико-химическим свойствам пластовая нефть на месторождении Чинаревское относится к легким, маловязким, парафинистым. Массовая доля парафинов в нефти достигает 5,5 %, газосодержание 144,5 м³/м³. Среднее по месторождению пластовое давление 44,04 МПа. Температура парафинизации, рассчитанная по методике, позволяющей прогнозировать фазовое состояние парафинов [1], равна 36 °С. Ниже, на рисунке 1, представлена кривая распределения температуры по стволу добывающей скважины, рассчитанная по методике И.Т. Мищенко [2]. На графике видно, что при данных физико-химических свойствах массовое выпадение твердой фазы из нефти начинается на глубине 735 м.

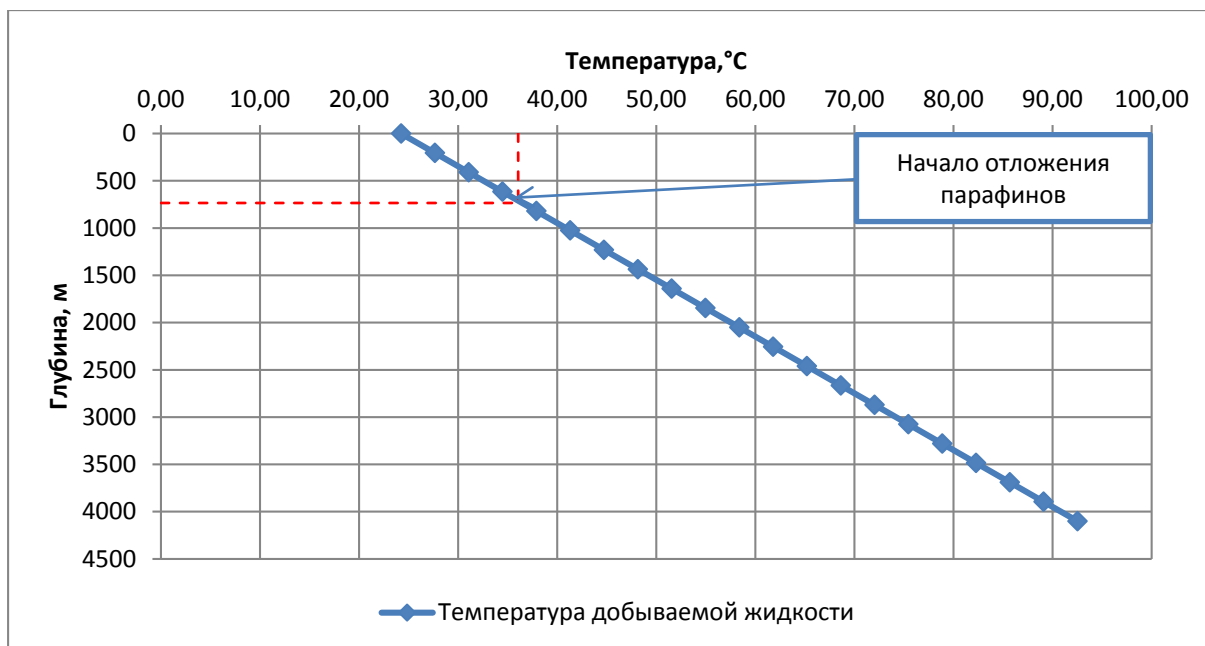


Рис. 1 - Распределение температуры по стволу добывающей скважины

Для того, чтобы избежать выпадения и дальнейшего отложения парафинов на стенках НКТ и в выкидных линиях, нужно увеличить температуру добываемой продукции так, чтобы ее значение на устье было не менее 36 °С. Для увеличения температуры добываемой продукции до требуемых значений предлагается закачивать в скважину подогретый до определенной температуры газ. Нагрев газа осуществляется в подогревателях нефти и газа. Данная технология успешно применяется на нефтяных месторождениях России. В связи с тем, что жидкости и газы обладают большой тепловой инерционностью и, следовательно, малым коэффициентом температуропроводности [3], изменение температуры нагретого газа при движении по межтрубному пространству будет небольшим. При вводе газа в НКТ и смешивании его с потоком жидкости температура полученной газожидкостной смеси увеличится, что благоприятно повлияет на предотвращение образования отложений парафинов. Исходя из этого следует, что нагревая на устье закачиваемый газ в действующих газлифтных скважинах, мы сможем избежать отложения парафинов на стенках подъемных труб. Для этого на глубине начала отложения парафинов (735 м), или глубже, устанавливается рабочий газлифтный клапан, через который в НКТ будет поступать нагретый до определенной температуры на устье газ. На глубине ввода газа в НКТ в результате разности температур между жидкостью и газом начнется процесс конвективного теплообмена, при котором отданное газом количество теплоты будет описываться следующим уравнением:

$$Q_{отд} = c_{г} * m_{г} * (t_3 - t_2), \text{ [Дж]} \quad (1),$$

где $c_{г}$ - теплоёмкость закачиваемого газа (Дж/кг*градус), $m_{г}$ - масса удельного расхода газа на 1 тонну жидкости (кг); t_3 – температура нагретого

газлифтного газа на глубине установки клапана ($^{\circ}\text{C}$), t_2 - температура газожидкостной смеси на глубине установки рабочего клапана после ввода нагретого газа, при этом количество тепла, полученное газожидкостной смесью, определится уравнением:

$$Q_{\text{пол}} = c_{\text{ж}} * m_{\text{ж}} * (t_2 - t_1), \text{ [Дж]} \quad (2),$$

где $c_{\text{ж}}$ – удельная теплоемкость добываемой жидкости (Дж/кг*град), $m_{\text{ж}}$ – масса добываемой жидкости (1000 кг), t_1 - температура жидкости до ввода нагретого газа ($^{\circ}\text{C}$), t_2 - температура газожидкостной смеси на глубине установки рабочего клапана после ввода нагретого газа ($^{\circ}\text{C}$). Из уравнения теплового баланса, согласно которому количество теплоты, отданное при теплообмене более горячим телом, равно по модулю количеству теплоты, полученному менее горячим телом, т.е. $Q_{\text{пол}} = Q_{\text{отд}}$, определим необходимую температуру газлифтного газа на глубине установки рабочего клапана ($t_3 = 133,8^{\circ}\text{C}$). С учетом фактического объёма закачки газа 30 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ и дебита жидкости 41,1 $\text{м}^3/\text{сут}$, удельный расход газа на тонну добываемой жидкости составит 916,2 $\text{м}^3/\text{тонну}$.

После ввода нагретого газа в поток жидкости распределение температуры по длине НКТ установится таким образом, как показано ниже.

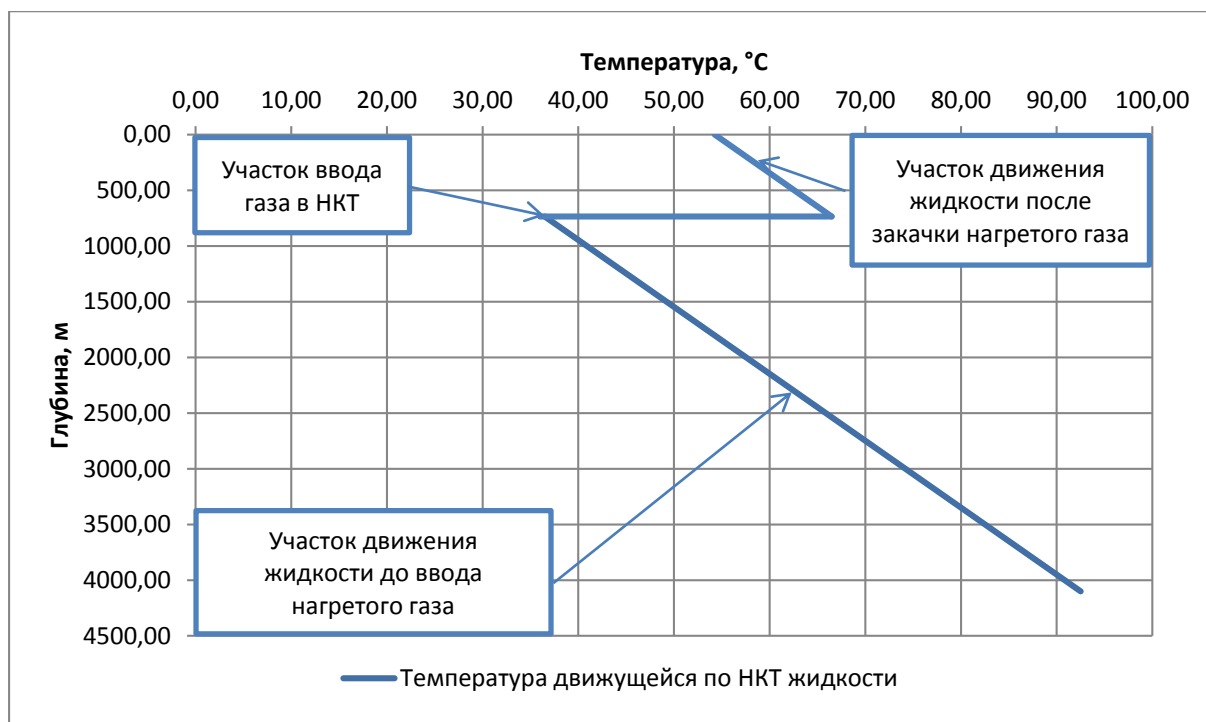


Рис. 2 - Распределение температуры по стволу добывающей скважины после закачки нагретого газлифтного газа

Из графика на рисунке 2 видно, что на всем участке движения жидкости по длине НКТ ее температура не опускается ниже температуры начала выделения парафинов (36°C), из чего следует, что на стенках НКТ парафины откладываться не будут. Учитывая то, что температура жидкости на устье достигает 54°C , кристаллизация парафинов также исключается при

движении нефти по выкидным линиям (при остывании нефти не ниже 36 °С).

Для уменьшения потерь теплоты, газ должен закачиваться с максимально возможной скоростью. При больших объемах закачки с течением времени потери теплоты в окружающие породы станут незначительными и распределение температуры закачиваемого газа по затрубному пространству с учетом отдачи тепла стенкам НКТ и окружающим породам установится, примерно, как показано на рисунке 3.

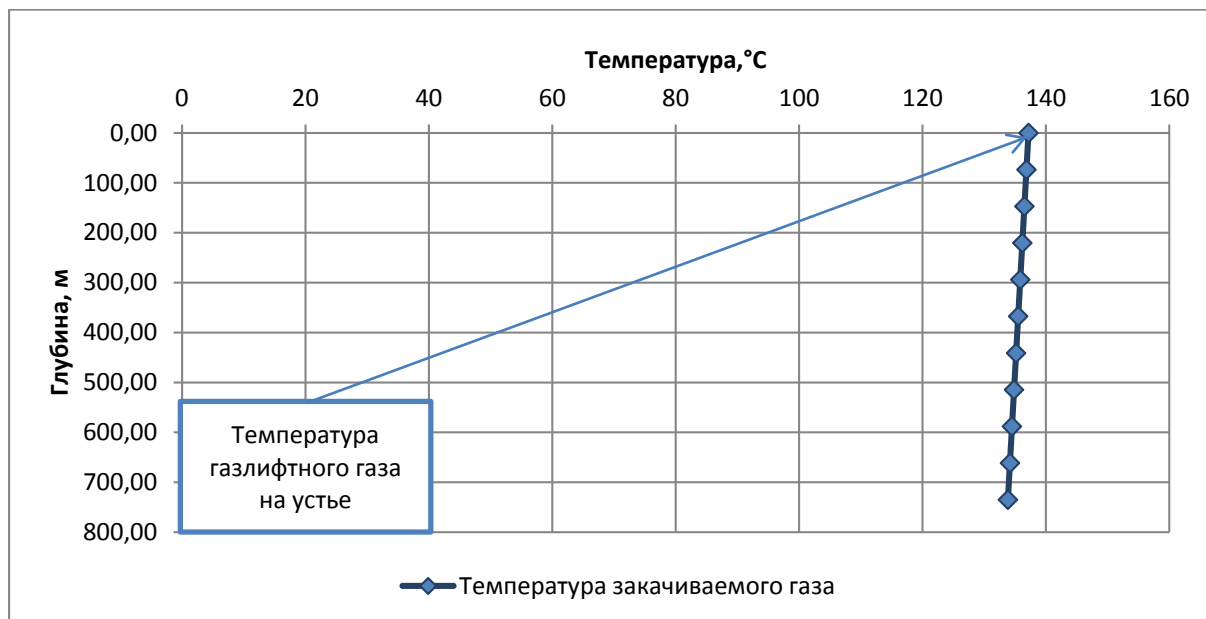


Рис. 3 - Распределение температуры закачиваемого газа по затрубному пространству

Из графика на рисунке 3 понятно, что при объемах закачки в 30 тыс. м³/сут температура газлифтного газа на устье составит 137 °С, на глубине установки рабочего клапана 133,8 °С.

Для закачки газа будут использоваться компрессоры. Температура газа в процессе сжатия в компрессоре повышается. Исходя из условий эксплуатации, температура сжатия воздуха в поршневом компрессоре не должна превышать 150-160°С, в противном случае может произойти разложение смазочного масла и вспышка образующейся при этом смеси. Поэтому для обеспечения необходимой температуры закачки (137°С) необходимо подобрать такую степень сжатия, при которой температура сжимаемого газа будет не ниже 137°С и не выше 150°С.

При необходимости или в случае недостаточной температуры на выходе компрессора для подогрева газа на устье можно использовать подогреватель газа ПГА-100, представленный на рисунке 4.



Рис. 4 - Подогреватель газа ПГА-100

Подогреватель газа ПГА-100 представляет собой прямоугольную печь радиационно-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов, снабженную подошелевой горелкой и используется как в составе станции газораспределительной блочной, так и автономно. Подогреватель газа автоматический ПГА-100, применяется для подогрева нефтяного, попутного, искусственного и природного газов, не содержащих агрессивных примесей, до необходимой температуры. Подогреватель газа ПГА-100 эксплуатируется на открытом воздухе в районах с умеренным климатом, при температуре окружающего воздуха от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Технические характеристики данного оборудования представлены в таблице, на рисунке 5.

Технические характеристики

Номинальная тепловая производительность, кВт.	104
Рабочее давление подогреваемого газа, МПа.	1,2–77,5
Номинальный расход подогреваемого газа, м ³ /час.	3000
Расход топливного газа, м ³ /час.	33
Давление топливного газа перед горелками и запальником, КПа.	2
Перепад температур на выходе и входе подогревателя при расходе 3000 м ³ /час.	75
Напряжение питания от источника, В.	
переменного тока	220
постоянного тока	12
Потребляемая мощность не более, ВА.	30
Габаритные размеры подогревателя, мм.	
длина	2260
ширина	1540
высота (без учета дымовой трубы).	2420
Масса, кг	3000

Рис. 5 - Технические характеристики подогревателя газа ПГА-100

Вывод: по результатам проведенных расчетов можно констатировать следующее: в целях предотвращения выпадения и отложения парафинов на стенках НКТ и в выкидных линиях следует подогревать закачиваемый газлифтный газ на устье до 137 °С.

Список использованных источников

1. Елеманов Б.Д., Герштанский О.С. Осложнения при добыче нефти. - М.: Наука. - 2007.
2. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти.- М.: Недра. - 1989.
3. Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах.- М.: Недра. - 1975.
4. Муллаев Б.Т. Проектирование и оптимизация технологических процессов в добыче нефти (*с алгоритмами решения промысловых задач*), том 1. - Алматы: Нур-Принт. - 2012.
5. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти, - Краснодар: Советская Кубань. -2000.

*Статура А.А., Хадаров Р.Е., Арыстанбекова Л.Д.
(АО “НИПИнефтегаз”)*

Определение величины МКД за счёт температурного расширения в межколонном пространстве нефтегазовых скважинах на месторождениях Казахстана

На многих месторождениях при эксплуатации нефтегазовых скважин на устье фиксируется межколонное давление (МКД), что свидетельствует о неблагоприятном техническом состоянии элементов конструкции скважины, её крепи или устьевого обвязки.

Возникает опасность перетока пластового флюида в вышележащие горизонты, а разгерметизация устьевого оборудования может привести к его выбросу в атмосферу.

Практикой эксплуатации и исследования скважин на большом количестве месторождений установлены основные факторы, являющиеся причиной МКД по способу их возникновения. К ним относятся:

- негерметичность изоляционного комплекса скважин по причине плохого качества цементирования межколонных и затрубных пространств. Образование пустот и проводящих каналов при воздействии пластовых флюидов и технологических жидкостей на твердеющее цементное кольцо;
- отсутствие герметичности обсадных колонн из-за недостатков конструкции колонной оснастки, стыкующих устройств, резьбовых соединений и нарушений по телу трубы;
- упругие деформации обсадных колонн;
- разгерметизация устьевого оборудования;
- изменения давления внутри кольцевых пространств, создаваемых тепловым расширением жидкостей в замкнутом кольцевом пространстве во время добычи, прогрева и охлаждения, а также из-за колебаний температуры окружающей среды.

На примере месторождений Кашаган и Карачаганак можно рассмотреть появление и величину МКД за счёт температурного расширения жидкости в затрубном пространстве в процессе эксплуатации добывающих скважин. При заканчивании скважин на месторождениях Кашаган и Карачаганак с целью предупреждения коррозии эксплуатационной колонны и колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе эксплуатации добывающей скважины в качестве надпакерной жидкости заколонное пространство между НКТ и обсадной колонной заполняется базовым маслом плотностью 822 кг/м³, а на месторождении Карачаганак - буровым раствором на основе «Lammix» плотностью 930

кг/м³. По состоянию на 01.01.2017 года средний дебит добывающих скважин на месторождении Кашаган и пластовая температура составляли 2544 м³/сут и 100 °С соответственно. На месторождении Карачаганак средний дебит газа - 291 тыс. м³/сут, конденсата - 330 т/сут, при этом средняя пластовая температура была на отметке 88 °С. На рисунке 1 приведен график распределения температуры по стволу неработающей скважины. Рассчитано по известной методике И.Т. Мищенко [1], при дебите жидкости 0 м³/сут и в действующей добывающей скважине с дебитом 330 т/сут при пластовой температуре 88 °С на месторождении Карачаганак.

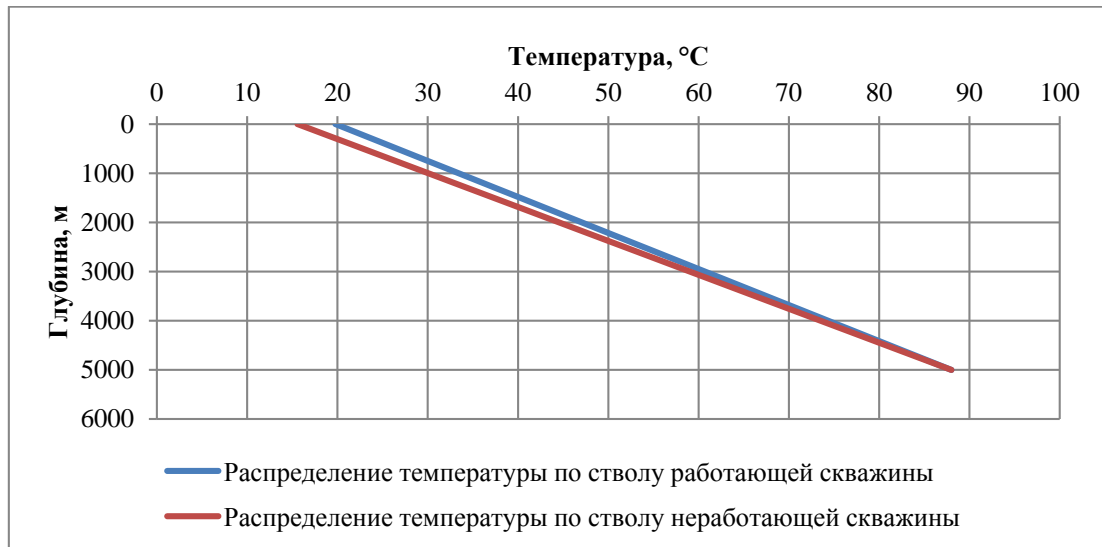


Рис. 1 - Распределение температуры по стволу неработающей и работающей скважины на месторождении Карачаганак

На рисунке 2 показано как изменяется температура по стволу неработающей скважины и в работающей со средним дебитом жидкости 2544 м³/сут и пластовой температурой 100 °С на месторождении Кашаган.

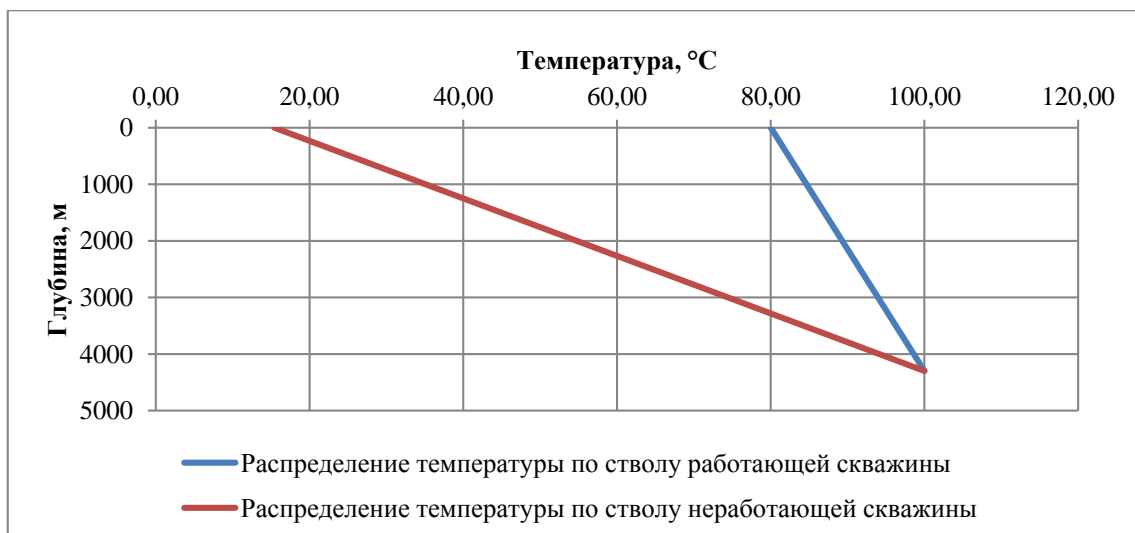


Рис. 2 - Распределение температуры по стволу неработающей и работающей скважины на месторождении Кашаган

Из графика на рисунке 1 видно, что в скважине на месторождении Карачаганак при дебите жидкости 330 т/сут и пластовой температуре 88 °С в заколонном пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной на глубине установки изолирующего пакера 4956 м температура потока составляет 88 °С, а на устье 20 °С, при этом средняя температура в заколонном пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной составит 50,4 °С. По данным графика, представленного на рисунке 2, на месторождении Кашаган в действующей скважине со средним дебитом жидкости 2544 м³/сут и пластовой температурой 100 °С температура на устье составляет 80 °С.

На рисунках 3 и 4 приведено распределение температуры по стволу скважины в зависимости от дебита жидкости.

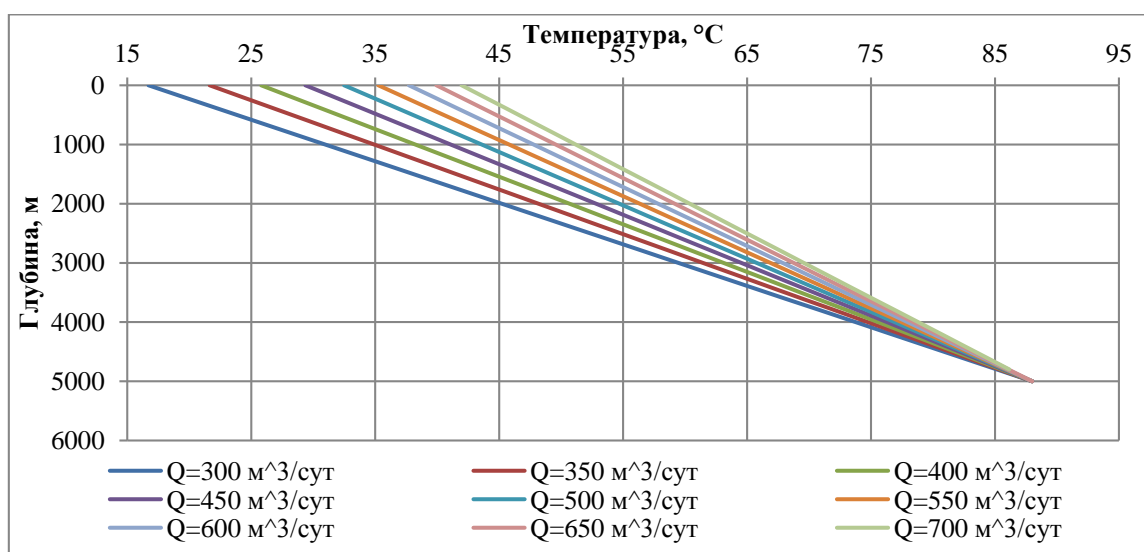


Рис. 3 - Распределение температуры по стволу скважины в зависимости от дебита для условий месторождения Карачаганак

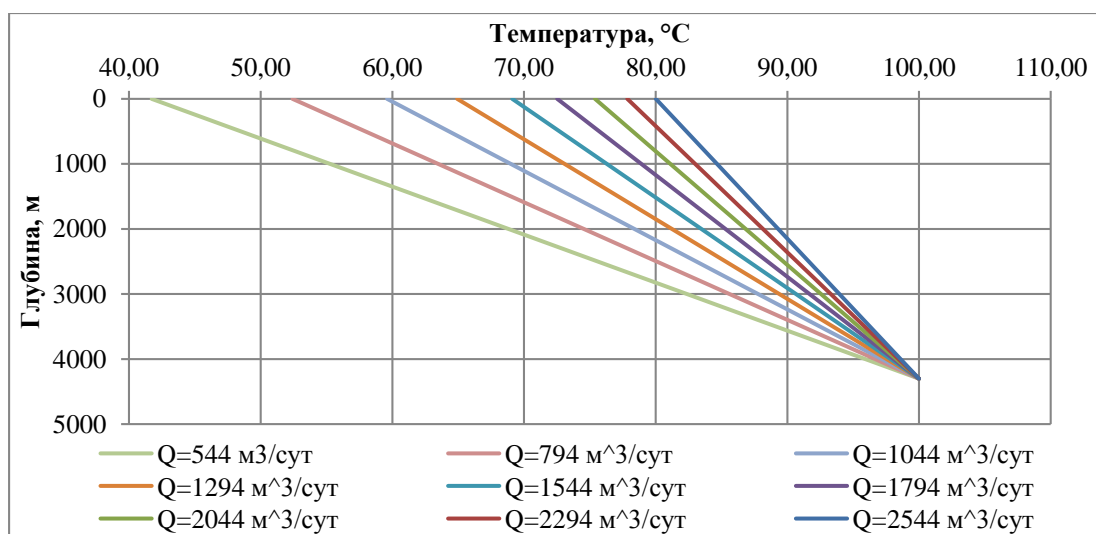


Рис. 4 - Распределение температуры по стволу скважины в зависимости от дебита для условий месторождения Кашаган

Из рисунков 3 и 4 видно, что на месторождении Карачаганак с увеличением дебита жидкости от 300 до 700 м³/сут устьевая температура увеличивается почти в два раза от 17 до 42 °С, а в условиях месторождения Кашаган при увеличении дебита жидкости от 544 до 2544 м³/сут температура на устье изменяется от 42 до 80 °С.

Согласно проведённого расчёта по формулам [2]:

$$\Delta P = \frac{1}{k} * \frac{\Delta V_{ж}}{V_{мк\ нач.}}, (1)$$

где ΔP – изменение межколонного давления за счёт температурного расширения жидкости, МПа;

k – коэффициент сжимаемости жидкости, заполняющей затрубное пространство, МПа⁻¹;

$V_{мк\ нач.}$ - начальный объём жидкости в межколонном пространстве, м³;

$$\Delta V_{ж} = V_{мк\ нач.} * \beta_{ж} * \Delta T (2),$$

где $\Delta V_{ж}$ – прирост объёма жидкости в межколонном пространстве из-за температурного расширения жидкости, м³;

$V_{мк\ нач.}$ - начальный объём жидкости в межколонном пространстве, м³;

$\beta_{ж}$ – коэффициент объёмного расширения жидкости, °С⁻¹;

$\Delta T = T_{кон} - T_{нач}$ - рост температуры в затрубном пространстве от $T_{нач}$ (температура на устье в бездействующей скважине) до $T_{кон}$ (температура на устье в действующей скважине), °С;

При данной температуре за счёт теплового расширения объём заколонной жидкости на месторождении Карачаганак увеличится на 0,016 м³, что будет соответствовать увеличению заколонного давления на 0,23 МПа, на месторождении Кашаган при увеличении объёма затрубной жидкости на 1,38 м³, произойдет увеличению заколонного давления на 13,2 МПа.

На рисунках 5 и 6 приведена зависимость затрубного давления от устьевой температуры и дебита скважины.

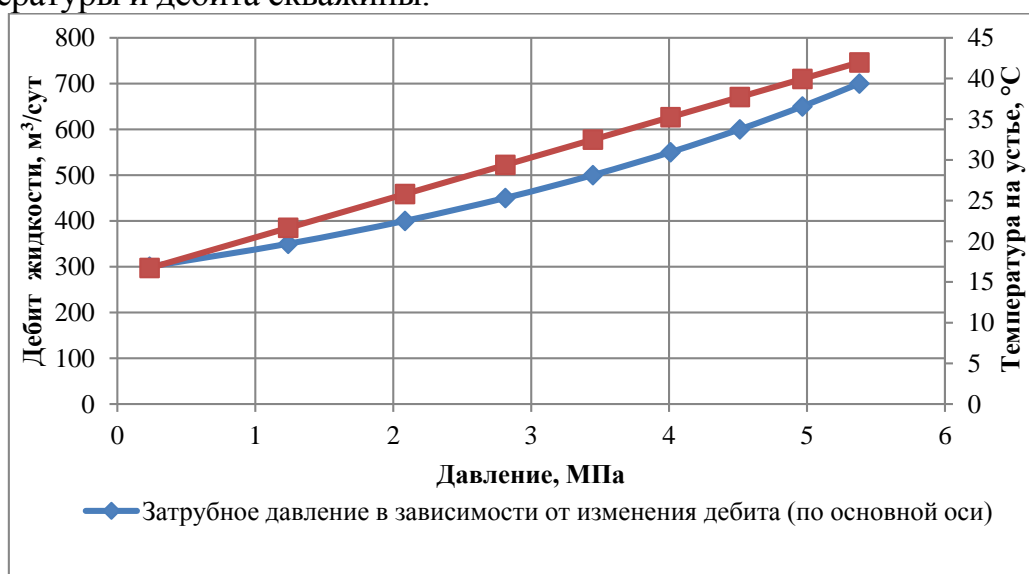


Рис. 5 - Зависимость затрубного давления от устьевой температуры и дебита скважины для условий месторождения Карачаганак

Из рисунка 5 показано, что появление затрубного давления 0,23 МПа за счёт температурного расширения в условиях месторождения Карачаганак возможно при дебите жидкости 300 м³/сут и температуре на устье 17 °С. С увеличением среднего дебита жидкости до 700 м³/сут и устьевого давления до 42 °С, затрубное давление за счёт температурного расширения может возрасти до 5,4 МПа.

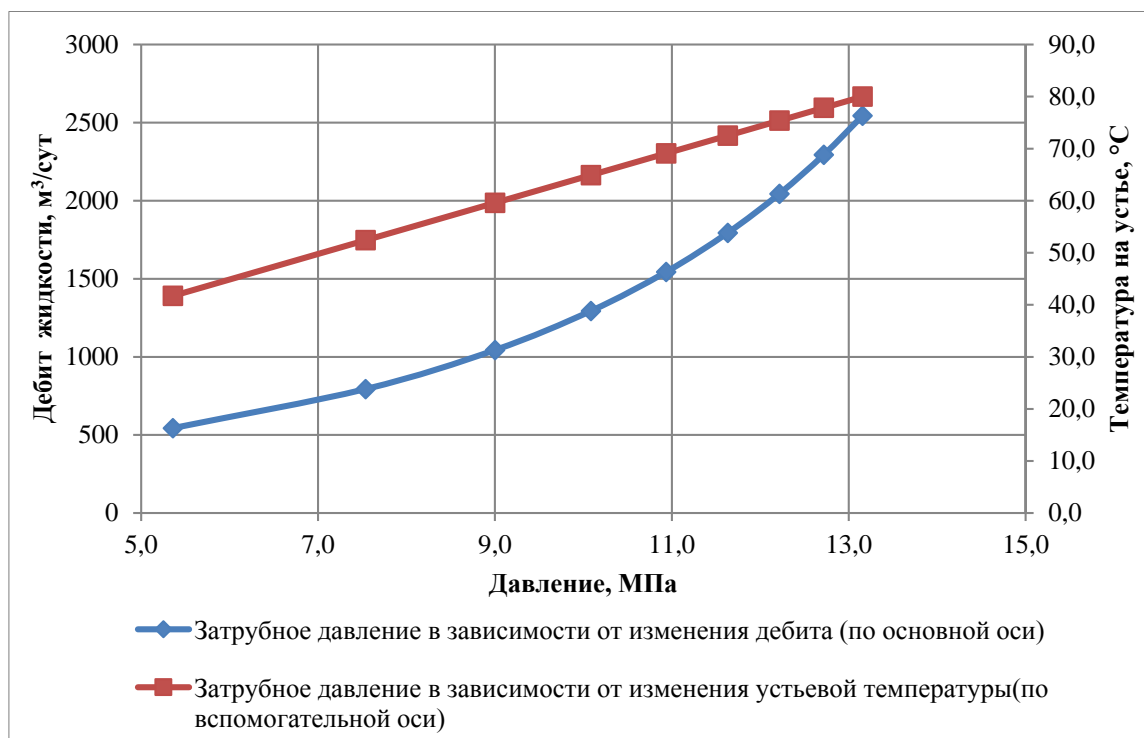


Рис. 6 - Зависимость затрубного давления от устьевого давления и дебита скважины для условий месторождения Кашаган

Как видно из рисунка 6 увеличение затрубного давления за счёт температурного расширения на месторождении Кашаган возможно до 13,2 МПа, при этом за счёт высокого дебита 2544 м³/сут заколонное пространство может прогреться до 80 °С. Фактически при работе скважин со средними дебитами жидкости от 540,37 м³/сут до 3912 м³/сут в межколонном пространстве между НКТ и обсадной колонной заполненной базовым маслом за счёт температурного расширения отмечалось увеличение затрубного давления от 5,13 до 6,12 МПа, что предполагает вести регулярный мониторинг за МКД на скважинах.

Образованный в результате роста затрубного давления перепад давлений между затрубным и межколонным пространством приведет к «приращению» наружного радиуса эксплуатационной колонны. Вследствие этого происходит прирост объёма жидкости в межколонном пространстве при условии несжимаемости технической колонны, обусловленной наличием окружающего его жесткого цементного кольца.

При этом увеличение межколонного давления определится из формулы:

$$\Delta P_{\text{МК}} = \frac{1}{k} * \frac{\Delta V_{\text{МК.доп.}}}{\Delta V_{\text{МК.нач.}}} \quad (3)$$

Где ΔP – изменение межколонного давления, МПа;
 k -коэффициент сжимаемости жидкости в межколонном пространстве, МПа-1;
 $\Delta V_{\text{МК. доп.}}$ -изменение объема межколонного пространства, м³;
 $\Delta V_{\text{МК. нач.}}$ -начальный объем межколонного пространства, м³.

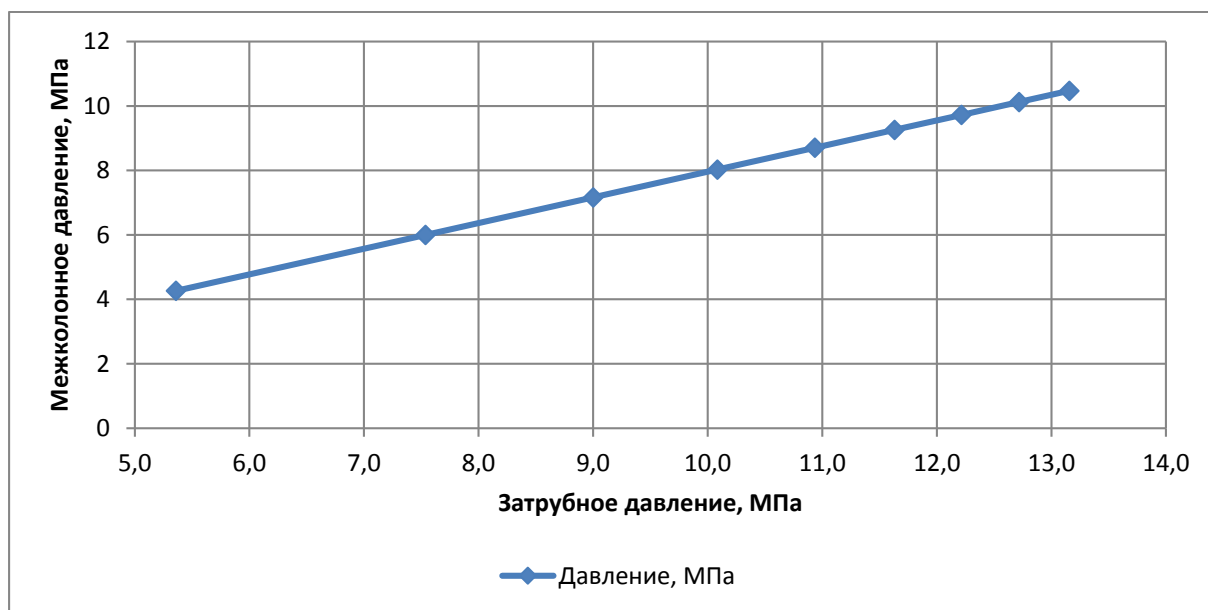


Рис. 7 - Изменение межколонного давления в зависимости от давления в затрубном пространстве (месторождение Кашаган)

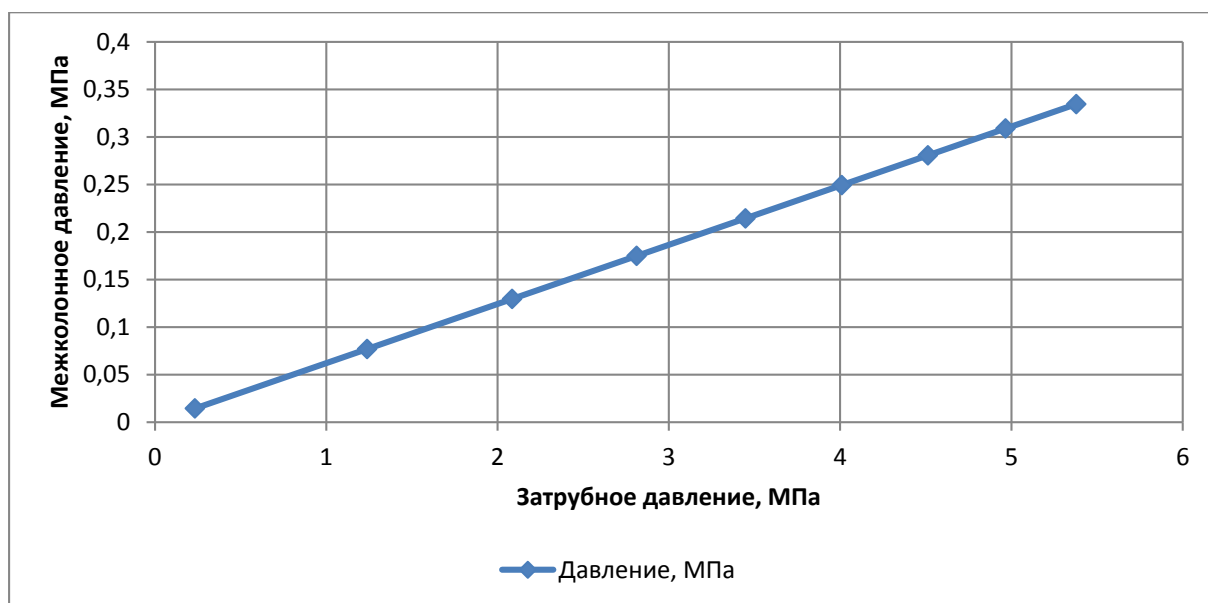


Рис. 8 - Изменение межколонного давления в зависимости от давления в затрубном пространстве (месторождение Карачаганак)

На рисунках 7 и 8 помещены графики, отражающие влияние затрубного давления на величину МКД. Из графиков видно, что на месторождении Кашаган при увеличении затрубного давления с 5,4 до 13,2 МПа межколонное давление увеличивается с 4,2 до 10,4 МПа. На месторождении Карачаганак при увеличении затрубного давления на 5,2 МПа значение МКД возрастет на 0,32 МПа.

Всестороннее изучение вопроса позволяет сделать заключение, что тепловое расширение материала труб не оказывает значительного влияния на прирост объёма жидкости в межколонном пространстве. Поскольку тепловое расширение, согласно законам термодинамики, происходит не только в эксплуатационной колонне, но и в технической колонне, при этом за счёт наличия за ней цементного кольца, приращение наружного радиуса под действием температуры будет наименьшим. Поэтому наибольшее влияние на рост объёма жидкости в межколонном пространстве оказывает термическое расширение жидкости в межколонном пространстве выше цементного кольца.

Выводы

1. По итогам проведенных расчетов и, согласно представленным в статье графикам, зная температуру на устье скважины, можно определить величину межколонного давления, а также оценить влияние изменения дебитов скважины на величину МКД.

2. Резюмируя вышеизложенное, напрашивается вывод, что на современном уровне развития технологии строительства скважин избежать появления межколонных давлений практически невозможно из-за связи межколонного давления с температурным расширением жидкости, (буровой раствор, базовое масло и др.) заполняющей межколонное пространство.

При этом следует отметить, что при эксплуатации скважин с повышенными средними дебитами происходит дополнительное увеличение объёма жидкости межколонного пространства под воздействием роста температуры в стволе скважины, сопутствующее росту межколонного давления. Появление межколонных давлений за счёт температурного расширения будет занимать продолжительное время в сравнении с низкими дебитами.

Список использованных источников

1. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. - М.: Недра. – 1989.
2. О причинах появления межколонного давления в нефтегазовых скважинах// Кошелев А.Т., Коновалов А.Е., Вартумян Г.Т. и др. – Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. - № 7. – с.16-20.

Примерная оптимальная технология обработки призабойной зоны нефтедобывающей скважины

Предисловие

Технологию применяют для увеличения емкостно-фильтрационных свойств (ЕФС) призабойной зоны.

Технологию применяют в скважинах, у которых ЕФС, определенные гидродинамически, при эксплуатации, хуже ЕФС, определенных геофизически и по керну, при бурении [1, 2].

В зависимости от геологофизической характеристики и вещественного состава объект разработки обрабатывают кислотой, водным раствором кислоты, моющего, поверхностно активного вещества. Объект разработки подвергают свабированию, имплозии, термогазохимическому воздействию, дополнительной перфорацией, гидравлическому разрыву с проппантом и без него [3,4,5].

Подготовительный профилактический подземный ремонт

Профилактический ремонт проводят для определения коэффициента продуктивности непосредственно перед обработкой, при полностью исправном техническом состоянии скважины.

1. Эксплуатацию скважины прекращают.
2. Давление на устье уменьшают до атмосферного.
3. При необходимости скважину промывают нейтральной инертной жидкостью глушения во избежание нефтегазовых выбросов.
4. Из скважины извлекают подземное оборудование.
5. Определяют глубину фактического забоя.
6. При необходимости скважину очищают до искусственного забоя от всевозможных осадков.
7. Шаблонировать эксплуатационную колонну от устья до забоя, а при необходимости, райбируют интервал перфорации.
8. Промывают скважину нейтральной, инертной жидкостью глушения до чистого искусственного забоя.
9. Проверяют глубину искусственного забоя.
10. Устанавливают в скважине подземное добывающее оборудование.
11. Скважину промывают чистой нефтью через подземное оборудование и вводят в эксплуатацию.
12. После выхода скважины на установившийся технологический режим работы определяют коэффициент продуктивности гидродинамическим способом [1, 2] и, при возможности, снимают профиль притока.

Технология обработки призабойной зоны

Составляют план проведения обработки, в котором:

1. Обосновывают применение способа обработки, соответствующего геолого-физической характеристике объекта разработки.

2. Определяют возможную дополнительную добычу нефти от обработки, используя нормативно-технический документ (НТД) на способ и результаты промысловых испытаний способа, обоснованного для применения.

3. Определяют возможные финансовые затраты, в целом, на обработку, включая подготовительный профилактический подземный ремонт, внутрискважинные операции в процессе обработки, руководствуясь НТД.

4. Перечисляют внутрискважинные операции в технологической последовательности, при обработке, согласно НТД.

После обработки - выполнения всех плановых внутрискважинных операций скважину вводят в эксплуатацию и после выхода на установившийся технологический режим работы гидродинамически [1, 2] определяют коэффициент продуктивности и, при возможности, снимают профиль притока.

Определяют относительное увеличение коэффициента продуктивности путем деления разности между коэффициентом после обработки и коэффициентом до обработки на коэффициент после обработки.

$$K_o = \frac{K_{п} - K_{д}}{K_{п}}, \text{ где: } K_o$$

- относительное увеличение коэффициента продуктивности, $K_{п}$ – коэффициент после обработки, $K_{д}$ – коэффициент до обработки.

Умножая накопленную добычу нефти по скважине за анализируемый отработанный период времени после обработки на относительное увеличение коэффициента продуктивности, определяют дополнительную добычу нефти от применения обработки призабойной зоны, в тоннах.

Дополнительную добычу нефти умножают на удельную чистую прибыль (на одну тонну) по нефтепромыслу, за отработанный период времени, определяют чистую прибыль от обработки.

Сравнивая затраты на обработку, в целом, и чистую прибыль от нее определяют целесообразность дальнейшего применения обработки в аналогичных скважинах и экономических условиях.

Примечание

1. Технологию обработки призабойной зоны для увеличения емкостно-фильтрационных свойств применяют в технически исправных нефтедобывающих скважинах, т.е. с герметичной чистой эксплуатационной колонной, чистым искусственным забоем, качественным тампонажом и цементом.

2. Технологию обработки применяют, руководствуясь действующими на нефтепромысле НТД [6].

Список использованных источников

1. Васильевский В.Н., Петров А.И. Техника и технология определения параметров скважин и пластов. Справочник рабочего. – М.: Недра. – 1989. - 271 с.

2. Айткулов А.У. Подземная гидродинамика. – Алматы. - 2014. – 272с.

3. Кисляков Ю.П., Статура А.А. Добыча нефти свабированием на месторождении Каражанбас. – Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз». - Вып.2. - Актау. - 2015.- с.94-106.

4. Новая технология разработки месторождения с отмыванием и добычей нефти через скважины//Кисляков Ю.П. – Спец.журнал «Бурение и нефть».- 2011. -№2. - с.45-48.

5. Способ воздействия имплозией на продуктивный пласт через скважину// Кисляков Ю.П., Кисляков Е.А. Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз». – Вып.1. - Актау.- 2014.- с.81-84.

6. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых. Утверждены правительством Республики Казахстан. 2015 г.

IV. ПРОЕКТИРОВАНИЕ

УДК 001.89:622.692.23

Куриленко Я. (ООО «Казинжиниринг»)

Обоснование применения защитного ограждения резервуарных парков с волноотражающим козырьком

Резервуарными парками на нефтебазах называются комплекс взаимосвязанных отдельных или группы резервуаров, установленных на огражденной площадке и предназначенных для хранения определенного ассортимента продуктов.

Как правило, резервуарные парки специализируются на работе с нефтью, светлыми нефтепродуктами, темными нефтепродуктами и маслами. Резервуарные парки связаны коммуникациями и технологическими сливно-наливными процессами по приему и отгрузке нефти и нефтепродуктов с основными зонами нефтебазы. Они оборудуются технологическими трубопроводами, запорной арматурой, насосными установками для внутрипарковых перекачек, системами сокращения потерь продуктов, безопасности пожаротушения и средствами автоматизации.

Резервуары и резервуарные парки являются важными сооружениями технологических установок добычи, переработки, хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов.

Обычно подобные объекты размещаются в непосредственной близости от потребителей — в промышленных зонах или пригородах.



Рис. 1 - Пример ограждения резервуарного парка земляным обвалованием



Рис. 2 - Пример ограждения резервуарного парка железобетонной стеной

Для хранения нефти и нефтепродуктов рекомендуется применять наземные и подземные металлические или железобетонные резервуары, оборудованные по действующим типовым проектам [1 п.6.4].

По периметру для каждой группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м (см. рис. 1) или ограждающую стену из негорючих материалов (см. рис. 2), рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота обвалования должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до 10 000 м³ и 1,5 м для резервуаров объемом 10 000 м³ и более. [2 п.3.6].

Актуальность темы работы

Проблемам обеспечения защиты населения и территорий от воздействий опасных факторов при чрезвычайных ситуациях (ЧС) на объектах нефтегазового комплекса (НГК) уделяется особое внимание на всех уровнях законодательной и исполнительной власти.

Анализ статистических данных аварий и пожаров на этих объектах показал, что наиболее негативные последствия в отношении поражения персонала предприятия, населения и окружающей среды, имели место при квазимгновенном разрушении резервуара вертикального стального (РВС). [4].

Дополнительные преграды в виде рвов, канав и амбаров, устраиваемые за основными сооружениями, на практике не нашли широкого применения, что обусловлено, в первую очередь, необходимостью выделения для их обустройства значительной территории.

В последнее время для предотвращения аварийного разлива нефти и нефтепродуктов находят применение двустенные резервуары. В этом случае допускается не устраивать обвалования и ограждающие стены. Заменить все РВС, находящиеся в эксплуатации, на двустенные резервуары не представляется возможным. При определенных достоинствах такие резервуары значительно дороже РВС, кроме того, при их эксплуатации возможно образование горючей паровоздушной смеси в межстенном пространстве, а также имеются определенные трудности при обслуживании основного резервуара и другие недостатки.

Всё это обуславливает применение специальной конструкции преграды – ограждающей стены с волноотражающим козырьком, устойчивой к воздействию волны прорыва (рис. 3) [3, 4]. Ограждающая стена с волноотражающим козырьком должна быть сплошной по периметру резервуара (группы резервуаров), выполняться из негорючих материалов и иметь предел огнестойкости не менее Е 150.

Противопожарная преграда в виде ограждающей стены с волноотражающим козырьком показана на рисунке 3.

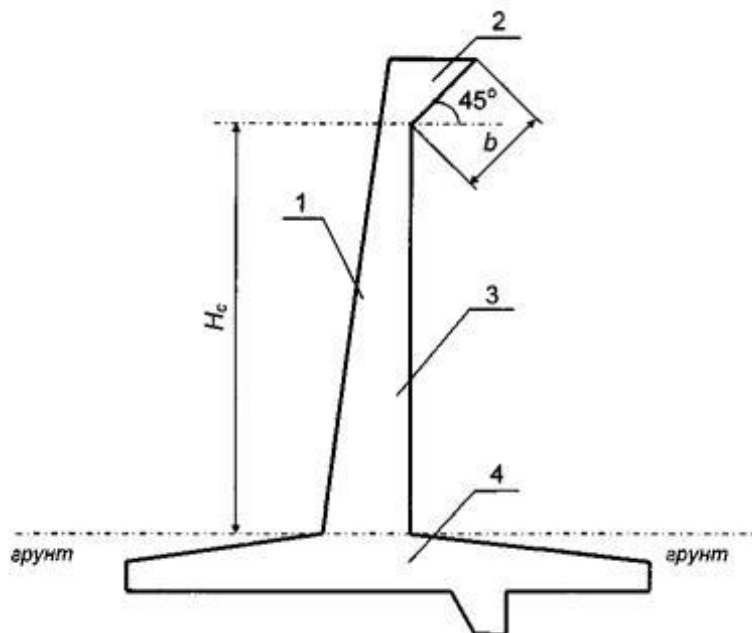


Рис. 3 - Принципиальная схема ограждающей стены с волноотражающим козырьком

1 - защитная стена; 2 - волноотражающий козырек; 3 - площадка отражения потока; 4 - основание стены

Основными предпосылками разрушений РВС являются:

- большой процент износа эксплуатируемых в настоящее время резервуаров (до 80%);
- неравномерные просадки под ними оснований;
- сложный характер нагружения конструкции;
- отсутствие надежного контроля качества сварных соединений в зоне сварного шва;
- коррозия металла в агрессивной среде;
- отступления от проектов;
- нарушения режимов эксплуатации и другие.

Характер взаимодействия волны прорыва, образовавшейся при разрушении РВС с защитной стеной, выполненной из бетона, кирпича или камня, а также с земляным обвалованием таков, что в 45,0% случаев аварий поток разрушал стену или размывал обвалование, выходя за пределы территории объекта, что приводило к катастрофическим последствиям с большим материальным ущербом (в некоторых случаях отмечено нанесение значительного вреда водным объектам). В 38,6% случаев разрушений РВС поток продукта только промывал земляные дамбы или перехлестывал через них, не разливаясь за пределы территории производственного объекта.

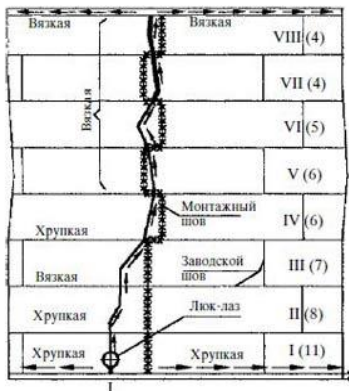


Рис. 4 - Типичная траектория трещины в стенке резервуара (стрелками указано направление распространения трещины) 1-стенка, 2-непровар, 3-патрубок, 4-окрайка, 5-воротник, 6-фланец



Рис. 5 - Разрушенный резервуар. Произошло разрушение сварного соединения

Анализ разрушений вертикальных цилиндрических резервуаров со стационарной крышей позволяет сделать следующие выводы:

1. Все разрушения резервуаров начинались в зоне термического влияния приграничной зоны сварного шва; трещины образовывались там, где имелись надрезы, не заваренные кратеры, не проваренные стыки, резко выраженные наплывы, концентраторы в виде трещин в сварном шве и пр.

2. Причиной мгновенного разрушения резервуаров может явиться трещиноподобный скрытый дефект в заводских сварных швах.

3. Во всех случаях разрушению способствует неправильный выбор стали для резервуаров, строящихся в северных районах, когда взамен низколегированной стали использовалась кипящая.

4. Разрушению способствовали недостаточная ответственность, непрофессиональное отношение и грубейшие просчеты при изготовлении конструкций резервуаров, некачественный монтаж и ремонт.

Метод определения геометрических параметров ограждающей стены с волноотражающим козырьком согласно приложения А ГОСТ Р 53324—2009.

В качестве примера рассмотрим ограждение резервуарного парка на объекте: «СТАНЦИЯ ЗАПРАВКИ МОРСКИХ СУДОВ. ПЛОЩАДКА ХРАНЕНИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА».

ГОСТ Р 53324—2009 устанавливает порядок расчета геометрических параметров ограждающей стены с волноотражающим козырьком, предназначенной для полного удержания волны жидкости при

квазимгновенном разрушении наземного вертикального резервуара или группы резервуаров, в диапазоне изменения исходных данных

$$100 \leq V_n \leq 30\,000,$$

$$3 \leq L \leq 30,$$

где V_n - номинальный объем резервуара, м³;

L - расстояние от ограждающей стены до стенки резервуара, м.

1 Высоту ограждающей стены H_c , м, рассчитывают по формуле

$$\frac{H_c}{K_3 \cdot H_{ж}} = -0,0664 \frac{a_1^2}{\sqrt{a_2}} + 0,0871 \sqrt{a_1} + 0,0639 \frac{a_1}{a_2}, \quad (1)$$

$$\frac{H_c}{K_3 \cdot H_{ж}} = -0,0664 \frac{2,1^2}{\sqrt{0,28}} + 0,0871 \sqrt{\frac{2,1}{0,28}} + 0,0639 \frac{2,1}{0,28};$$

$$H_c = 0,164 \cdot 1,1 \cdot 14,12 = 2,55 \text{ м.}$$

где K_3 - коэффициент запаса, который рекомендуется принимать равным 1,1 для резервуаров вместимостью не более 5000 м³ и равным 1,2 для резервуаров большей вместимости;

$a_1 = f_1(b/H_{ж})$, $a_2 = f_2(L/R_p)$ - переменные, зависящие от длины вылета волноотражающего козырька (b , м) и расстояния от центра резервуара до ограждающей стены (L_1 , м), соответственно равные

$$a_1 = 15,2 \frac{b}{H_{ж}} + 0,485, \quad a_1 = 15,2 \frac{1,5}{14,12} + 0,485 = 2,1 \text{ м}; \quad (2)$$

$$a_2 = \lg \left(\frac{L_1}{R_p} \right), \quad a_2 = \lg \left(\frac{20}{10,46} \right) = 0,28; \quad (3)$$

где $H_{ж}$ - максимальный уровень жидкости в резервуаре, м;

R_p - радиус аварийного резервуара, м.

2 Длину вылета волноотражающего козырька рекомендуется принимать: для резервуаров вместимостью до 700 м³ - не менее 0,5 м; для резервуаров вместимостью от 700 до 5000 м³ - не менее 1,0 м; для резервуаров вместимостью от 5000 до 30 000 м³ - не менее 1,5 м.

3 Схема ограждающей стены, имеющей волноотражающий козырек, с указанием основных геометрических параметров приведена на рисунке 3.

Растекание жидкости при квазимгновенном разрушении резервуара

Под квазимгновенным разрушением резервуара следует понимать внезапный (в течение секунд или долей секунд) распад резервуара на приблизительно равные по размеру части. При такой пожароопасной ситуации часть хранимой в резервуаре жидкости может перелиться через обвалование.

Система уравнений, описывающих движение жидкости, имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial h}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} [(h - h_G) \cdot u] = 0 \\ \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{u^2}{2} + g \cdot h \right) = 0, \end{cases} \quad (4)$$

где h - высота столба жидкости над фиксированным уровнем, м;
 h_G - высота подстилающей поверхности над фиксированным уровнем, м;

u - средняя по высоте скорость движения столба жидкости, м/с;

x - координата вдоль направления движения жидкости, м;

t - время, с;

g - ускорение свободного падения (9,81 м/с²).

Массовая доля жидкости Q (%), перелившейся через обвалование к моменту времени T , определяется по формуле:

$$Q = 100 \cdot \frac{\int_0^T u_N \cdot (h_N - a) \cdot dt}{h_0 \cdot R}, \quad (5)$$

где a - высота обвалования.

u_N - средняя по высоте скорость движения столба жидкости при $x = b$, м/с; h_N - высота столба жидкости при $x = b$, м; h_0 - начальная высота столба жидкости в резервуаре, м; R - ширина резервуара, м.

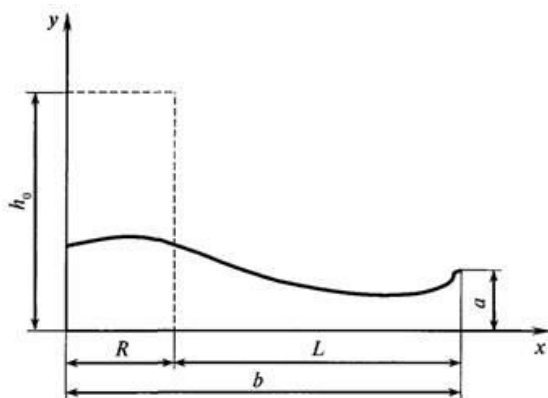


Рис. 6 - Типичная картина движения жидкости в обваловании при квазимгновенном разрушении резервуара: ---- — уровень начального столба жидкости; — — уровень жидкости в промежуточный момент времени (результаты расчета)

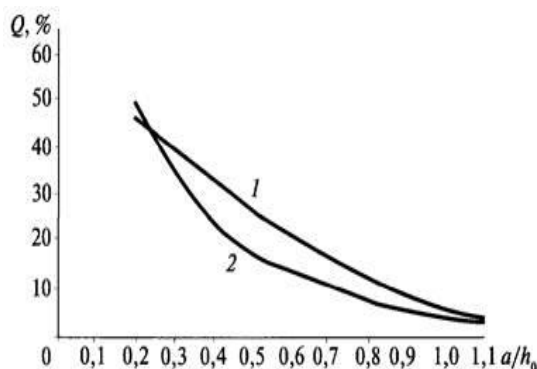


Рис. 7 - Зависимость доли перелившейся через обвалование жидкости Q от параметра a/h_0 : 1 - расчет; 2 - эксперимент

Метод определения геометрических параметров ограждающей стены без волноотражающего козырька и давления жидкости на стенку при аварии согласно приложения П.17 СТО–СА–03–002–2009

Защитная стенка должна быть рассчитана на прочность и устойчивость от аварийной нагрузки

$$D_e = 2 \cdot r_e = 2 \cdot 20 = 40 \text{ м}; r = 10.46 \text{ м}; b_0 = 10 \text{ м}; \rho = 1 \frac{\text{т}}{\text{м}^3}; g = 9.81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}; H_{\text{налив}} = 14.12 \text{ м}.$$

$$p_{\text{max}} = \left(2.5 - 0.235 \cdot \frac{D_e}{b_0} \right) \frac{\rho g H_e}{1000}; H_e = H \frac{r^2}{r_e^2} + 1; \varphi_e = 1.34 - 0.07 \frac{D_e}{b_0} = 0.074 \text{ МПа}; \quad (6)$$

$$H_e = H \frac{r^2}{r_e^2} + 1 = 14.12 \cdot \frac{10.46^2}{20^2} + 1 = 4.86 \text{ м}. \quad (7)$$

$$\varphi_e = 1.34 - 0.07 \frac{D_e}{b_0} = 1.34 - 0.07 \cdot \frac{40}{10} = 1.06 \text{ рад} \approx 60^\circ \quad (8)$$

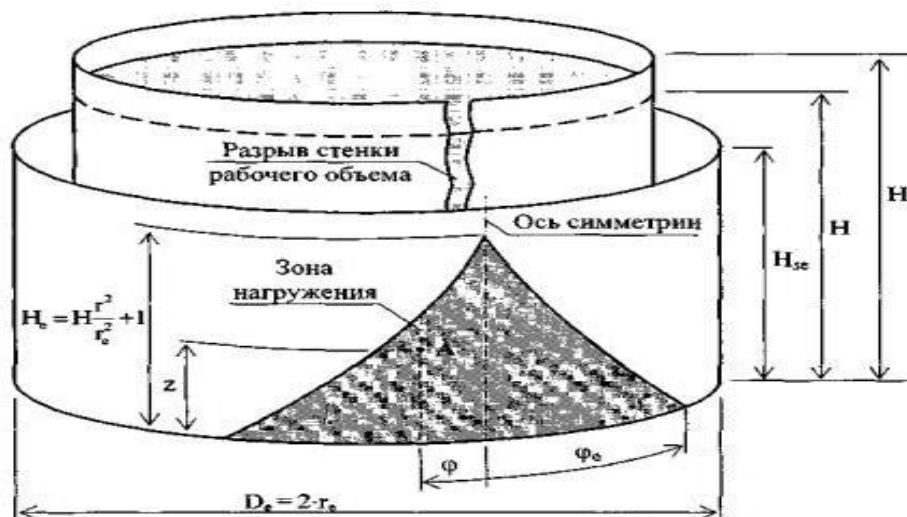


Рис. 8 - Геометрические размеры применяемые в формулах 6...8

Расчет ограждающая стены на статическое воздействие

Ограждающая стена представляет собой уголковую стену консольного типа высотой 2,85 м и глубиной заделки в грунт подошвы фундаментной плиты $d=0,9$ м (см.рис. 9). Расстояние между температурно-усадочными швами по всему периметру стены не превышает 25 м. Геометрические размеры стены приведены на рис.9. Грунт основания и засыпки (пески средней крупности) со следующими характеристиками: $\gamma^n = 1,65 \text{ т/м}^2$; $\varphi^n = 30^\circ$; $c^n = 0$. Модуль деформации грунта основания $E = 2000 \text{ т/м}^2$.

Расчетные характеристики грунта основания и грунта засыпки:

$$\begin{aligned} \gamma_I &= 1.05 \cdot 1.65 \text{ т/м}^2 = 1.7 \text{ т/м}^2; & \gamma_{II} &= 1.65 \text{ т/м}^2; \\ \varphi_I &= 30^\circ / 1.1 = 30 / 1.1 = 27^\circ; & \varphi_{II} &= 30^\circ; \\ c_I &= 0; & c_{II} &= 0. \end{aligned}$$

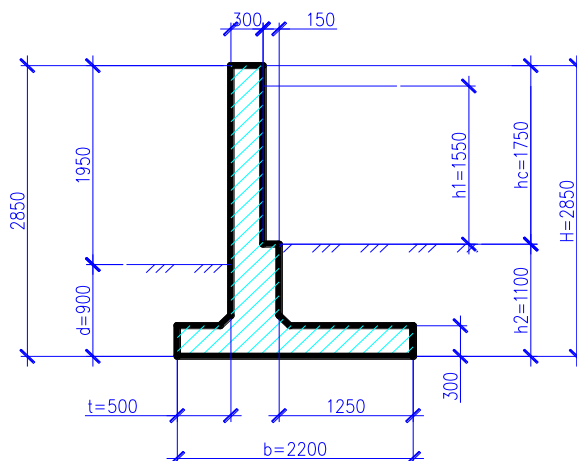


Рис. 9 - Поперечное сечение стены на рассматриваемом объекте

Определяем интенсивность давления разлившейся жидкости на высоту 1,55 м на конструкцию стены.

Интенсивность горизонтального давления жидкости на конструкцию стены у отметки грунта:

$$P_h = \gamma_w \cdot h_1 \cdot \gamma_F = 1,0 \cdot 1,55 \cdot 1 = 1.55 \text{ т/м}^2 \quad (9)$$

Определяем интенсивность давления грунта на конструкцию стены.

Условный угол плоскости обрушения

$$\text{tg } \varepsilon = (b-t)/h_2 = (2.2-0.5)/1.1 = 1.55, \text{ следовательно } \varepsilon = \theta^0 = 31^\circ 30'$$

Коэффициент активного давления грунта равен: $\lambda_a = 0,375$

Интенсивность горизонтального активного давления грунта от собственного веса грунта на глубине $y = h_2 = 1.1$ м

$$P_\gamma = [\gamma_I \gamma_F h_2 \lambda - c'_1 (\kappa_1 + \kappa_2)] y/h = [1.7 \cdot 1.15 \cdot 1.1 \cdot 0.375 - 0] \cdot 1.1 / 1.1 = 0.81 \text{ т/м}^2 \quad (10)$$

Интенсивность горизонтального активного давления грунта от равномерно распределенной нагрузки, созданной разливом воды высотой 1,55 м.

$$P_q = q \gamma_F \lambda = 1,55 \cdot 1 \cdot 0.375 = 0.58 \text{ т/м}^2 \quad (11)$$

Расчет устойчивости стены против сдвига

Определяем сдвигающую силу F_{sa} при $h_1 = 1,55$ м; $y_b = h_2 = 1.1$ м.

$$F_{sa} = F_{sa, \gamma} + F_{sa, q} + F_{sa, v} = 0.45 + 0.64 + 1.2 = 2.29 \text{ т} \quad (12)$$

Нагрузки показаны на рисунке 10

Расчет производим для трех значений угла β

1 случай ($\beta = 0$)

Определяем сумму проекций всех сил на вертикальную плоскость

$$F_v = (F_{sa} - F_{sa, v}) \cdot \operatorname{tg}(\epsilon + \varphi_1) + F_{sa, v} + \gamma_1 \cdot \gamma_f \cdot (h_2 \cdot (b-t)/2 + t \cdot d) + \gamma_1 \cdot \operatorname{tg} \beta \cdot b^2 / 2 = 6.23 \text{ т} \quad (13)$$

Определяем пассивное сопротивление грунта E_r при $h_r = d = 0.9$ м; $\gamma_1 = 1.7$; $\lambda_r = 1$; $c_1 = 0$:

$$E_r = \gamma_1 \cdot h_r^2 \cdot \lambda_r / 2 + c_1 \cdot h_r (\lambda_r - 1) / \operatorname{tg} \varphi_1 = 1.7 \cdot 0.9^2 \cdot 1 / 2 + 0 = 0.69 \text{ т} \quad (14)$$

Определяем удерживающую силу F_{sr} :

$$F_{sr} = F_v \operatorname{tg}(\varphi_1 - \beta) + b c_1 + E_r = 6.23 \cdot \operatorname{tg}(27 - 0) + 0 + 0.69 = 3.86 \text{ т} \quad (15)$$

Проверка устойчивости стены из условия:

$$F_{sa} \leq \gamma_c F_{sr} / \gamma_n; F_{sa} = 2.29 \leq 1 \cdot 3.86 / 1.2 = 3.22$$

где γ_c - коэффициент условий работы грунта: для песков равный 1; γ_n - коэффициент надежности по назначению сооружения равный 1,2.

Условие удовлетворено.

Аналогично проверяем для 2-го случая при ($\beta = \varphi_1 / 2 = 13^\circ 30'$) и для 3-го случая при ($\beta = \varphi_1 = 27^\circ$) в обоих проверках условие устойчивости стенки удовлетворено.

Проверка прочности грунтового основания

Расчет прочности основания следует производить при $\operatorname{tg} \delta_1 < \sin \varphi_1$ из условия

$$F_v \leq \gamma_c N_u / \gamma_n$$

Определяем тангенс угла наклона к вертикали равнодействующей внешней нагрузки на основание

$$\operatorname{tg} \delta_1 = F_{sa} / F_v = 0.367$$

$$\operatorname{tg} \delta_1 = 0.367 < \sin \varphi_1 = 0.454; \delta_1 = 20,15^\circ$$

$$N_u = b' (N_\gamma b'^{\gamma_1} + N_q \gamma_1' d + N_c c_1), \quad (16)$$

N_γ, N_q, N_c - безразмерные коэффициенты несущей способности, определяемые в зависимости от расчетного значения угла внутреннего трения $\varphi_1 = 27^\circ$ и угла наклона $\delta_1 = 0^\circ$ к вертикали равнодействующей внешней нагрузки на основание в уровне подошвы стены.

$$N_\gamma = 1,68; N_q = 5,93;$$

$$b' = b - 2e,$$

$e = M_0 / F_v$ - эксцентриситет приложения равнодействующей всех сил относительно оси, проходящей через центр тяжести подошвы стены, величина которого не должна превышать $e \leq b/3$, где M_0 - сумма моментов всех вертикальных и горизонтальных сил относительно оси, проходящей через центр тяжести подошвы.

$$M_0 = F_{sa} [h^* - \operatorname{tg}(\epsilon + \varphi') (b/2 - h^* \operatorname{tg} \epsilon)] + \gamma_1' \gamma_f (b-t) [h(b-4t) + 6td] / 12, \quad (17)$$

где h^* - расстояние от равнодействующей сдвигающей силы до низа подошвы стены; γ_f - коэффициент надежности по нагрузке, принимается, равным 1,2;

$$h^* = \frac{\left[\frac{F_{sa,v} \gamma h_2}{3} + F_{sa,q} h_2 / 2 + F_{sa,v} \cdot (h_2 + \frac{h_1}{3}) \right]}{F_{sa}} = \frac{\left[\frac{0,45 \cdot 1,1}{3} + \frac{0,64 \cdot 1,1}{2} + \frac{1,2 \cdot 1,62}{3} \right]}{2,29} = 1,1 \text{ м}, \quad (18)$$

Сумму моментов всех вертикальных и горизонтальных сил относительно оси, проходящей через центр тяжести, определяем по формуле:

$$M_0 = F_{sa} \left[h^* - \text{tg}(\varepsilon + \varphi') \left(\frac{b}{2} - h^* \text{tg} \varepsilon \right) \right] + \gamma'_1 \gamma_f \frac{(b-t)[h(b-4t)+6td]}{12} = 1,88 \text{ тм}, \quad (19)$$

$$e = \frac{M_0}{F_v} = \frac{1,88}{6,23} = 0,3 \text{ м}; \quad b' = b - 2e = 2,2 - 2 \cdot 0,3 = 1,6 \text{ м}.$$

Вертикальную составляющую силы предельного сопротивления основания определяем по формуле:

$$N_u = b' (N_\gamma b' \gamma'_1 + N_q \gamma'_1 d + N_c c_1) = 1,6 \cdot (1,68 \cdot 1,6 \cdot 1,7 + 5,93 \cdot 1,7 \cdot 0,9) = 21,83 \text{ т}$$

$$F_v = 6,23 \text{ т} < 1 \cdot 21,83 / 1,1 = 19,85 \text{ т}$$

Прочность грунтового основания обеспечена.

Расчет основания по деформациям

Определяем расчетное сопротивление грунта основания

$$R = \frac{\gamma_{c1} \gamma_{c2}}{\kappa} (M_\gamma b \gamma_{II} + M_q d \gamma_{II} + M_c c_{II}) = \frac{1,3 \cdot 1,1}{1} (4,17 + 20,29) = 34,98 \text{ т/м}^2 \quad (20)$$

где $\gamma_{c1} = 1,3$; $\gamma_{c2} = 1,1$ по табл. 6 [5]; $\kappa = 1$; $M_\gamma = 1,15$; $M_q = 5,59$; $M_c = 7,95$ по табл. 7 [10]; при $\varphi_{II} = 30^\circ$;

Определяем крайние давления на грунт

$$p_{\min}^{\max} = \frac{F_v \left(1 \pm \frac{6e}{b} \right)}{b} = 4,97 \cdot \frac{1 \pm 6 \cdot \frac{0,15}{2,2}}{2,2} \quad (24)$$

$$p^{\max} = 3,18 \text{ т/м}^2 < 1,2R = 41,98 \text{ т/м}^2; \quad p = 1,33 \text{ т/м}^2 < R = 34,98 \text{ т/м}^2$$

Расчет основания по деформациям удовлетворен.

Ограждающая стена на действие волны прорыва

Все исходные данные по геометрии конструкции и характеристикам грунтов приведены выше.

Геометрические размеры стены приведены на рис. 9; нагрузки на рис. 11.

Определяем интенсивность давления разлившейся жидкости на высоту 1,55 м на конструкцию стены.

Данные рассчитаны выше в примере на статическое воздействие $\varepsilon = \theta_0 = 31^\circ 30'$; $\lambda_a = \text{tg}^2 \theta_0 = \text{tg}^2 31^\circ 30' = 0,375$; $P_\gamma = 0,81 \text{ т/м}^2$.

Интенсивность горизонтального давления жидкости на конструкцию стены и высота разлива при волне прорыва стены приняты согласно расчетам по формулам 6...8 и рисунку 8.

Интенсивность горизонтального активного давления грунта от равномерно распределенной нагрузки, созданной разливом воды высотой 4,86 м.

$$P_q = q \gamma_f \lambda = 4,86 \cdot 1 \cdot 0,375 = 1,82 \text{ т/м}^2$$

Расчет устойчивости стены против сдвига

Определяем сдвигающую силу F_{sa} при $h_1=1,75$ м $y_b=h_2=1.1$ м.

$$F_{sa} = F_{sa, \gamma} + F_{sa, q} + F_{sa, v} = 0.45 + 2.0 + 10,76 = 13.21 \text{ т}$$

Расчет производим для трех значений угла β

1 случай ($\beta=0$)

Определяем сумму проекций всех сил на вертикальную плоскость

$$F_v = (F_{sa} - F_{sa, v}) \cdot \text{tg}(\epsilon + \varphi_1) + F_{sa, v} + \gamma_1 \cdot \gamma_f \cdot (h_2 \cdot (b-t)/2 + t \cdot d) + \gamma_1 \cdot \text{tg} \beta \cdot b^2 / 2 = 17.59 \text{ т}$$

Определяем пассивное сопротивление грунта E_r и удерживающую силу F_{sr} при $h_r=d=0.9$ м; $\gamma_r=1.7$; $\lambda_r=1$; $c_r=0$:

$$E_r = \gamma_1 \cdot h_r^2 \cdot \lambda_r / 2 + c_r \cdot h_r (\lambda_r - 1) / \text{tg} \varphi_1 = 0.69 \text{ т}; F_{sr} = F_v \text{tg}(\varphi_1 - \beta) + bc_r + E_r = 9.65 \text{ т}$$

Проверка устойчивости стены из условия:

$$F_{sa} \leq \gamma_c F_{sr} / \gamma_n; F_{sa} = 13.21 > 1 \cdot 9.65 / 1.2 = 9.04$$

Условие неудовлетворено.

По всем остальным проверкам получаем неудовлетворительный результат стенка не проходит по устойчивости, прочности и деформации основания

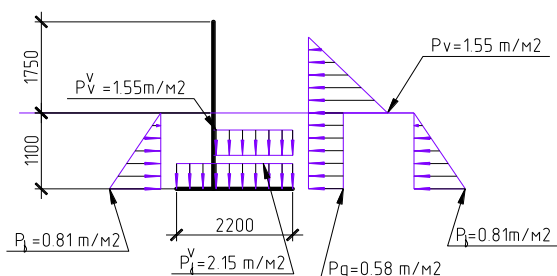


Рис. 10 - Нагрузки на стенку от статического воздействия жидкости

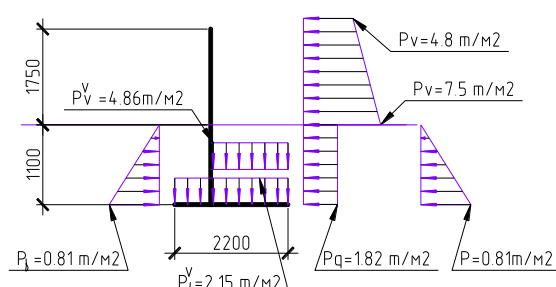


Рис. 11 - Нагрузки на стенку от приведенного динамического воздействия

Для получения усилий в элементах стены и горизонтальных перемещений создаем модель в ПК SCAD.

Получаем усилия и перемещения при волне прорыва в несколько раз превышающие усилия, на которые была запроектирована стенка. Изополю перемещений и усилий см. на рис. 12...17

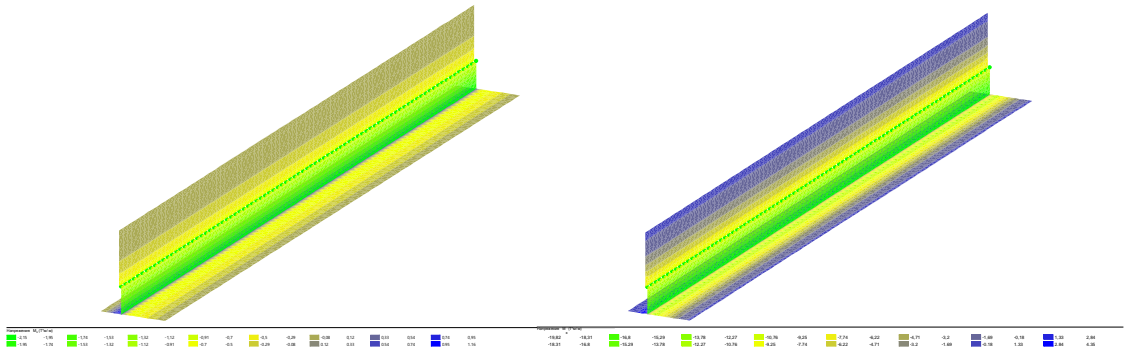


Рис. 12 - Усилие M_x от статического воздействия жидкости

Рис. 13 - Усилие M_x от приведенного динамического воздействия

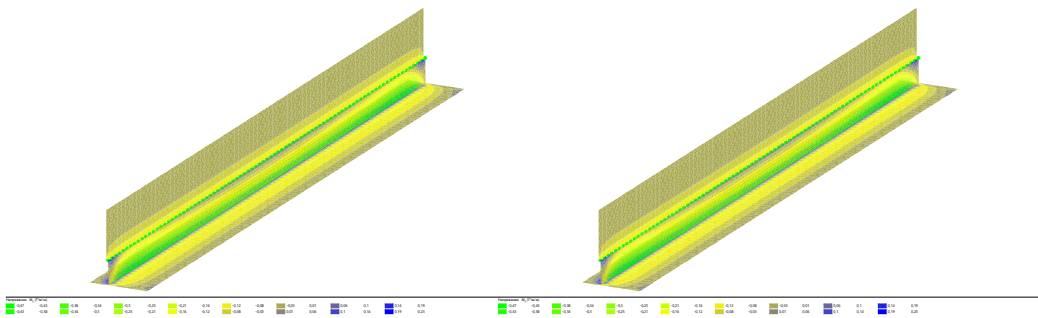


Рис. 14 - Усилие M_y от статического воздействия жидкости

Рис. 15 - Усилие M_y от приведенного динамического воздействия

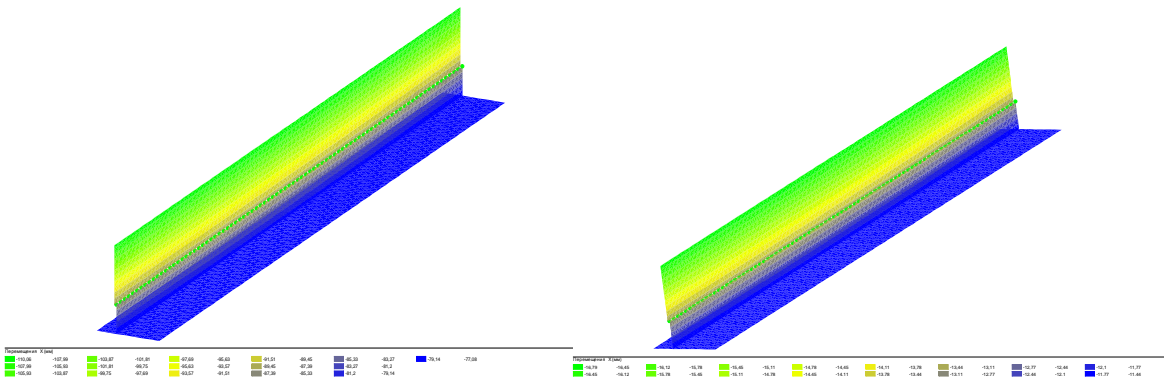


Рис. 16 - Горизонтальные перемещения от статического воздействия жидкости

Рис. 17 - Горизонтальные перемещения от приведенного динамического воздействия

Выводы

Проанализировав полученные результаты, к наиболее перспективному способу ограничения разлива жидкостей при внезапных разрушениях РВС, следует отнести противопожарную преграду, конструктивно выполняемую в виде вертикальной ограждающей стены с волноотражающим козырьком. Преимущества по сравнению с двойными стенками и дополнительными преградами описаны выше.

Угловая стенка, рассчитанная только на статическое воздействие, не сможет предотвратить разлив жидкости. В рассмотренном случае образующаяся высота волны превышает стенку более чем в 2,5 раза, а также стенка потеряет свою устойчивость, получив перемещения превышающие допустимые.

Список использованных источников

1. СН РК 3.02-15-2003. Склады нефти и нефтепродуктов.
2. СНиП 2.11.03–93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. - М., 1993.
3. Анализ последствий чрезвычайных ситуаций при разрушениях резервуаров на объектах топливно-энергетического комплекса// Швырков С.А., Батманов С.В. - Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2008. - № 4.
4. Исследование устойчивости противопожарных преград резервуарных парков к воздействию волны прорыва при квазимгновенном разрушении вертикального стального резервуара // Швырков С.А., Батманов С.В., Крылов А.М., и др. - Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2009. – № 4.
5. ГОСТ Р 53324-2009. Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности.
6. Определение гидродинамических нагрузок воздействия волны прорыва, образующейся при квазимгновенном разрушении вертикального стального резервуара (РВС), на ограждающую стенку// Богач А.А., Муйземнек А.Ю., Швырков С.А. – Сборник трудов Шестой конференции пользователей программного обеспечения САД-FEM GmbH. - М.: Полигон-пресс, - 2006. - с. 48-54.
7. СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия.
8. СНиП РК 5.01.01-2002 Основания зданий и сооружений.
9. СН РК 3.02-24-2011 Сооружения промышленных предприятий.
10. Справочное пособие к СНиП 2.09.03-85 Проектирование подпорных стен и стен подвалов.
11. СТО-СА-03-002-2009 Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
12. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.

Где место пожарному гидранту?

Розон Ж.В. (ООО «Казинжиниринг»)

Водяное пожаротушение – наиболее часто применяемый и эффективный метод борьбы с огнем. Воду использовали для тушения пожаров во все времена. И в настоящее время специалисты признают ее средством № 1. Связано это с тем, что вода – наиболее доступное, дешевое и безопасное вещество для тушения пожара. Она не представляет опасности для человека или для животных. К ограничениям использования воды в качестве реагента для тушения пожара следует отнести ухудшение условий применения или даже невозможность использования при отрицательных температурах.

Основная задача при проектировании систем пожаротушения – предоставить технически качественно проработанный инструмент для максимально эффективной работы при локализации пожара.

Тушение необходимо проводить мощными струями. Недостаточный расход воды затрудняет проведение работ по тушению пожара, приводит к увеличению времени ликвидации горения, большим физическим нагрузкам на участников тушения, возрастанию материального ущерба. [1]

Ученые и инженеры всего мира находятся в непрерывном поиске, разрабатывая, испытывая и внедряя новые инновационные средства защиты от пожаров. Залог их надежности не только высочайшие стандарты качества, но и последние достижения мировой науки.

Сравнивая зарубежные аналоги с привычными нам, выпускаемыми на постсоветском пространстве, и замечая существенную разницу, нередко задаешься вопросом: можно ли использовать зарубежный опыт и зарубежное оборудование у нас? И какая у него степень надежности?

Многие страны производят оборудование для климатических условий своей страны. В западной модели проектирования противопожарного водопровода пожигидранты устанавливаются на ответвлениях, где отсутствует циркуляция воды. Но в холодный период года это может привести к образованию льда на внутренней поверхности водопровода и арматуры и к их разрушению.

Например, в гидрантах производства Австрии и Германии устанавливается шаровый клапан, который может примерзнуть к резиновой прокладке. Также при нахождении основания ПГ выше уровня промерзания грунта происходит примерзание клапана к седлу. [2]

В г.Саратове (Россия) разработан и успешно применяется пожарный гидрант для работ в условиях холодного климата при t от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$ во взрывоопасной среде категории В-1г. Он не требует дополнительной

защиты от замерзания. Вваривается в различные диаметры пожарного водовода с различным способом обогрева. [3]

На практике из-за неисправностей около 30 % от всех гидрантов не используются.

Техническое состояние всех гидрантов проверяют два раза в год: весной и осенью. Все испытания пожарных гидрантов производятся в климатических условиях по ГОСТ 15150.

Техническое обслуживание гидрантов включает проверку [4]:

- исправности люка и крышки водопроводного колодца, крышек и резьбы ниппеля, верхнего квадрата штанги и корпуса гидранта;
- наличия воды в корпусе гидранта и в колодце;
- герметичности клапана;
- работы гидранта с установкой пожарной колонки и определения пропускной способности (расхода воды) гидранта;
- легкости открывания и закрывания клапана.

Изделия должны сохранять свои параметры в пределах норм, установленных техническими заданиями, стандартами или техническими условиями в течение сроков службы и сроков сохраняемости. Эти значения установлены в ГОСТ 15150. [5]

Осенью производят утепление смотровых колодцев с расположенными в них пожарными гидрантами, задвижками, вантузами. В первую очередь утепляют участки сетей, уложенных в зоне промерзания грунта и на участках с недостаточной циркуляцией воды. А при проектировании наружных сетей пожаротушения инженера руководствуются п.105 Регламента №14 республики Казахстан: «установка пожарных гидрантов на ответвлении от линии водопровода запрещается». [6]

Попробуем разобраться в этом более детально.

Республика Казахстан условно разделена на 4 климатических района (16 подрайонов).

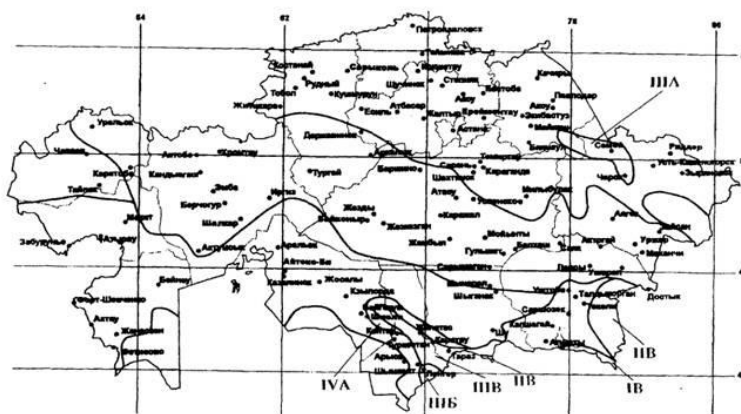


Рис. 1 - Схематическая карта районирования территории Республики Казахстан для строительства [7]

Для наглядности воспользуемся данными из таблицы 1 из отмененного справочного пособия к СНиП 2.01.01-82 [9]. В СНиП РК 2.04-01-2010 такая таблица отсутствует [7].

Таблица 1. Средняя продолжительность температуры воздуха различных градаций (в часах)

Температура воздуха, °С	Республика Казахстан									
	Акто-бё	Алма-ты	Ара-льск	Атба-сар	Аты-рау	Зай-сан	Ир-тышск	Кара-ганда	Карса-кпай	Коста-най
—42...—40,1				9			9			
—40...—38,1				9			18			9
—38...—36,1				18		9	26	9		9
—36...—34,1	9			35		9	53	18		35
—34...—32,1	18			35		9	53	26	9	35
—32...—30,1	26		9	79		35	79	35	18	61
—30...—28,1	44		35	96	9	53	88	44	26	79
—28...—26,1	79		44	114	9	79	114	53	70	114
—26...—24,1	114	9	70	166	35	114	131	88	105	123
—24...—22,1	131	9	88	202	35	166	175	123	149	149
—22...—20,1	166	26	123	219	44	201	193	158	175	175
—20...—18,1	175	44	123	237	88	219	210	193	254	210
—18...—16,1	210	61	175	254	114	245	254	245	228	254
—16...—14,1	219	123	193	263	131	272	280	280	280	263
—14...—12,1	245	140	210	263	140	324	263	289	254	280
—12...—10,1	237	193	219	298	219	359	316	316	272	298
—10...—8,1	280	210	219	245	228	307	272	316	334	289
—8...—6,1	316	280	263	307	246	324	289	359	334	324
—6...—4,1	359	324	298	342	324	289	298	368	368	324
—4...—2,1	429	394	333	334	395	297	324	412	386	368
—2...—0,1	447	492	421	429	508	298	368	421	421	398
0... 1,9	482	482	438	403	508	272	421	386	342	429

Из нее мы видим, что на территории Казахстана много районов, где достаточно долго сохраняется отрицательная температура.

Перейдем к расчетам. Приведу ряд формул для математического моделирования процессов переноса энергии в водоводах. [10]

Расчет температурного режима трубопровода.

1. Теплопередача через стенки трубопровода, теплоизоляции и грунт.

Термическое сопротивление S в *м час град/ккал* определяется:

Через стенки труб

$$S_1 = \frac{\lg \frac{D}{D_o}}{2.73\lambda_m}; \quad (1)$$

Через теплоизоляцию

$$S_2 = \frac{D-D_0}{\pi\lambda_m(D-D_0)} ; (2)$$

Через грунт

$$S_3 = \frac{\ln\left(\frac{2h}{D} + \sqrt{\left(\frac{2h}{D}\right)^2 - S}\right)}{2\pi\lambda_r}; (3)$$

При $\frac{h}{D} > 1,0$ считают приближенно по формуле

$$S_3 = \frac{\lg\frac{4h}{D}}{2.73\lambda_2}; (4)$$

где D_0 и D -внутренний и внешний диаметры трубопровода в м;

λ_m и λ_2 - коэффициент теплопроводности материалы и грунта в *ккал/м час град*;

h – глубина оси трубы под поверхностью земли в м.

Примечания:

Для металлических трубопроводов S_1 в расчет не принимается.

Наличие снега в расчетах игнорируется.

2. Теплопередача от наружной поверхности наземного трубопровода или теплоизоляции - воздуху.

Термическое сопротивление при этом будет

$$S_4 = \frac{1}{\kappa\pi D}; (5)$$

Для трубопровода защищенного от ветра $\kappa = 9$ ккал/м²час град;

при скорости ветра 5м/с - $\kappa = 22$ ккал/м²час град;

а при скорости ветра 15м/с - $\kappa = 45$ ккал/м²час град.

3. Замерзание воды в трубопроводе при отсутствии течения

Срок замерзания части воды в трубопроводе определяется по формуле

$$\tau = 62800 \frac{S}{t_c} (D_0 - d^2); (6)$$

где $S = \sum S_n$

t_c – абсолютная величина отрицательной температуры среды трубопровода;

d - внутренний диаметр ледяной корки; при полном замерзании $d = 0$.

Пример расчета температурного режима трубопровода.

Исходные данные:

-производственная площадка находится возле города Атырау;

-трубопровод для пожаротушения принят из полиэтиленовых напорных труб по ГОСТ 18599-2001 SDR 11-160x14,6м.

С помощью расчетов ответим на вопрос, надежен ли пожарный гидрант установленный в колодце на ответвлении?

Для установки гидранта используется пожарная подставка. Вся арматура и оборудование в колодце металлическое.

Обратим внимание на среднюю температуру в г.Атырау по месяцам. [8]

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Атырау	-10,1	-9,1	-2,2	8,9	17,8	23,1	25,5	23,7	16,6	8,1	-0,2	-6

Три месяца в году эта температура держится ниже -6°C .

1. Теплопередача через стенки трубопровода, теплоизоляции и грунт.

Для металлических трубопроводов S_1 в расчет не принимается.

Наличие снега в расчетах игнорируется.

Трубы не теплоизолируются.

Определяем S_2 .

Так как выполняется условие

$$\frac{h}{D} > 1,0$$

$$\frac{2,1}{0,16} = 13,125 > 1,0$$

S_2 считаем по формуле

$$S_2 = \frac{\lg \frac{4h}{D}}{2,73\lambda_r} = \frac{\lg \frac{4 \times 2,1}{0,16}}{2,73 \times 0,50} = 1,22$$

λ_r - коэффициент теплопроводности сухого песка $0,50$ ккал/м час град

Приведу еще несколько примеров λ_r :

железобетон имеет $\lambda_r = 1,33$ ккал/м час град;

глино-песчаная смесь в сухом состоянии $\lambda_r = 0,60$ ккал/м час град;

засыпка из пемзы $\lambda_r = 0,15 - 0,20$ ккал/м час град;

стекловата $\lambda_r = 0,05$ ккал/м час град. [10]

2. Теплопередача от наружной поверхности стального трубопровода расположенного в колодце или пожарного гидранта воздуху.

Термическое сопротивление при этом будет

$$S_4 = \frac{1}{9 \times 3,14 \times 0,18} = 0,20$$

3. Определяем срок замерзания воды в трубопроводе при отсутствии течения.

Задаемся температурой наружного воздуха -6°C .

Температуру воздуха в колодце можно определить аналогично расчету температуры воздуха в тепловом канале при однетрубной прокладке. При температуре наружного воздуха 0°C температура воздушной среды в колодце $0,0025^{\circ}\text{C}$. То есть, температуру в не утепленном колодце можно принять равной температуре наружного воздуха.

$$\tau = 62800 \frac{0,20}{6} (0,16 - 0) = 335 \text{ часов} = 14 \text{ суток}$$

Из этого становится понятно, что при сохранении температуры наружного воздуха ниже -6°C в течение 14 суток вода в пожарном гидранте замерзнет полностью.

Сравнивая $S_2 = 1,22$ и $S_4 = 0,20$ можно заметить, что замерзание водопровода проложенного в земле (например, засыпка песком) при отсутствии течения воды в нем произойдет через 85 дней.

Снижение температуры до $+1, +2^{\circ}\text{C}$ считается угрожающим. В этом случае необходимо принимать меры к прогреванию трубопроводов путем спуска большого количества воды через пожарный гидрант в конце участка, находящегося под угрозой.

Замерзшие фасонные части - задвижки, пожарные гидранты и др. в смотровых колодцах могут отогреваться паром или горячей водой.

Среди установленных на водопроводную сеть пожарных гидрантов наибольшее распространение получили подземные пожарные гидранты ГОСТ 8220–85 [11]. Устанавливаются они в колодцах на пожарные подставки ГОСТ 5525-88 [12] по типовому проекту 901-9-17 [13].

Приемка сетей пожаротушения в работу осуществляется в соответствии СП РК 4.01-103-2013 [14], ГОСТ 15150-80 [5], ГОСТ 8220-85 [11], а также Техническим регламентом «Общие требования к пожарной безопасности» №14 [6].

Состояние гидрантов в зимнее время определяется прежде всего сопротивляемостью их замерзанию. Утепление гидрантов производится лишь после их проверки в сухую погоду. Для этого следует использовать такие материалы, как минеральный войлок, очесы, паклю и др.

Утепление гидрантов московского типа [15] делается так: берутся деревянные крышки, состоящие из трех частей, причем изготавливаются они из досок толщиной 25 мм.

Между деревянными кругами утепительной крышки прокладываются два слоя толя или рубероида, а между ними — слой плотного войлока толщиной 2 см. Войлок должен выходить за пределы габарита крышки от 1 до 2 см. Уплотнение крышки со стенками колодца достигается за счет войлочной прокладки. Вскрывать утепленные гидранты для проверки нельзя. [16]

Для проверки стояков гидрантов рекомендуется применять специальный щуп, представляющий собой металлический стержень длиной, превышающей высоту стояка гидранта на 0,25—0,30 м. По длине стержня через каждые 5—10 см наносятся деления. При опускании щупа в стояк гидранта можно установить наличие в стояке воды или льда. При поднятии щупа на нем можно видеть оставшиеся следы воды, снега или льда и в зависимости от этого своевременно принять меры для приведения гидранта в исправное состояние.

Надежная эксплуатация пожарных гидрантов определяется состоянием отдельных частей, работа которых перед утеплением гидрантов проверяется. При этом особое внимание должно быть уделено проверке работоспособности подвижных частей гидранта в сочетании со стендером.

Резюмируя сказанное, можно сделать заключение, что нельзя пренебрегать или недооценивать температурные показатели в каждой климатической зоне в зимний период. Необходимо грамотно и обоснованно подходить к технологии определения принципиальной схемы расстановки пожарных гидрантов на сетях пожаротушения, а также изменению эксплуатационных характеристик транспортируемой воды.

Список использованных источников

1. Гидравлика и противопожарное водоснабжение//Абросимов Ю.Г., Иванов А.И., Качалов А.А и др. – М., 2003 - с.305. 307-320.
2. Гидранты пожарные HAWLE, AVK. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://petroservis.net/catalog/46/>
3. Гидрант пожарный незамерзающий. [Электронный ресурс] <http://ngee.ru/catalog-produkchii?view=object&type=11&id=725>
4. Проверка и испытание пожарных гидрантов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://gidro.tech-group.pro/proverka_pozharnyh_gidrantov
5. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
6. Технический регламент: Общие требования к пожарной безопасности. утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан от 16 января 2009 года №14.- с.18.
7. СНиП РК 2.04-01-2010 Строительная климатология
8. СНиП 2.01.01-82 Строительная климатология и геофизика (отменен).
9. Пособие к СНиП 2.01.01-82 Строительные климатология и геофизика (отменен).
10. Справочник по гидротехнике. – М.: Институт ВНИИВОДГЕО. - 1955. - с.756-757.
11. ГОСТ 8220-85 Гидранты пожарные подземные.
12. ГОСТ 5525-88 Части соединительные.
13. Типовой проект 901-9-17 Установка водоразборных колонок и пожарных гидрантов.
14. СП РК 4.01-103-2013 Наружные сети и сооружения
15. Пожарный гидрант с двойным закрытием утепленный HMS «Московского типа» <http://ptk53.ru/gidrant-hms-1>
16. Утепление пожарных гидрантов [Электронный ресурс]. – Режим http://pozbez.blogspot.com.by/2013/10/blog-post_2184.html#!/2013/10/blog-post_2184.html