

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

АО «НИПИнефтегаз»

**Геология, разработка, бурение,
добыча нефти и газа,
экология, обучение и повышение
квалификации**

**Сборник трудов
Выпуск 1**

Актау-2014

УДК 622.276(06)

В первом сборнике трудов АО «НИПИнефтегаз» кратко изложены результаты аналитических, лабораторных, нефтегазопромысловых работ по вопросам: разведка, геолого-физическая характеристика месторождений углеводородов (исследования керна, граничные значения пород коллекторов, изучение состава пластового флюида, гидрогеология, подсчет запасов); разработка месторождений углеводородов (особенности, стратегия, новая технология, способы воздействия на продуктивный объект, контроль, выравнивание профиля поглощения, землетрясения); добыча углеводородов (отложения: асфальта, смол, парафина, солей, песка, коррозия, межколонное давление, подготовка нефти, химизация, битум из нефти); бурение скважин (проблемы строительства); экология (уменьшение загрязняющих выбросов, экологический мониторинг разработки месторождений углеводородов); обучение и повышение квалификации.

Редакционная коллегия:

Герштанский О.С., д.т.н. (отв.редактор), Переяславцева В.Г. (зам.редактора),
Гераськина Е.Н. (секретарь)

Члены редколлегии: Кисляков Ю.П., к.г.-м.н., Чагай В.Г., Егоров В.В., Саенко О.Б.,
Пуписова Л.В., Пустобаев А.Н., Лозовая С.В., Демидова Н.С., Прапорщиков В.И.,
Дружинина О.Н., Рылеев А.А., к.т.н., Кондратьева А.Л., Ешбаева Л.У., Маева Е.В.

АО «НИПИнефтегаз», 2014

СОДЕРЖАНИЕ

Аннотации к статьям

1. ГЕОЛОГИЯ

- 1 Коростышевский М.Н. Развитие представлений о граничных значениях параметров пород-коллекторов и их современное обоснование.....
- 2 Чагай В.Г. Гидрогеологическая характеристика нефтегазоносных районов Республики Казахстан.....
- 3 Чагай В.Г. Землетрясения и разработка нефтяных и газовых месторождений.....
- 4 Чагай В.Г. Подсчет начальных геологических запасов углеводородного газа объемным методом.....
- 5 Чагай В.Г. Подсчет извлекаемых запасов растворенного в нефти газа.....
- 6 Боранбаев К., Ступак С., Боранбаев А.
Краткая литолого-стратиграфическая характеристика территории Мангистауской нефтегазоносной области

II. РАЗРАБОТКА

- 7 Кисляков Ю.П., Кисляков П.Ю. Новая технология разработки месторождения с отмыванием и добычей нефти через скважины..
- 8 Кисляков Ю.П., Кисляков Е.А. Способ воздействия имплозией на продуктивный объект через скважину.....
- 9 Кисляков Ю.П., Кисляков И.Ю. Способ определения пластового и забойного давления в водонагнетательных скважинах без пакера...
- 10 Кисляков Ю.П. Стратегия дальнейшей разработки нефтегазового месторождения Узень.....
- 11 Герштанский О.С., Апакаев Ж.А., Дружинина О.Н.
Особенности геологического строения и технологии разработки месторождения Тенгиз.....
- 12 Таджикулова Г. Текущее состояние разработки (на 01.01.2013) блоков 1, 1а и 2 нефтегазового месторождения Узень.....
- 13 Кисляков Ю.П., Кисляков П.Ю.
Альтернативный способ определения содержания газового конденсата в смеси с нефтью для ГКМ Чинаревское в Республике Казахстан.....
- 14 Герштанский О.С., Саенко О.Б., Саенко А.Е., Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т. Обоснование условий разработки продуктивного пласта нефтяного месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения.....

III. БУРЕНИЕ

- 15 Герштанский О.С., Крылов Д.А. Влияние природных факторов на качество цементирования обсадных колонн.....
- 16 Герштанский О.С., Крылов Д.А. Методология исследований и ликвидация межколонных давлений.....
- 17 Егоров В.В. Некоторые проблемы при строительстве скважин на месторождениях Кумколь и Восточный Кумколь (контрактная территория АО «ТУРГАЙ ПЕТРОЛЕУМ»).....
- 18 Абдуллаев Н.Я., Вашецкий Е.В., Гудзловенко З.К., Демидова Н.С., Егоров В.В. Проблемы при строительстве скважин на месторождении Узень.....

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

- 19 Статура А.А., Сарбаев Д.А., Жанбосинова А.С., Елеуова Э.К. Определение условий выноса механических примесей (песка) на месторождениях Северные Бузачи и Каражанбас.....
- 20 Амиров С.К. Методические особенности лабораторного исследования слабосцементированных пород.....
- 21 Карабалин У.С., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т., Герштанский О.С., Саенко О.Б. Новые способы получения альтернативных рабочих агентов для систем поддержания пластового давления (ППД).....
- 22 Статура А.А. Способ уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при использовании открытой приёмной ёмкости для обработки скважин при освоении после бурения или КРС.....
- 23 Саенко О.Б. Научное обоснование изменения компонентного состава пластового флюида (в т.ч. сероводорода) в пластовых и поверхностных условиях.....
- 24 Янушевский В.А. Подготовка нефти на базе трубных нефтегазовых разделителей фаз (ТНРФ).....
- 25 Рылеев А.А. Расчетный метод определения количества парафина, кристаллизующегося в трубопроводах при транспортировке нефти.....
- 26 Прапорщиков В.И., Саенко О.Б., Бутантаева Ж.К., Дузенова А.К. Опыт применения геллана для выравнивания профиля приемистости на месторождении Кумколь.....
- 27 Батманов К.Б., Абдыкалыков С.Е. Природный битум Казахстана – сырьё для дорожно-строительной индустрии.....

- 28 Парышев Ю.Н., Манасова М.Н., Алибеккызы А. Коррозия и защита магистрального морского водовода Актау-Жетыбай-Озен.....
- 29 Салихов М.Х., Кешубаев Г.К., Прапорщиков В.И., Герштанский О.С., Саенко О.Б. Применение химических реагентов в процессах добычи нефти нефтегазового комплекса РК
- 30 Герштанский О.С. Исследование влияния электрических полей на фильтрацию жидкости в пористых средах.....

V. ЭКОЛОГИЯ

- 31 Дусенбаева А.О. Структура экологического мониторинга разработки нефтегазовых месторождений Республики Казахстан..

VI. ОБУЧЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

- 32 Кондратьева А.Л. Подготовка и повышение квалификации специалистов.....

**МАҚАЛАҒА АННОТАЦИЯ
АННОТАЦИИ СТАТЕЙ
ABSTRACTS OF THE ARTICLES**

М.Н.Коростышевский, г.-м.г.д. (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

**Коллекторлар жынысы параметрлерінің шектеулі маңызды ұсынуын
дамыту және оны қазіргі заманға сай негіздеу**

Мақалада коллекторлы және неколлекторлы жыныстардың мұнайұстағыштық бөлінуінің дамыту тарихы үш кезеңге бөлініп көрсетілген. Бастамасында коллекторлардың шектеулі маңыздылығы бойынша өнімді кесінділерінің төменгі шектеулі коллекторлардың өткізгіштігі арқылы, коллекторлар өткізгіштігін өзі арқылы флюидтермен өткізу тәсілімен анықтайды. Келесі кезеңде алдымен бірінші, ірі карбонатты массивтер, басымдылық етуші, коллекторлар маңында бөлінуі, коллекторлардың қуыстылығы бойынша шектеулі маңыздылығы болып отыр. Сондықтан да, соңғы кездері, соңғы уақытта төменгі шектеулі мұнайғақаныққан, аталынған емес, қандайда нақты, төменгі шектеулі өткізгіштігі мен қуыстылығы арқылы ауыстырылған және коллекторлардың шектеулі маңыздылығы бойынша өнімділігінің бөлінуі өте жоғары сатыда болуы мүмкін.

Коростышевский М.Н., д.г.-м.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Развитие представлений о граничных значениях параметров пород-коллекторов и их современное обоснование

В статье показана история развития представлений о разделении нефтегазосодержащих пород на коллекторы и неколлекторы, в которой можно выделить три этапа. Начало выделению коллекторов в продуктивных разрезах по граничным значениям положили нижние пределы коллекторов по проницаемости, которая определяет способность коллектора фильтровать через себя флюиды. На следующем этапе, в первую очередь, для крупных карбонатных массивов, главенствующим, при выделении коллекторов, стало граничное значение коллектора по пористости. И, наконец, в последнее время, перешли к использованию, не называемого явно, нижнего предела нефтенасыщенности, который фактически, заменил нижние пределы проницаемости и пористости, являясь, возможно, более высокой степенью выделения продуктивных коллекторов по граничным значениям.

*Korostyshevsky M.N., Doctor of Geological Mineralogical Sciences (JSC
“NIPIneftegas”)*

Concepts development of reservoirs boundary parameter values and their current substantiation

Article shows concepts development of oil and gas rocks classification for reservoirs and non-reservoir rocks, in which three stages may be assigned. Lower permeability cutoff, which defines reservoir filtration capacity of fluids, sets the stage of reservoirs identification in pay zones per cutoff values. At the following stage, primarily, porosity cutoff is predominant at reservoir quality discrimination for large carbonate massifs. Ultimately, in recent times, lower limit of hydrocarbon charge was put into practice, have not been explicitly designated, which, actually, substitutes permeability and porosity cutoffs, being, possibly, higher stage of productive reservoirs identification per cutoff values.

В.Г. Чагай (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Қазақстан Республикасы мұнайлы-газды аудандарының гидрогеологиялық мінездемесі

Мақалада Қазақстан Республикасының аумағындағы гидрогеологиялық және гидрогеологиялық аудандарды бойынша зерттеу жұмыстарының қысқаша қорытындысы көрсетілген. Мұнайлы кеніштер, гидрогеологиялық кешендер, су тұтқыш горизонттар және судың химиялық құрамын берілген мәліметтермен ұштастыру, Оқып білудегі су тұтқыш кешендердің гидродинамикалық мінездемелері айтылған.

Чагай В.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Гидрогеологическая характеристика нефтегазоносных районов Республики Казахстан

В статье предложено краткое обобщение исследовательских работ по гидрогеологии и гидрогеологическое районирование территории Республики Казахстан, на основании изучения нефтяных месторождений, гидрогеологических комплексов, водоносных горизонтов и обобщения данных о химическом составе вод, гидродинамической характеристике водоносных комплексов.

Chagay V.G. (JSC "NIPIneftegaz")

Hydro-geological characteristic of petroleum districts in the Republic of Kazakhstan

Article presents summary description of researches on hydro-geology and hydro-geological zoning of the Republic of Kazakhstan territory in terms of

investigation of oil fields, hydro-geological complexes, water-bearing formations and integration of information on chemical waters composition, and hydrodynamic characteristic of aquifer systems.

В.Г. Чагай (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Мұнайлы және газды кенорындарды әзірлеу және жер сілкінісі

Мақалада жер сілкінісі аймағының кейбір зерттелу нәтижелері жинақталған және оның мұнайлы-газды кенорындарын әзірлеуде бір-бірімен байланыстылығы айтылған. Алынған қорытынды бойынша мұнай және газ кенорындарын әзірлеу жер сілкінісіне әкеледі деп бір жақты қорытындылауға болмайды. Геодинамикалық және сейсмологиялық мониторинг тек қана ірі немесе аса зор мұнай, газ кенорындарында өткізілу қарастырылған.

Чагай В.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Землетрясения и разработка нефтяных и газовых месторождений

В статье обобщены некоторые результаты исследований в области землетрясений и их взаимосвязи с разработкой нефтяных и газовых месторождений. Получен вывод, что нельзя однозначно утверждать, что разработка нефтяных и газовых месторождений приводит к землетрясениям. Предлагается проводить геодинамический и сейсмологический мониторинг только при разработке крупных и гигантских месторождений нефти и газа.

Chagay V.G. (JSC “NIPIneftegaz”)

Earthquakes and oil and gas fields development

Certain results of researches applicable to earthquakes and their interrelation with oil and gas fields' development are summarized in article. Conclusion was obtained that asserting univocally that oil and gas field development results in earthquakes is not allowed. Geodynamic and seismological monitoring is suggested only during development of major and giant oil and gas fields.

В.Г. Чагай (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Көлемді әдіспен көмірсутекті газ қорларының бастапқы геологиялық есептемесі

Көлемді әдіспен газ қорларыны пайдаланып есептеулер формуласы нәтижесі орындалды. Көлемді әдіспен көмірсутекті газ қорларының бастапқы

геологиялық есептемесінде И.С.Гутманның формуласы ең жан-жақты пайдалануға ұсынылады.

Чагай В.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Подсчет начальных геологических запасов углеводородного газа объемным методом

Выполнен анализ формул, используемых при подсчете запасов газа объемным методом. Установлено, что наиболее универсальной является формула Гутмана И.С. и рекомендована к использованию при подсчете начальных геологических запасов углеводородного газа объемным методом.

Chagay V.G. (JSC “NIPIneftegaz”)

Reserves estimation volumetric method of original hydrocarbon gas in-place

Analysis of formulas applied for gas reserves estimation volumetric method was carried out. It is established that formula of Gutmann I.S. is the most comprehensive and recommended for application during reserves estimation of original hydrocarbon gas in-place by volumetric method.

В.Г.Чагай (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Мұнай және газда ерітілген шығарынды қорларды есептеу

Мұнай және газда ерітілген шығарынды қорларын есептеу М.А.Жданов тәсілі бойынша анықталып орындалды. Жеке дара параметрлердің әдістері анықталып келтірілген және мұнай және газда ерітілген шығарынды қорларын есептеулері қолданылған, алынған нәтижелер ілеспе газдарды өндіруде нақты жақын екені енгізілген.

Чагай В.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Подсчет извлекаемых запасов растворенного в нефти газа

Выполнен анализ и уточнение методики Жданова М.А. для подсчета извлекаемых запасов растворенного в нефти газа. Приведены методы определения отдельных параметров, используемых при подсчете извлекаемых запасов растворенного в нефти газа, для внедрения, как дающая результаты, близкие к фактической добыче попутного газа.

Chagay V.G. (JSC “NIPIneftegaz”)

Determination of oil-dissolved gas recoverable reserves

Approach of Zhdanov M.A. for determination of oil-dissolved gas recoverable reserves was analyzed and updated. Methods for determination of certain parameters were specified, used during determination of oil-dissolved gas recoverable reserves for introduction as producing results close to actual associated gas production.

К.Боранбаев, С.Ступак, А.Боранбаев

Маңғыстау облысы мұнайлы-газды аймағының қысқаша литолог-стратиграфикалық мінездемесі

Геофизиктер мен геологтар үшін сейсмикалық горизонттардың стратиграфикалық негізгілері бейнеленген әдістемелік оқу құралы.

Боранбаев К., Ступак С., Боранбаев А.

Краткая литолог-стратиграфическая характеристика территории Мангистауской нефтегазоносной области

Методическое пособие для геофизиков и геологов при стратиграфической увязке основных отражающих сейсмических горизонтов.

Boranbayev K., Stupak S., Boranbayev A.

Lithologic-and-stratigraphic summary of Mangystau petroleum area

It is methodological rationale for geophysicists and geologists in the process of stratigraphic leveling of the reference seismic level reflectors.

Ю.П.Кисляков, г-м.э к. (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»), П.Ю.Кисляков

Кенорындарды әзірлеудің жаңа технологиясы және ұңғымалар арқылы мұнай өндіру

Кенорындарын әзірлеудің жаңа технологиясын қарастыра отырып, КИН-ді 2 рет жағдайын көбейту үшін жағдай жасауға болады. Жаңа технологияны қолдануда айтылғандай зертханалық зерттеулер мұнайкәсіптік сынақтарға дейін, салыстырмалы кестемен көрсетілген интегралды экономикалық көрсеткіштер нұсқасы жаңа технологиялардағыдай көрсеткіштері қалыптасқан.

Кисляков Ю.П., к.г-м.н. (АО «НИПИнефтегаз»), Кисляков П.Ю. (Европейский банк реконструкции и развития)

Новая технология разработки месторождения с отмыванием и добычей нефти через скважины

Рассмотрена новая технология разработки месторождения, позволяющая создать условия для увеличения КИН в 2 раза. Пошагово описывается применение новой технологии от лабораторных исследований до нефтепромысловых испытаний, приведена сравнительная таблица интегральных экономических показателей варианта с новой технологией к показателям реализуемого варианта.

Kislyakov Y.P., candidate of geological and mineralogical sciences (JSC "NIPIneftegaz"), Kislyakov P.Y.

New reservoir engineering with oil wash off and production commingle

New reservoir engineering was reviewed providing conditions for increase of oil recovery factor twice. Application of new technology is described step-by-step from laboratory qualification to oilfield tests; comparative table of integrated performance of new reservoir engineering option is reduced to implemented option indexes.

Ю.П.Кисляков, г-мг.к., Е.А.Кисляков (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Ұңғыма арқылы өнімді нысанға имплоз әсер ету тәсілі

Тік ұңғыманың әлеуетті өнімділігін көбейту тәсілі ұсынылған және ұңғыманың горизонтальды аяқталуы, кез-келген тағайындалуда (мұнайөндіруші, суөндіруші, газөндіруші, айдауышты), өндірісте пайдалану, техникалар мен жабдықтарда, айырмашылығы бұрында әзірленген, аналогикалық тәсілдерде, жаңа жабдықтар қолданылған. Тәсіл үлгі бойынша бастапқы жұмыс сипаттамасымен түсіндірілген.

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

Способ воздействия имплозией на продуктивный объект через скважину

Предложен способ увеличения потенциальной продуктивности вертикальных скважин и скважин с горизонтальным окончанием любого назначения (нефтедобывающая, вододобывающая, газодобывающая, нагнетательная), с применением, используемых на производстве, техники и оборудования, в отличие, от ранее разработанных, аналогичных способов, в

которых применяют новое оборудование. Способ поясняется схемой с пошаговым описанием работ.

*Kislyakov Y.P., candidate of geological and mineralogical sciences, Kislyakov Y.A
(JSC "NIPIneftegas")*

Implosion process effect on pay zone

Technique for increase of potential productivity of vertical and horizontal wells of any purpose (oil producer, water producing well, gas producer, injector) was proposed via use of existing machinery and equipment as opposed to the previously developed analogous methods, wherein new equipment is used. Method is clarified by schematic illustration with step-type description of works.

Ю.П.Кисляков, г-м.г.к., И.Ю.Кисляков (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Пакерсіз суайдағыш ұңғымалардағы түпкі және жер қабаты қысымдарын анықтау тәсілі

Түпкі және жер қабаты қысымын анықтау тәсілін есептеу ұсынылығын, бастапқы құбыр артындағы қысым мен құбыр аралық судың үлес салмағы кеңістікте.

Келтірілген тәсіл ретімен арзан, қауіпсіз, қоршаған ортаға тереңдетілген манометрлермен түпкі қысымды және дер қабатын өлшеуді қолданып салыстырғанда қоршаған ортаға кемшілігі аз.

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

Способ определения пластового и забойного давления в водонагнетательных скважинах без пакера

Предложен расчетный способ определения пластового и забойного давления, исходя из затрубного давления и удельного веса воды из затрубного пространства.

Описанный способ на порядок дешевле, безопаснее, с ничтожным негативным влиянием на окружающую среду, по сравнению с применяемыми замерах пластового и забойного давлений глубинным манометром.

*Kislyakov Y.P., candidate of geological and mineralogical sciences, Kislyakov I.Y
(JSC "NIPIneftegas")*

Method of reservoir and bottom hole pressure determination in water injectors without packer

Computed method of reservoir and bottom hole pressure determination was proposed based on annulus pressure and relative weight of water from annulus.

Discussed method is by a decade lower in cost, safe, with insignificant adverse environmental impact compared to applied measurements of reservoir and bottom hole pressures by subsurface pressure gauge.

Ю.П.Кисляков, г-м.э.к.(АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Өзен мұнайлы-газды кенорнын әзірлеудің алдағы уақыттағы стратегиясы

Мақалада Өзен кенорнының әлеуетті деңгейіне дейінгі үздіксіз мұнай өндіруді көбейтудің стратегиясы баяндалған.

Ұңғымадағы мұнайға қаныққан жер қабатының біріккен бірмезгілде барлық қолданулар мүмкіндігі көрсетілген. Қандай да әзірленген нысанға тәуелсіз, сондай-ақ ұңғымадағы белгіленген технологиялық жұмыс тәртібімен мүмкіндігі, жоғары мөлшері, техникалық мүмкіндігі, түпкі төменгі қысымы, қысымға тәуелсіз мұнай және газға қаныққан түпкі қысым, жер қабаты қысымы кезіндегі бастапқы деңгейі көрсетілген.

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

Стратегия дальнейшей разработки нефтегазового месторождения Узень

В статье изложена стратегия непрерывного увеличения добычи нефти на месторождении Узень до потенциального уровня.

Показаны возможность совместной одновременной эксплуатации всех нефтенасыщенных пластов в скважине, независимо от принадлежности к объекту разработки, а также возможность установления на скважинах технологических режимов работ, с максимальным дебитом и, технически допустимым, минимальным забойным давлением, независимо от давления насыщения нефти газом, при пластовом давлении на уровне начального.

Kislyakov Y.P., candidate of geological and mineralogical sciences (JSC "NIPIneftegaz")

Strategy of the Uzen oil-gas field further development

Strategy of oil production continuous increase in the Uzen field to potential level is stated in article.

Capability of multiple completions of all effective oil-bearing formations is shown, irrespective of pertain to development object, and also feasibility of operating practices establishment with maximum production rate and technical permissible minimum bottom hole pressure irrespective of saturation pressure at reservoir pressure being at initial level.

*О.С.Герштанский О.С., т.ғ.д., Ж.А.Апакаев, г-м.ғ.к., О.Н.Дружинина
(АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)*

Тенгіз кенорнының технологияларын әзірлеу және геологиялық құрылымдардың ерекшеліктері

Мақалада Тенгіз мұнайлы кенорнының әзірлеу технологиясының қолданылуы және геологиялық құрылымының ерекшеліктері белгіленген. Оны игерудің тарихы қысқаша келтірілген, әзірлеудің ағымдағы жағдайы мен жобалау, сондай-ақ тәжірибе учаскесі, (ШГА) шикі газ айдау технологиясы қолданғаны келтірілген. 2007-2013 жылғы ШГА қорытындысы бойынша кенорындағы осы тәсілдің нәтижелі екендігінің техникалық мүмкіндіктері көрсетілген және оның ППД үшін тиімділігі мен мұнайқайтарымындағы жоғарылығы байқалған.

Кенорнын әзірлеуде біртұтас нысанды пайдаланып жүзеге асыруда жеке участокты әзірлеуге платформалық бөлік төменгивизейк-турнейкалық бөлігі ұсынылған. ППД және КИН жоғарлату үшін ЗГС жалғастырып оның плпформалық бөлігінің жоғарғы қабатын кеңейту қарастырылған. Кенорынның контурлық кезеңдегі бөлікте су айдау тәжірибе өнеркәсібі жорамалданған, нәтиже бойынша жұмыстар Королевское кенорнында жүргізілген.

*Герштанский О.С., д.т.н., Апакаев Ж.А., к.ғ-м.н, Дружинина О.Н.
(АО «НИПИнефтегаз»)*

Особенности геологического строения и технологии разработки месторождения Тенгиз

В статье отмечены особенности геологического строения и применяемой технологии разработки нефтяного месторождения Тенгиз. Приведена краткая история его освоения, проектирования и текущее состояние разработки, а также опытного участка, где применяется технология закачки сырого газа (ЗСГ). По результатам ЗСГ за 2007-2013 гг. показаны техническая возможность реализации этого метода на месторождении и его эффективность для ППД и повышения нефтеотдачи.

Разработку месторождения рекомендуется осуществлять как единого объекта эксплуатации с выделением в отдельный участок разработки платформенную часть нижневизейско-турнейских отложений. Для ППД и

повышения КИН предлагается продолжить ЗСГ с расширением его на платформенную часть верхнего этажа. В приконтурной части месторождения предполагается опытно-промышленная закачка воды, по результатам проведения этих работ на Королевском месторождении.

Gershtansky O.S. Doctor of Engineering, Apakayev Zh.A., candidate of geological and mineralogical sciences, Druzhinina O.N (JSC "NIPIneftegaz")

Structural style and reservoir engineering of the Tengiz field

Structural style and reservoir engineering of the Tengiz oil field is shown in article. Brief history of its completion, engineering and current state of development, and also test site, where technology of sour gas injection is applied, is reported. This method engineering feasibility and its efficiency for reservoir pressure maintenance and enhanced oil recovery is shown based on the results of sour gas injection for 2007-2013.

It is recommended to implement field development as uniform major facility distinguishing platform part of Lower Visian – Tournaisian deposits to specific development area. Proceeding of sour gas injection is proposed with its extension to platform part of upper stage for reservoir pressure maintenance and increase of oil recovery factor. Industrial experiment water injection is assumed in marginal reservoir area subsequent to the results of these works performance in the Korolevskoye field.

Г.М. Таджикулова (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Өзен кенорнының мұнайгазды 1, 1а және 2 блоктарының (01.02.2013) ағымдағы әзірлену жағдайы.

Өзен кенорнының мұнайгазды (1-2 блоктарының) 01.02.2013 ағымдағы әзірлену жағдайының сипаттамасы берілген. XIII-XVIII өнімді горизонттарының мұнай қорлары туралы сипаттамасының мәліметтері келтірілген. Әзірлену жағдайының анализі келтірілген және әзірленудің жетілдірілген жүйесі бойынша негізделген сипаттамасы берілген.

Таджикулова Г.М. (АО «НИПИнефтегаз»)

Текущее состояние разработки (на 01.01.2013) блоков 1, 1а и 2 нефтегазового месторождения Узень

Дана характеристика текущего состояния нефтегазового месторождения Узень (блоки 1-2) на 01.01.2013. Приведены сведения о характеристике продуктивных горизонтов XIII-XVIII, о запасах нефти.

Проведен анализ состояния разработки и обоснованы рекомендации по совершенствованию системы разработки.

Tajikulova G.M. (JSC "NIPIneftegas")

Current development state of blocks 1, 1a and 2 in the Uzen oil-gas field (as of 01.01.2013)

Current condition of the Uzen oil-gas field (blocks 1-2) is defined as of 01.01.2013. Data of productive horizons XIII-XVIII characteristic and oil reserves are reported. Analysis of development status was carried out and recommendations for development system update were justified.

Ю.П.Кисляков., г-мг.к.(АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»), П.Ю.Кисляков

Қазақстан Республикасы ГКО Чинарев үшін газдық конденсаттың мұнай қоспасымен мазмұнын балама анықтау

Мақалада табиғи газдың, газдық конденсаттың, мұнай мен газда ерітілген, мұнай, мұайлық ұңғыма арқылы өндірілген бірқұбырлық көтергіш ұңғыма ішіндегі газлифт, сепарленген мұнайдың үлес салмағын қолданып «сұйық фаза – мұнай және конденсаттың қоспасы) мөлшерлерін анықтауда жаңа аналитикалық тәсілі ұсынылған.

Берілген тәсіл балама болып келеді, қазірде қолданыста, тереңдік дебитотерлік тәсілі және 15-30 есе арзанырақ артықшылық жақтары басым. Қоршаған ортаға әсер етуі қауіпті емес, зиянды жағы өте аз мөлшерде.

Кисляков Ю.П., к.г-м.н.(АО «НИПИнефтегаз»), Кисляков П.Ю. (Европейский банк реконструкции и развития)

Альтернативный способ определения содержания газового конденсата в смеси с нефтью для ГКМ Чинаревское в Республике Казахстан

В статье предложен новый аналитический способ определения дебитов природного газа, газового конденсата, растворенного в нефти газа, нефти, добываемых через нефтяные скважины по однострубному подъемнику внутрискважинным газлифтом, с использованием удельного веса сепарированной нефти (жидкая фаза – смесь нефти и конденсата). Данный способ является альтернативным, ныне применяемому, способу с глубинной дебитометрией, и имеет ряд преимуществ - в 15-30 раз дешевле, безопаснее и оказывает минимальное вредное воздействие на окружающую среду.

Kislyakov Y.P., candidate of geological and mineralogical sciences (JSC "NIPIneftegas"), Kislyakov P.Y

Alternative method of gas condensate content determination in mixture with oil for the Chinarevskoye GCF in the Republic of Kazakhstan

New analytical approach of production rates determination of natural gas, gas condensate, dissolved gas, oil produced through oil wells on mono-tube elevator by intra-well gas lift using produced oil specific gravity (liquid phase – oil and condensate mixture) is proposed in article. This approach is alternative to currently applied method with downhole flow measurement and has variety of advantages – 15-30 times lower in cost, safe and minimum adverse environmental impact.

*О.С.Герштанский, т.г.д., О.Б.Саенко, А.Е.Саенко (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)
А.Ж.Абитова, Б.Т.Муллаев, т.г.к. (АҚ «ҚазҒЗЖИмұнайгаз»)*

Мұнайлы кенорынының жер қабаты қысым кезіндегі жер қабатының өнімділігін төменгі қаныққан қысымда әзірлеудің жайын негіздеу

Мұнайгазөндіруші тарауларында пікірлер айтылуда. Мұнайгаз кенорындарындағы жер қабаты қысымын ұстап тұрып төмен емес қанығу қысымымен жүзеге асыру керектігі қалыптасты.

Бірыңғай зерттелу нәтижесінде көрсеткендей, жұмыс агентімен мұнайды ығыстыру кезінде, фронт мінездемесі қозғалу ығысымына байланысты, сондықтан мұнай тұтқырлығына байланысты немесе ығыстырушы агентке μ ($(\mu_{н\text{ пл}}/\mu_{раб\text{ агент\text{ пл}}})$). $7 \leq \mu \leq 15$ мына жағдайда, ығыстыру орнықтылығы үдеріспен сипатталады, поршдыққа жақын. Мына жағдай бұзылған кезде, сулымұнай байланысы онықсыз, КИН төмендейді.

$\mu_{пл} > 15$ кезінде мұнай ығыстырылу қоюландырылған сумен жүргізіледі. Алайда **ұсыныстардың жоқ болуы** мұнайгаз кенорындарын әзірлеу кезінде, $7 \leq \mu$ мына шарттың орындалмауынан болады. $7 > \mu$ кезінде мұнайгаз кенорындарын әзірлеуде тиіді шартпен қамтамасыз ету **ұсынылған**. Егер мұнай кенорындарын әзірлеу процесінде **жер қабаты қысымы қаныққан қысымнан төменде** жүзеге асырады, ығыстырылған және ығыстырылатын агент тұтқырлыққа байланысты қамтамасыздандырылады, жер қабатындағы **2-фазалық** мұнайгаз қоспасының қалыптасуы ($\mu_{см\text{ нг\text{ пл}}}$) (2-фазалық) тұтқырлықтың өсуімен оның мұнайгазды қоспасына байланысты $\mu_{см\text{ нг\text{ пл}}}$, осылай мұнайдан газдан тазалау бөлігінде ($\mu_{н\text{ пл}}$).

*Герштанский О.С., д.т.н., Саенко О.Б., Саенко А.Е (АО «НИПИнефтегаз»),
Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т., к.т.н. (АО «КазНИПИмұнайгаз»)*

Обоснование условий разработки продуктивного пласта

нефтяного месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения

В нефтегазодобывающей отрасли сложилось мнение, что разработку нефтегазовых месторождений необходимо осуществлять с поддержанием пластового давления не ниже давления насыщения.

Однако последующие исследования показали, что при вытеснении нефти рабочим агентом, характер фронта вытеснения зависит от подвижности, то есть от соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента $\bar{\mu}$ ($(\mu_{н пл}/\mu_{раб агент пл})$). При условии $7 \leq \bar{\mu} \leq 15$, процесс характеризуется устойчивым вытеснением, близким к поршневому. При нарушении этого условия, движение водонефтяного контакта становится неустойчивым, снижается КИН.

При $\bar{\mu}_{пл} > 15$ рекомендовано вытеснение нефти загущенной водой. Однако **отсутствуют рекомендации** при разработке нефтегазового месторождения, когда не выполняется условие $7 \leq \bar{\mu}$.

Предлагается обеспечить условия эффективной разработки нефтегазового месторождения при $7 > \bar{\mu}$. Достигается это, если процесс разработки месторождения осуществлять **при пластовом давлении ниже давления насыщения**, обеспечивающим соотношение вязкостей вытесняемого и вытесняющего агентов к рекомендуемым пределам, за счет образования в пласте **2-фазной** нефтегазовой смеси ($\mu_{см нг пл}$) с возросшей вязкостью как ее **(2-фазной)** нефтегазовой смеси $\mu_{см нг пл}$, так и частично дегазированной в ней нефти ($\mu_{н пл}$).

Gershtansky O.S. Doctor of Engineering, Sayenko O.B., Sayenko A.E.

(JSC "NIPIneftegaz")

Abitova A.Zh., Mullayev B.T., Ph.D. in Engineering Science

(JSC "KazNIPImunaigas")

Substantiation of under-saturated reservoir development conditions in the oil field

There is opinion in exploration and production sector that it is required to develop oil-gas fields with reservoir pressure maintenance not lower than saturation pressure.

To the contrary, the following tests showed that at oil displacement by working agent, character of displacement front depends on mobility, i.e. ratio of oil viscosity and displacement agent $\bar{\mu}$ ($(\mu_{o res}/\mu_{work agent})$). Under condition of $7 \leq \bar{\mu} \leq 15$, process is characterized by stable displacement close to frontal drive. Under violation of these conditions, motion of oil water contact becomes unstable, oil recovery factor decreases.

Oil displacement by gelled water is recommended under condition $\bar{\mu}_{res} > 15$. However, recommendations for oil-gas field development **are absent**, when condition $7 \leq \bar{\mu}$ is not fulfilled.

It is **proposed** to provide conditions of oil-gas field effective development upon $\gamma > \mu$. It is achieved if process of field development will be performed **at reservoir pressure lower than saturation pressure**, which enables ratio of displaced and displacing agents to specified limits by means of **two-phase oil and gas mixture** formation ($\mu_{\text{mix oil-gas res}}$) with its increased viscosity and partially degassed oil ($\mu_{\text{o res}}$).

О.С.Герштанский, т.э.д., Крылов Д.А., т.э.к. (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Цементтелген шегенді мұнараларға табиғат факторларының әсері

Мақалада факторлар анализінің статистикалық нәтижесі келтірілген, әсер ету қасиеті цементтелген ұңғыма Маңғышлақ аумағында орналасқан кенорындарында алынған. Цементтелу сапасы электрлік алаңда ерекше әсер ету үдерісіне назар аударылған. Зерттелу әдісі, ұңғымадағы болып жатқан процестер, үдерістік электрлік алаңдардың әсер ету тәсілдері, келтірілген.

Герштанский О.С., д.т.н., Крылов Д.А., к.т.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Влияние природных факторов на качество цементирования обсадных колонн

В статье приведены результаты статистического анализа факторов, влияющих на качество цементирования скважин на примере месторождений, расположенных на территории Мангышлака. Особое внимание уделено влиянию электрических полей на качество цементирования, описаны методы их исследования, приведены способы воздействия электрических полей на процессы, происходящие в скважине.

*Gershtansky O.S., Doctor of Engineering,
Krylov D.A., Ph.D. in Engineering Science (JSC “NIPIneftegaz”)*

Effect of natural factors on casing cementing quality

Results of static analysis of factors effecting on casing cementing quality are presented in article by the example of fields located on the Mangyshlak territory. Special consideration was given to effect of electric fields on cementing quality, methods of their investigation were described, electrical field effects on processes occurring in well were discussed.

О.С.Герштанский, т.э.д., Крылов Д.А., т.э.к. (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Құбыраралық қысымды жою және зерттелу әдістемесі

Мақалада зерттелу материалының анализі айқындалған және әртүрлі кенорындарынан алынған нәтижелермен (ҚАҚ) ұңғыма бойынша құбыраралық қысым шынайы қорытындысы, қауіптілік позициясының категориясымен, ұңғыманың жайын бағалайтын бір мағыналы барлық жағдайда да рұқсат етілгендігі, соның ішінде Қарашығанық кенорынының қазіргі бағасы ҚАҚ көрсетілген.

Герштанский О.С., д.т.н., [Крылов Д.А.], к.т.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Методология исследований и ликвидация межколонных давлений

В статье отражен анализ материалов исследований и объективных заключений по скважинам с межколонным давлением (МКД), полученных на различных месторождениях, в том числе на месторождении Карачаганак, который показывает, что современная оценка МКД, с позиций категории опасности, не всегда позволяет однозначно оценить состояние скважины.

*Gershtansky O.S., Doctor of Engineering,
[Krylov D.A.], Ph.D. in Engineering Science (JSC “NIPIneftegas”)*

Methodology for tests and elimination of inter casing pressures

Article shows analysis of research materials and objective conclusions for wells with inter casing pressure (ICP) obtained at different fields, including the Karachaganak field, which indicates that current evaluation of ICP, from the perspective of hazard category, not always allows definitely estimate of well condition.

В.В.Егоров (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Шығыс Құмкөл және Құмкөл кенорындарындағы ұңғыма құрлысы кезіндегі келелі мәселелер (АҚ «ТОРҒАЙ ПЕТРОЛЕУМ» контрактылы аумағы)

Шығыс Құмкөл және Құмкөл кенорындарындағы ұңғыма құрлысы кезіндегі келелі мәселелер (АҚ «ТОРҒАЙ ПЕТРОЛЕУМ» контрактылы аумағы) келелі мәселелердің анализдері берілген. Ұңғыма бағандарының жуылу гидравликасының есептеулері өткізілген, құбырартындағы кеңістіктегі жуғыш сұйықтығының ағысының келу жылдамдығы, бұрғыланған жыныстардың түбінен жоғарға шығарылу жылдамдығы қарастырылған. Ұңғымалардың жуылуындағы жобалық тәртіптің орындалуы көрсетілген. Бұрғылау мердігерлері мен ұңғыма алаңдары үшін сымдар

тартылу көрсеткіштері қорытындыланып көрсетілген. Ұңғыма құрлысы кезіндегі кейбір қиындықтардың себептері жинақталған.

Егоров В.В. (АО «НИПИнефтегаз»)

**Некоторые проблемы при строительстве скважин на месторождениях
Кумколь и Восточный Кумколь
(контрактная территория АО «ТУРГАЙ ПЕТРОЛЕУМ»)**

Дан анализ проблем, возникающих при строительстве скважин, на месторождениях Кумколь и Восточный Кумколь (контрактная территория АО «ТУРГАЙ ПЕТРОЛЕУМ»). Проведены расчеты гидравлики промывки ствола скважины, скорости восходящего потока промывочной жидкости в затрубном пространстве, времени подъема выбуренной породы с забоя на дневную поверхность. Рассмотрено выполнение проектных режимов промывки скважины. Приведены и проанализированы показатели проводки скважин по площадям и буровым подрядчикам. Обобщены причины осложнений при строительстве скважин.

Yegorov V.V. (JSC “NIPIneftegaz”)

**Certain problems during construction of wells in the Kumkol and East
Kumkol fields
 (“TURGAY PETROLEUM” JSC contract area)**

Analysis of well construction problems in the Kumkol and East Kumkol fields (“TURGAY PETROLEUM” JSC contract area) is given. Hydraulic of bottom hole flushing, flush fluid ascending flow velocity in annulus, drill cuttings lift to surface time was calculated. Design conditions of well flushing were reviewed. Drilling operations factors were presented and analyzed per sites and drilling contractors. Principles of complications during wells construction were summarized.

*Н.Я.Абдуллаев, Е.В.Вашецкий, З.К.Гудзловенко,
Н.С.Демидова, В.В.Егоров (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)*

Өзен кенорны ұңғымасы құрлысы кезіндегі келелі мәселелер

2011-2012 жылдардағы Өзен кенорнының 1-1а-2 блоктарындағы ұңғыма құрлысы кезіндегі анализі берілген. Цементтелген шегенді мұнараларға табиғат факторларының әсері кезіндегі бұрғылау ертіндісінің қолдануы қарастырылған. Ұңғыманы игеру кезінде –сұйықты («іріктеу – толтырып құю» әдісі ұсынылған. Горизонтальды ұңғыма мен қабырға бағаналарын бұрғылауда, сондай-ақ гоизонтальды түптен оның аяқталу

үлгісінің нәтижелері қарастырылған. Горизонтальды ұңғымалардың құрлысы кезіндегі технологиялық мәселелер және бұрғылау жұмыстарын ұйымдастыру қарастырылған. Горизонтальды ұңғымалардың пайдалану қорытындысы келтірілген.

*Абдуллаев Н.Я., Вашецкий Е.В., Гудзловенко З.К.,
Демидова Н.С., Егоров В.В. (АО «НИПИнефтегаз»)*

Проблемы при строительстве скважин на месторождении Узень

Дан анализ строительства скважин на блоках 1-1а-2 месторождения Узень в 2011-2012 гг. Рассмотрено применение буровых растворов и качество цементирования обсадных колонн. Предложен метод освоения скважин - «отбор - долив» жидкости. Рассмотрены результаты бурения боковых стволов и горизонтальных скважин, а также схема заканчивания их горизонтального забоя. Рассмотрены технологические проблемы при строительстве горизонтальных скважин и организации буровых работ. Приведены результаты эксплуатации горизонтальных скважин.

*Abdullayev N.Y., Vashetsky Y.V., Gudzlovenko Z.K.,
Demidova N.S., Yegorov V.V. (JSC “NIPIneftegas”)*

Well construction problems in the Uzen field

Analysis of well construction at blocks 1-1а-2 in the Uzen field in 2011-2012 is given. Usage of drilling mud and casing cementing quality was considered. Method of well completion – fluid “sampling – makeup” was proposed. Results of sidetracks and horizontal wells drilling, and also completion scheme of their horizontal bottom hole was reviewed. Process problems during horizontal wells construction and drilling works organization were considered. Results of horizontal wells operation were presented.

С.К.Амиров (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Нашарцементті жыныстардың зертханалық зерттелуінің әдістемелік ерекшелігі

Мақалада нашарцементті жыныстардың іріктеуде олардың қуыстық кеңістігі құрылысы және құрылымдық сақталу мәселесі, зерттеуге әзірлеу, оларды растау параметрлері, керн бойынша бағалануы қарастырылған.

Амиров С.К. (АО «НИПИнефтегаз»)

Методические особенности лабораторного исследования

слабосцементированных пород

В статье рассматриваются вопросы сохранения структуры и строения порового пространства слабосцементированных пород при их отборе, подготовке к исследованиям и достоверность параметров, оцененных по керну.

Amirov S.K. (JSC "NIPIneftegas")

Methodological aspects of loose rocks laboratory study

Article considers issues of structure and geologic aspects retention of loose rocks pore volume while sampling, sample preparation and reliability of parameters determined by core.

*У.С.Карабалин, т.г.д., ҚР мұнай және газ министрі,
М.И.Құрбанбаев, т.г.д., А.Ж. Абитова, Б.Т.Муллаев, т.г.к.
(АҚ «КазҒЗЖИмұнайгаз»)
О.С.Герштанский, т.г.д., О.Б.Саенко (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)*

(ППД) жер қабаты қысым жүйесін ұстап тұру үшін жұмыс агентінің баламасын алудың жаңа тәсілі

Бүкіләлемдік мұнайгазды өнеркәсіп мұнайгазды кенорындарын жүзеге асыруды әзірлеуде ереже бойынша, (ППД) жер қабаты қысымын ұстап тұрумен, жер қабатына әртүрлі жұмыс агенттерін айдау жолдары арқылы көрсеткен: жер асты және жер үсті суларының қайнар көздері арқылы, көмірсутек пен инертті газдар немесе олардың сулыгаз қоспалары не басқа да арқылы жүзеге асырылатыны айтылған.

Қазақстан Республикасы Үкіметі мұнайгаз өндіруші аймақтардың алдына өзекті міндет қойды – көмірсутекті газды ауыстыру, айдалған ППД үшін жер қабаты өнімдерін, мысалы, сайклинг-процесін жүзеге асыру және тағы да басқа., жұмыс агенттерінің балама түрлері жайында міндеттеме жүктеді.

Алға қойған маңызды міндетті ескере отырып, біздер балама жұмыс агенттерін алуды оқып үйрендік және жарықжинау технологиясын алу бойынша жұмыстары жүргізіліп белгіленген жетістіктермен аяқталды.

*Карабалин У.С., д.т.н., Министр нефти и газа РК,
Курбанбаев М.И., д.т.н., Абитова А.Ж, Муллаев Б.Т., к.т.н.
(АО «КазНИПИИмұнайгаз»)
Герштанский О.С., д.т.н., Саенко О.Б. (АО «НИПИнефтегаз»)*

Новые способы получения альтернативных рабочих агентов

для систем поддержания пластового давления (ППД)

Мировая нефтегазовая промышленность осуществляет разработку нефтегазовых месторождений, как правило, с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки в пласт воды, углеводородные и др. Правительство РК поставило перед нефтегазодобывающей отраслью актуальную задачу замены углеводородных газов, закачиваемых в продуктивные пласты, например, альтернативными рабочими агентами.

Принимая во внимание важность поставленной задачи, нами разработаны энергосберегающие технологии абсорбционного способа получения в качестве рабочего агента воздуха, обогащенного азотом, а также очистки углеводородного газа от сероводорода с последующей закачкой абсорбента в пласт.

Сущность разработанных энергосберегающих технологий заключается в том, что в том и другом случае в качестве абсорбента используется вода, в том числе морская, что делает возможным реализацию разработанных технологий, как на суше, так и на море.

Преимущество использования в качестве абсорбента-воды состоит в том, что при реализации этих технологий отсутствует необходимость в организации сложного процесса регенерации абсорбента. Экологическая защищенность процесса очистки углеводородных газов от сероводорода заключается в том, что вода, используемая в качестве абсорбента в этом технологическом процессе, выполнив свои очистительные функции, закачивается в пласт.

*Karabalin U.S., Doctor of Engineering, Minister of Oil and Gas RK,
Kurbanbayev M.I., Doctor of Engineering, Abitova A.Zh, Mullayev B.T., Ph.D. in
Engineering Science (JSC “KazNIPImunaigas”)
Gershtansky O.S., Doctor of Engineering, Sayenko O.B. (JSC “NIPIneftegas”)*

New methods for obtainment of alternative working agents for reservoir pressure maintenance systems

International oil and gas industry operates oil and gas fields, generally, with reservoir pressure maintenance on the basis of various working agents' injection: water from underground and land sources, hydrocarbon and inert gases, their water alternated gas mixtures and etc.

Government of the Republic of Kazakhstan sets exploration and production sector the relevant task of hydrocarbon gases substitution, injected to pay zones for reservoir pressure maintenance, for instance, during implementation of cycling-process and etc., by alternative working agents.

Considering importance of assigned task, we reviewed issues of alternative working agents' obtainment and performed works for design of power-saving technologies of their production completed by ascertained achievements.

А.А.Статура (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

КРС немесе бұрғыланудан кейінгі жүзеге асыру кезіндегі ұңғыма жұмысын өтеу үшін ашық қабылдану сыйымдылығын пайдалануда атмосфераға тасталынды зиянды заттарды азайту тәсілі

КРС немесе бұрғылаудан кейін игеру ұңғыма өтелімін жұмыспен өтеу жүргізіледі. Атмосфераға тасталынды зиянды заттардың тізімі, сондай-ақ жасыру деңгейлеріне байланысты. (Күбілердің) қабылданған ыдыстардың зиянды заттардың көлемі азаюына байланысты сұрақтар қарастырылған. Бұл құбылыс Солтүстік Бузачи мен Қаражанбас кенорындары жағдайында, жаңа жабдықты сынап көру кезінде пенопластпен жабу тәсілі, бірнеше рет тасталындыны қысқартуға ерік береді.

Статура А.А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Способ уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при использовании открытой приёмной ёмкости для отработки скважин при освоении после бурения или КРС

Приводится обоснование отработки скважин при освоении после бурения или КРС на приёмную ёмкость, перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу от приемных емкостей, в зависимости от степени укрытия. Рассмотрены вопросы, связанные с уменьшением объемов выбросов загрязняющих веществ от приемных емкостей (чанов). В частности, в условиях месторождений Северные Бузачи и Каражанбас предлагается опробовать способ перекрытия с использованием пенопласта, что позволяет многократно сократить выбросы.

Statura A.A. (JSC “NIPIneftegas”)

Techniques for air pollutants reduction when using open receiving tank for well performance while completion after drilling or workover

Substantiation of well performance while completion after drilling or workover to receiving tank, list of pollutants emitted to the atmosphere from receiving tanks depending on shelter extent is provided. Items associated with reduction of pollutants emissions volumes from receiving tanks (pits) are considered. Particularly, coverage method using foamed plastic, provided multiple reductions of emissions, is proposed to test under the conditions of North Buzachi and Karazhanbas fields.

О.Б.Саенко (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Үстіңгі және жер қабаты жағдайындағы (соның ішінде күкіртті сутек) жер қабаттық флюид құрамының компоненттерінің өзгешелігін ғылыми негіздеу

Күкіртсутекті кенорындарында жобалық құжаттарды әзірлеуде флюидтің физика-химиялық қасиеті бойынша хабарлама керек етіледі, соның ішінде PVT- зерттелуі бойынша. Зерттелу нәтижесі тереде алынған флюид сынамасын өнімді жер қабатының көмірсутекті сипаттамасы үшін пайдалануы мүмкіндігі мақалада дәлелденген. Бірақ шикі мұнайгазды кәдеге жарату немесе жинау жүйесінің жер үсті қондырғысын пайдалану кезінде түрлі экологиялық және технологиялық есептеулерді қабылдай алмауы мүмкін.

Саенко О.Б. (АО «НИПИнефтегаз»)

Научное обоснование изменения компонентного состава пластового флюида (в том числе сероводорода) в пластовых и поверхностных условиях

При составлении проектных документов разработки углеводородных месторождений требуется информация по физико-химическим свойствам флюидов, в том числе по PVT-исследованиям. В статье доказывается, что результаты исследований глубинной пробы флюида могут быть использованы для характеристики свойств углеводородов продуктивного пласта, но не могут приниматься для различных технологических и экологических расчетов при эксплуатации наземных установок в системе сбора, подготовки и утилизации нефтегазового сырья.

Sayenko O.B. (JSC “NIPIneftegaz”)

Scientific rationale for variation of reservoir fluid volume components (including hydrogen sulfide) at reservoir and surface conditions

Information on fluids physical/chemical properties, including per PVT-tests, is required at preparation of design documents for hydrocarbon deposits development. Article establishes that research results of fluid downhole sample may be applied for characteristic of reservoir hydrocarbon properties, but couldn't be adopted for various process and ecological calculations during operation of surface facilities in gathering, processing and recycling system of crude oil and gas.

В.А.Янушевский (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Мұнайды базада құбырлы мұнайгазды бөлгіш фаздармен әзірлеу (ТНРФ)

Мақалада түбегейлі жаңа қондырғы туралы баяндалған. Базадағы стандартты құбыр, мұнайлы эмульсияларды бөлуге газға, мұнайға, жер қабаты суына және қатты қоспаларға арналған. Құбырлы мұнайгазды бөлгіш фаза (ТНРФ) мұнайгаз өндіруші өнеркәсіпте пайдалануға арналған, ерекшелігі, ретті сеттерді құру үшін (бөліну деңгейлерін көбейту үшін) немесе жарыспалы (өнімділігін арттыру үшін) ТНРФ орнықтырылған, біртіндеп не толықтай қымбат бағалы технологиялық жабдықтардан бас тартуға ерік береді. (сепараторлар, орнықтылықтар, сүзгілер), қондырғы мұнай әзірлеуде қолданылады.

Жабдықтарды дайындауда өзінің қаржылық мүмкіндігі болмаса да, Жерқойнауынпайдаланушылар мен өнеркәсіп кәсіпорындары абсолюттік немқұрайлылық танытып, дайындаушылар көмек сұрауға, идеямен бөлісуге конструкторлық дайындама сатысындағы кезеде кәдеге жарамай қалды. Қазақстандық қатысушылардың үлесі жоғарытехнологиялық арзан кәсіптік жабдықтармен бұрынғы сол қалпында төменгі деңгейде қалып отыр. Қазақстандық Жерқойнауын пайдаланушылар қымбат шетелдік жабдықтармен пайдаланғанды дұрысырақ деп танып әлі сол күйінде қолданылуын жалғастыруда.

Янушевский В.А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Подготовка нефти на базе трубных нефтегазовых разделителей фаз (ТНРФ)

В статье описано принципиально новое устройство, на базе стандартных труб, для разделения нефтяных эмульсий на газ, нефть, пластовую воду и твёрдые примеси. Трубный нефтегазовый разделитель фаз (ТНРФ) предназначен для использования в нефтегазодобывающей промышленности, в частности, для создания сети последовательно (для увеличения степени разделения) или параллельно (для увеличения производительности) установленных ТНРФ, позволяющей частично или полностью отказаться от дорогостоящего технологического оборудования (сепараторы, отстойники, фильтры), применяемого на установках подготовки нефти.

Не имея своих финансовых возможностей на изготовление оборудования, абсолютному равнодушию Недропользователей и промышленных предприятий, к которым разработчик обращался за помощью, идея, на стадии конструкторской разработки, так и осталась невостребованной. Доля казахстанского участия в области высокотехнологичного дешёвого промыслового оборудования, по-прежнему, находится на низком уровне, потому как казахстанские

Недропользователи предпочитали и, продолжают предпочитать, дорогое зарубежное оборудование.

Yanushevsky V.A. (JSC "NIPIneftegaz")

Oil treatment on the basis of tubing slug catchers

Article describes fundamentally new facility on the basis of standard pipes for separation of oil emulsion into gas, oil, formation water and solids. Tubing slug catcher is provided for usage in oil and gas industry, specifically, for network creation of consecutively (for increase of separability) or in parallel (for increase of productivity) arranged tubing slug catchers, allowing partial or unconditional refusal of expensive process equipment (separators, sludge tanks, filters) used at oil processing facilities.

This idea came to nothing at engineering development stage due to lack of own financial possibilities for manufacturing of equipment, implicit negligence of license holders and industrial enterprises, to which development contractors asked for help. As before, Kazakhstan share applicable to high-technology, low-cost field equipment is at the lower level, for the reason that Kazakhstan license holders (subsoil users) preferred and continue to prefer expensive foreign equipment.

А.А.Рылеев, т.ғ.к. (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Мұнайтасымалы кезіндегі құбыржүргізілудегі кристалдану мен парафин санының есептеу әдісін танықтау

Жұмыста парафин санының кристалдану әдісітерін: мұнайқұбырларындағы смол мен асфальтендерді, HYSYS бағдарламасы негізделген есептеулер және Өзен кенорындағы мұнайдың диаграммадағы АСПО ерігіштігі, қолдағы дерекпен арақатынастық тасталынды линиялардың ыстық жуылуы бойынша есептеулер. Ұсынылған есептеу әдіс нәтижесі парафинделуді азайтып, мұнайжину жүйесін қайта қалпына келтірудің әртүрлі нұсқаларының нәтижелерін бағалайды.

Рылеев А.А., к.т.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Расчетный метод определения количества парафина, кристаллизующегося в трубопроводах при транспортировке нефти

В работе предложен метод расчета количества кристаллизующихся парафинов, смол и асфальтенов в нефтепроводах, основанный на расчетах в программе HYSYS и диаграмме растворимости АСПО в нефти месторождения Узень, коррелирующий с фактическими данными по горячей промывке выкидных линий. Предложенный метод расчета, позволяет

оценить результаты, по снижению парафинизации, различных вариантов реконструкции нефтесборных систем.

Ryleev A.A., Ph.D. in Engineering Science (JSC "NIPIneftegaz")

Calculation method for the determination of paraffin quantities crystallizing in pipelines while transportation

Report proposes calculation method for the determination of paraffin, resin, asphaltene quantities crystallizing in oil pipelines, based on calculations in HYSYS program and solubility diagram of asphalt, resin, and paraffin deposition in oil at the Uzen field, correlating with actual data on hot wash of flow lines. Proposed calculation method allows estimation of results for reduction of wax precipitation and optionally-available reconstructions of gathering systems.

*В.И.Прапорщиков, О.Б.Саенко, Ж.К.Бұтантаева, А.К.Дүзенова
(АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)*

Құмкөл кенорнындағы профилді тегітеу үшін гелланды қолдану тәжібесі

(ТӨС) тәжірибелі өнеркәсіптік сынақ нәтижесі қарастырылған су ертіндісін тегістеу профилінде су ертіндісі биополимер гелланды 2 айдауыш ұңғымада қарастырған.

ТӨС нәтижесінде жер қабатына геллан ертіндісінің әсер етуі сүзгіштік ағыстардың салдарынан бөлінген. Мұнай қозғалысы орын алды, бұрында ығыстыру процесінде көрсетілмеген өнім көрсеткіштері қоршаған әрекеттенбеген ұңғыманың куәгері. Берілген мұнай мөлшерін салыстыру және осыған дейінгі не кейінгі әсер етуші ұңғыманың геллан ертіндісінің әсерінен болып отыр. Сондықтан да сулану азайып, мұай өндіру мөлшері көбеюде. Бастапқы берілгенмен салыстырғанда, жер қабатына геллан ертіндісінің әсері, орташа есеппен 4 -12 м³/тәулікке өсті мұнай мөлшері 1,5 - 4% алынған сұйықтан сулану азайды.

Технологиялық тиімділігі, бүтіндей учасоктар бойынша гелланды қолдану сондай-ақ Г.С.Қамбарованың., Б.Ф.Сазонованың., және М.И.Максимовтың ығыстыру сипаттамасы бойынша анықталды. Бұлар әртүрлі ығыстыру нәтижесінде алынған нақты мәліметтер.

Келтірілген мәліметтер, технологиялық тиімді ОПИ жүргізіліген гелланды айдау нәтижесінде, 3 айда 5518,9 т алынған деректер.

*Прапорщиков В.И., Саенко О.Б., Бутантаева Ж.К., Дүзенова А.К.
(АО «НИПИнефтегаз»)*

Опыт применения геллана для выравнивания профиля приемистости на месторождении Кумколь

Рассмотрены результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) выравнивания профиля приемистости водным раствором биополимера геллана на 2-х нагнетательных скважинах.

В результате ОПИ воздействия раствора геллана на пласт, вследствие перераспределения фильтрационных потоков, произошли подвижки нефти, ранее не вовлеченные в процесс вытеснения, о чем свидетельствуют показатели добычи окружающих реагирующих скважин. Сравнение данных дебита нефти и обводненности реагирующих скважин, до и после воздействия раствором геллана на влияющую скважину, показывает снижение уровня обводненности и увеличение дебита нефти. В сравнении с исходными начальными данными, после действия раствора геллана на пласт, в среднем, на 4 - 12 м³/сут вырос дебит нефти и на 1,5 - 4% уменьшилась обводненность добываемой жидкости.

Технологическая эффективность, в целом по участкам применения геллана, определялась также по характеристикам вытеснения Камбарова Г.С., Сазонова Б.Ф. и Максимова М.И. В результате получены данные по разным характеристикам вытеснения.

Согласно приведенным расчетам, технологический эффект, от проведенных ОПИ закачки геллана, за 3 месяца составил 5518,9 т.

*Praporschikov V.I., Sayenko O.B., Butantayeva Zh.K., Duzenova A.K.
(JSC "NIPIneftegas")*

Experience in application of gellant for conformance control in the Kumkol field

Pilot testing results of injectivity profile straightening with water solution of gellant biopolymer in 2 injectors were reviewed.

There were oil movements, previously not implicated to displacement process, as evidenced by production parameters of offset observation wells, as a result of gellant solution effect on reservoir, as a consequence of filtration flows redistribution. Data comparison of oil production rate and observation wells water cut prior and after effect of gellant solution on injector shows decrease of water cut level and increase of oil production rate. Oil production rate increased upon the average on 4-12m³/day and produced fluid water cut decreased on 1.5-4% compared to initial data after gellant solution effect.

Processing efficiency, in whole, in the areas of gellant application, was also determined per displacement characteristics of Kambarov G.S., Sazonov B.F. and Maximov M.I. Eventually, data of various displacement characteristics were obtained.

According to the presented calculations, processing efficiency from performed pilot testing of gellant injection was 5518.9t.

*К.Б.Батманов, профессор, доктор PhD, (Ақтау қаласы Ш.Есенов атындағы технология және инжиниринг Каспий мемлекеттік университеті)
С.Е.Абдыкалыков (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)*

Қазақстанның табиғи битумы – жол-құрлысы индустриясы үшін шикізат

Мақалада Маңғыстау облысының табиғи битумды пайдалану мүмкіндігі қарастырылған. Мұнайлы битум көзіне және жол құрлысына балама ретінде қарастырылған. Зертханалық зерттеулер нәтижесі бойынша физика-химиялық, минералогиялық құрамы, сондай-ақ мұнайбитумды жынысы Беке-Таспас кенорынның сапалық көрсеткіштерінің нәтижесі келтірілген.

*Батманов К.Б., профессор, доктор PhD, (Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга им. Ш.Есенова, г. Ақтау)
Абдыкалыков С.Е. (АО «НИПИнефтегаз»)*

Природный битум Казахстана – сырьё для дорожно-строительной индустрии

В статье рассматривается возможность использования природного битума Мангистауской области, как альтернативного источника нефтяному битуму, в дорожном строительстве. Приведены результаты лабораторных исследований на физико-химический, минералогический состав, а также качественные показатели органической части нефтебитуминозных пород Беке-Таспасского месторождения.

*Batmanov K.B., professor, Ph.D. in Engineering Science, (Caspian State University of Technology and Engineering named after Sh.Yesenov, Aktau)
Abdykalykov S.Y. (JSC “NIPIneftegas”)*

Crude bitumen of Kazakhstan – raw material for road-building industry

Article considers feasibility of crude bitumen using in Mangystau oblast as alternative source of asphalt in road building. Laboratory results of physical-chemical, mineral composition, and also qualitative characteristics of oil-bituminous rocks organic portion in the Beke-Taspaskoye field are quoted.

*Ю.Н.Парышев, М.Н.Манасова, А.Алибекқызы
(АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)*

Ақтау-Жетібай –Өзен теңіз суаққыларын магистральды қорғау және тоттану

Мақалада суаққыларының тоттану мәселелері, теңіз суларының зертханалық және өнеркәсіптік жағдайда гравиметрикалық әдіспен тоттану белсенділігін зерттеу нәтижесі. (ТӨЖ) тәжірибелі өнеркәсіптік жұмыстың H_3PO_4 , тоттану ингибиторы тиімділігін қолдану бағасы бойынша, суаққысының ұзындығын қолдану арқылы қортындысы келтірілген. Теңіз суаққысының магистральды жұмыстиімділігі мен қорғау эффектісінің жоғарлауын ұсыну және қортындылар жасалған.

*Парышев Ю.Н., Манасова М.Н., Алибекқызы А.
(АО «НИПИнефтегаз»)*

Коррозия и защита магистрального морского водовода Актау-Жетыбай-Озен

В статье рассмотрены проблемы коррозии водовода, результаты исследований гравиметрическим методом коррозионной активности морской воды в лабораторных и промышленных условиях. Приведены результаты опытно-промышленных работ (ОПР), по оценке эффективности применения ингибитора коррозии - H_3PO_4 , с оценкой эффективности защиты по длине водовода. Сделаны выводы и рекомендации для повышения эффекта защиты и работоспособности магистрального морского водовода.

*Paryshev Y.N., Manasova M.N., Alibekkyzy A.
(JSC “NIPIneftegas”)*

Corrosion protection of offshore trunk main Aktau-Zhetybay-Ozen

Article considers corrosion problems of water conduit, test results of sea water corrosiveness by gravity method under laboratory and industrial-applied conditions. Results of industrial experiment works for assessment of corrosion inhibitor application efficiency - H_3PO_4 , with assessment of protection efficiency along water conduit are quoted. Conclusions are drawn and recommendations are given for increase of protection effect and operational capability of offshore trunk main.

*М.Х.Салихов, э.ғ.к., Г.К.Кешубаев, В.И.Прапорщиков,
О.С.Герштанский, т.ғ.д., О.Б.Саенко*

ҚР мұнайгаз кешендеріндегі мұнай өндіру процесінде химиялық реагенттерді қолдану

Мұнайшылардың басты үміті өндіруде мұнай өнімділігін сақтау және көбейту болып табылады. Өндірудің жаңа әдістерін қарастырып оны мұнғайалуда сапалы дамытумен байланысты. Өндірудің жаңа әдісі негізінен химиялық реагенттерді пайдаланып қолдану болып табылады. Бұл аймақ бойынша компанияның өз таңдаулары бар. Бірауыздылық саясат жоқ, химиялық өнімдерді шығаратын отандық өндіруші жоқ. Шетелдік реагенттерді сатып алуда, нәтижесінде елімізден қанша ақша айналыма кетіп жатыр және шетелдік экономиканы құптайды. Мақалада қысқаша ағымдағы жағдайда химреагенттердің аймақтарда қолдануы мен СССР кезінде жұмыс істегендегі ұйымдардың химреагенттеді қолдану тәжірибесі көрсетілген. Дамудың бір бағыты аймақтарда тиімділігін тәсілдермен жоғарлату үшін кластерлік жүйесі арқылы жүзеге асыру. Мұнайхимиялық кластерді ұйымдастыру жер қабатының мұнай өнімділігін арттыру үшін үлгісі ұсынылған. Бұл үшін, заңды түрде кластер өнімділігі мен мұнайхимиясын енгізу, анықталып тіркелген құрылымда және өзара құрылымдық бөлімшелердің өзара әрекет етулері керек. Сондай-ақ, мемлекеттік құқықты-нормативтік, техника-технологиялық, экологиялық, хабарламалық-аналитикалық бағытта, химреагенттерді мұнайгаз өндіруде, әрқашанда қолдану барысында біртіндеп мұнайберілуді арттыруға бақылау енгізу қажет.

*Салихов М.Х., к.э.н., Кешубаев Г.К., Прапорщиков В.И.,
Герштанский О.С., д.т.н., Саенко О.Б.*

Применение химических реагентов в процессах добычи нефти нефтегазового комплекса РК

Основные надежды нефтяников, на сохранение и увеличение уровня добычи, связаны с развитием качественных нефтесервисных услуг и применением новых методов добычи. Новые методы добычи, в основном, связаны с применением химических реагентов. В этой области компании действуют на свое усмотрение, нет единой политики, нет отечественного производителя химпродуктов. Закупки импортных реагентов, в результате, уводят деньги из страны и поддерживают зарубежную экономику. В статье кратко рассматривается текущая ситуация по применению химреагентов в отрасли, приводится опыт организации применения химических реагентов в отрасли, функционировавший в СССР. Одним из направлений развития, способным повысить эффективность отрасли, является реализация кластерной системы. Предлагается схема организации нефтехимического кластера для повышения нефтеотдачи пласта. Для этого, необходимо законодательно организовать кластер производства и внедрения нефтехимии, с четко прописанной структурой и взаимодействием структурных подразделений. А также, внедрить государственный контроль в нормативно-правовом, технико-технологическом, экологическом, информационно-

аналитическом направлениях, за применением химреагентов в нефтегазодобыче вообще и в повышении нефтеотдачи в частности.

Salikhov M.Kh., Ph.D. in Economics, Keshubayev G.K., Praporschikov V.I., Gershtansky O.S., Doctor of Engineering, Sayenko O.B.

Chemical purification in oil production processes of RoK oil and gas complex

High expectations of petroleum engineers for increase and maintain the present level of production are associated with development of qualitative oilfield services and application of new production methods. Principally, new production methods are related to chemical purification. There is no unified policy, native producer of chemicals and, on this subject, companies leave to own devices. Eventually, purchasing of import chemicals leads to cash outflow from the country and sustains foreign economy. Current situation of chemicals application in the field, experience of organization for chemicals application in the industry being in operation in the USSR is summarized in article. One of the patterns capable for advance of sector industry efficiency is implementation of cluster system. Flow chart of petrochemical cluster is proposed for increase of reservoir recovery. Do this, requires statutorily arrangement of production cluster and introduction of petroleum chemistry with clearly defined structure and cooperation of structural divisions. And also, state supervision in regulatory, technical and process, environmental, research and information concepts over chemicals application in oil and gas production in general and increase of reservoir recovery specifically.

*А.А.Статура, Д.А.Сарбаев, А.С.Жанбосинова, Э.К.Елеуова
(АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)*

Қаржанбас және Солтүстік Бузачи кенорнындағы механикалық қоспаларды (құм) алып шығу жайын анықтау

Пайдалану процесіте барлық механикалық қоспалар тасталынды линиялар арқылы коллекторға түседі. Сұйықтықтың аз жылдамдықтағы ағынмен құбыр түбіне тұнады да, құбырдың өткізу амалы азайып, құмдық тығын пайда болады сондықтан сұйықтық ЗУ-ға келмейді де коллектордың қауіпті серпілісі жүзеге асады. Кенорындарында құммен күресуде көпшілік қолданып жүрген әдіс қолданылады.

Құм концентрациясының шынайы байланыстылығы диаграммада келтірілген вертикальді ағыста (αX) және шектеусіз жылдамдықтағы ағыста ($\alpha 0$). Убр анықтау үшін кенорны жағдайында ағыстың шығу жылдамдығы анықталып жер астыэлементінің жабдықтары арқылы және пайдаланудағы мұналар тұнған бос құмдардың жылдамдығы сорылған сұйықтықтан. Өртүрлі диаметрлер үшін құм тығыздығы 2500 кг/м³. Ұңғыманың төменгі

мөлшері, сорғы және жалғанған құбырлар үшін диаметрі 60,3; 73 және 88,9 мм ұңғымадан құм алынып тасталады.

*Статура А.А., Сарбаев Д.А., Жанбосинова А.С.,
Елеуова Э.К. (АО «НИПИнефтегаз»)*

Определение условий выноса механических примесей (песка) на месторождениях Северные Бузачи и Каражанбас

В процессе эксплуатации все механические примеси через выкидные линии попадают в коллектор, где вследствие малых скоростей потока жидкости оседают на дно трубы, уменьшают пропускную способность трубопровода и образуют песчаную пробку, вследствие чего жидкость не поступает на ЗУ и существует риск порыва коллектора. Приводятся существующие, наиболее приемлемые, методы борьбы с песком в условиях месторождения.

Приведена диаграмма зависимости истинной концентрации песка в вертикальном потоке (αX) от безразмерной скорости потока ($U_{бр}$) для различных значений расходной концентрации песка (α_0). Для определения $U_{бр}$ в условиях месторождения определены скорость восходящего потока в элементах подземного оборудования и эксплуатационной колонны, и скорость свободного осаждения песка в откачиваемой жидкости, для различного диаметра частиц песка плотностью 2500 кг/м³. Определён минимальный дебит скважины, для насосных и хвостовых труб диаметрами 60,3; 73 и 88,9 мм, при котором будет выноситься песок из скважины.

*Statura A.A., Sarbayev D.A., Zhanbosinova A.S., Yeleuova E.K.
(JSC "NIPIneftegaz")*

Stipulation of mechanical admixtures (sand) recovery conditions in the North Buzachi and Karazhanbas fields

While operation, all mechanical admixtures through flow lines fall to reservoir, where owing to low speed of fluid flow sink out to pipe bottom, decrease pipeline transmission capacity and form sand plug, so fluid does not flow to metering station and there is substantial risk of reservoir breakthrough. The most acceptable existing methods of sand control in the field conditions are listed.

Flowcharting of true sand concentration in vertical flow (αX) is shown versus dimensionless flow velocity (U_{dls}) for various values of consumed sand concentration (α_0). Ascending flow velocity was measured in elements of downhole equipment and production casing, and sand free settling velocity in pumped liquid was measured for sand particles of variable diameter with density 2500kg/m³ for U_{dls} determination in the field conditions. Well minimum

production rate was determined for tubing and tail pipes with diameters 60.3; 73 and 88.9mm, whereby sand will be recovered from well.

О.С.Герштанский, т.э.д. (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Қуысты ортада сұйықты сүзудегі электрлік алаңдардың әсер етуін зерттеу

Мақалада эксперименттік зерттеу әсерінен электрлік алаңдардың сүертінділеріне химреагенттерг және мұнайға, қуысты үлгілер арқылы нәтижелері келтірілген.

Қорытынды нәтижелері бойынша электрлік алаңдар флюидтердің сүзілуін қысты ортада тез өткізеді және оны мұнайкәсібі тәжірибесінде пайдаланған.

Герштанский О.С., д.т.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Исследование влияния электрических полей на фильтрацию жидкости в пористых средах

В статье приведены результаты экспериментальных исследований влияния электрических полей на фильтрацию водных растворов химреагентов и нефти, через пористые образцы.

Результаты экспериментов свидетельствуют о том, что электрические поля ускоряют фильтрацию флюидов через пористую среду, и могут быть использованы в нефтепромысловой практике.

Gershtansky O.S., Doctor of Engineering (JSC “NIPIneftegaz”)

Analysis of electric fields effects on fluid filtration in porous mediums

Article shows experimental test results of electrical fields' effects on filtration of chemicals and oil water solutions by means of porous samples.

Results of experiments give some evidence that electric fields accelerate fluids filtration through porous medium and may be applicable in oil field practice.

*О.Б.Саенко (АО «НИПИнефтегаз»), Б.Т. Муллаев, к.т.н.,
Б.Ж. Туркпенбаева, д.т.н. (АО «КазНИПИмұнайгаз»)*

Технология удаления сероводорода из попутных вод, закачиваемых в продуктивные пласты нефтегазовых месторождений, осложненных сульфатредукцией

Разработка месторождений Узень и Карамандыбас осуществляется с поддержанием пластового давления закачкой воды в пласты. Изначально, добываемая продукция на

месторождениях не содержала сероводород (H_2S). В настоящее время, согласно исследованиям, в попутной воде месторождений содержится H_2S до $39,6 \text{ г/м}^3$. Простым и надежным способом, снижения коррозионных процессов, является, предлагаемая в статье, технология глубокой термодинамической дегазации, частично обезвоженной, нефти и сточных вод как на концевой сепарационной установке (установок предварительного сброса воды и подготовки нефти), так и на групповых установках, с отводом низконапорного газа, содержащего H_2S и CO_2 , в систему промышленного газосбора на переработку, а сточных вод - на непосредственную закачку в продуктивные пласты. Технология запатентована в Республике Казахстан в 2013 г.

А.О.Дүсенбаева (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Қазақстан Республикасы мұнайгаз кенорындарын экологиялық мониторинг әзірлеу құрылымы

Берілген мақалада өндірістік экологиялық мониторингтің жүргізудің басты принциптері қарастырылады. Қоршаған ортаның сапалық көрсеткіштері бойынша мінедемiк сипаттамасы берiлген. Өндiрiстiк процестердi реттеу құралдары, қоршаған ортағы әлеуеттi әсерi айтылған. Энергетикалық және табиғи ресурстарды пайдалануда тиiмдiлiк көрсеткiшiн арттыру негiзделiп айтылып; экологиялық талаптардың сәйкестiк деңгейi белгiленген. Жүргiзiлген зерттеулер бойынша авторы Аджип ККО және - NCPT, CSC, OKIOC оның жол салушылары фондық қоршаған ортаны оқып үйренуде және қоршаған ортада өндiрiстiк мониторинг Солтүстiк-Шығыс Каспий, қоршаған ортаны қорғау басқару жүйесiнде экологиялық тиiмдi, өндiрiстiк жоғарылығы айқындалған.

Дүсенбаева А.О. (АО «НИПИнефтегаз»)

Структура экологического мониторинга разработки нефтегазовых месторождений Республики Казахстан

В данной статье рассмотрены основные принципы проведения производственного экологического мониторинга, проанализированы характерные особенности целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду. Выявлена и обоснована необходимость повышения эффективности использования природных и энергетических ресурсов; повышение уровня соответствия экологическим требованиям. На основе проведенного исследования автором опыта Аджип ККО и его предшественников - NCPT, CSC, OKIOC, по изучению фонового состояния окружающей среды и работ по производственному мониторингу окружающей среды в Северо-Восточном Каспии, выявлены закономерности повышения производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды.

Dusenbayeva A.O. (JSC “NIPIneftegaz”)

Structure of environmental monitoring of oil and gas fields development in the Republic of Kazakhstan

This article considers fundamental principles of industrial environmental monitoring, analysis of specific features of environmental quality objectives and instruments of operating processes control potentially having adverse environmental impact. Requirement for Natural and energy resources utilization efficiency improvement; Environmental requirements compliance level increase was ascertained and substantiated. On the basis of performed research, originator of experience AGIP KCO and its predecessors - NCPT, CSC, OKIOC, for assessment of background environmental conditions and works for industrial environmental monitoring in North-East Caspian, revealed regularity of industrial and environmental control efficiency improvement.

A.Л.Кондратьева (АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз»)

Мамандардың біліктілігін көтеру және әзірлеу

Мақалада бүгінгі күндегі мұнайгаз саласындағы инженерлік-техникалық мамандардың еңбек нарығында келелі мәселері айқындалып және оны шешуде АҚ «ҒЗЖИмұнайгаз» ұйымының тәжірибесі айшықталған. Мысалы Оқу орталығы, ғылыми-техникалық және компанияның кадрлар потенциалын шешуде бірден-бір даму механизмі элементі болары анық.

Кондратьева А.Л. (АО «НИПИнефтегаз»)

Подготовка и повышение квалификации специалистов

В статье отражены проблемы, имеющиеся на сегодняшний день на рынке труда инженерно-технических специалистов нефтегазовой отрасли и опыт их решения в АО «НИПИнефтегаз», на примере создания Учебного центра, который рассматривается как один из элементов механизма развития научно-технического и кадрового потенциала компании.

Kondratyeva A.L. (JSC “NIPIneftegaz”)

Executive training

Article presents problems experienced as of today on the labor market of oil and gas industry engineering and technical personnel and practice of their solving

in JSC “NIPIneftegas”, case of Training center construction, which considers as one of the development hierarchy elements of scientific and technological and human resource potential.

І. ГЕОЛОГИЯ

УДК 622.276.031.011.43

Коростышевский М.Н., д.г-м.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Развитие представлений о граничных значениях параметров пород-коллекторов и их современное обоснование

В последние десятилетия, вопрос разделения пород на коллекторы и неколлекторы получил значительное развитие. При этом, долгое время, проницаемости принадлежала определяющая роль, так как основным свойством коллектора является способность пропускать через себя флюиды.

В первых работах, по обоснованию нижних пределов параметров коллекторов по проницаемости, Теодорович Г.И. (1958 г.) и Ханин А.А. (1969 г.), для разделения пород на коллекторы и неколлекторы, предлагали за нижний предел проницаемости принимать величину $0,001 \text{ мкм}^2$, исходя из опыта изучения коллекторских свойств.

Более глубоко разработан этот вопрос исследователями, которые, для выделения коллекторов в продуктивном разрезе, рассматривали петрофизические зависимости, полученные в лабораторных условиях по анализам керн. Изучались парные корреляционные зависимости между различными физическими свойствами пластов, а также состоянием флюидов в пластах и их связь с фильтрационно-емкостной характеристикой (Иванов В.А., Храмова В.Г. и другие, 1965 г.). Исходя из критической величины одного параметра, как правило, водонасыщенности, при которой прекращается движение нефти в пласте, устанавливаются граничные значения других параметров, и, в первую очередь, проницаемости.

Однако, не сопоставив эти пределы с конкретными условиями работы скважин (дебитами, продуктивностью), нельзя говорить о достаточной обоснованности предельных значений свойств коллекторов, так как лабораторные условия, лишь частично, могут быть приближены к реальным. Поэтому, более правомерными являются исследования авторов, связывающих нижние пределы коллекторских свойств с продуктивностью скважин (Гомзиков В.К., Емельянов Н.Н., Кочетов М.Н., 1967 г.; Богаутдинов А.К., 1970 г.; Акбашев Ф.С., Горелов А.А., Дементьев Л.Ф., 1971 г.; Зиннатулин Н.Х., Султанов С.А., 1981 г.). На графиках зависимости коэффициента продуктивности от проницаемости, в этих работах, нижние пределы проницаемости принимаются для нулевого коэффициента продуктивности.

В 1976-1980 гг. начал использоваться способ определения нижних пределов свойств коллекторов, исходя из продуктивности, основанный на изучении характера распределения параметров в пластах, давших промышленные притоки, и пластах «сухих», из которых притоков не получено (Азаматов В.И., Гудков Е.П., Гусев В.М., 1977 г.; Гаттенбергер Ю.П., Лутков В.А., 1980 г.). При этом, за предельное значение принимается

I. ГЕОЛОГИЯ

величина параметра в точке пересечения кривых распределения двух указанных групп пластов.

В значительной степени, развитие представлений, об обосновании нижних пределов коллекторов, нашло отражение при подсчёте и пересчётах запасов нефти на различных стадиях изучения и освоения месторождений Мангышлака, в первую очередь, крупных.

При первом подсчёте запасов нефти по Узенскому месторождению (1964 г.) обосновывался только нижний предел пористости, в то время как граничное значение проницаемости, в первую очередь, характеризующей коллектор, принималось практически условно равным $0,001 \text{ мкм}^2$.

Граничное значение открытой пористости обосновывалось по зависимости между пористостью и логарифмом проницаемости, и для проницаемости $0,001 \text{ мкм}^2$ составило 14,2%.

В дальнейшем, при пересчётах запасов, подход к обоснованию нижнего предела пористости и его величина не изменились, тогда как граничное значение проницаемости коллекторов каждый раз оценивалось, во-первых, более доказательно и, во-вторых, с учётом задач, стоящих перед новой оценкой запасов нефти.

При подсчёте запасов нефти в 1965 году нижний предел проницаемости коллекторов XIII-XVIII горизонтов обосновывался с использованием зависимости между проницаемостью отдельных интервалов пластов, определённой по результатам лабораторных анализов керн и удельным коэффициентом продуктивности этих интервалов, оцененных по промысловым данным. На графике, построенном по данным 47 интервалов, нулевому значению коэффициента продуктивности соответствовала проницаемость, равная $0,01 \text{ мкм}^2$, что и было принято за нижний предел проницаемости.

В 1979 году, когда основной целью пересчёта запасов нефти было выделение в геологических запасах нефти активных и трудно извлекаемых, появилась необходимость обоснования кондиционного предела промышленно-продуктивного коллектора, который учитывал бы сложность строения пластового резервуара, откуда, при существующей технологии разработки и технике добычи, происходит вытеснение нефти.

Поскольку, при разработке месторождения с внутриконтурным заводнением, нефть вытесняется из тех пластов, в которые попадает закачиваемая вода, нижний предел проницаемости пород, принимающих воду в нагнетательных скважинах, может быть отождествлён с кондиционным значением проницаемости пород, дающих промышленные притоки нефти при существующих условиях разработки.

Для обоснования этой величины проницаемости, рассматривалась зависимость минерализации воды в керне от проницаемости, исходя из того, что при движении закачиваемой воды, минерализация которой значительно ниже пластовой, она вытесняет нефть и пластовую воду, за счёт чего минерализация воды в керне снижается.

I. ГЕОЛОГИЯ

Для оценки кондиционного значения промышленно-продуктивного коллектора может быть также использована зависимость коэффициента продуктивности от проницаемости, по которой определяется нижний предел коллектора по проницаемости. При этом, за кондиционное значение проницаемости принимается величина, отвечающая кондиционному коэффициенту продуктивности, который равен отношению минимально-рентабельного дебита для месторождения к предельно допустимой депрессии.

Аналогичные методики, обоснования нижних пределов коллекторов, использовались также в разное время и на различных стадиях изучения Жетыбайского месторождения. Следует лишь отметить, что для определения нижнего предела проницаемости продуктивных пластов, в работе по уточнению строения залежей нефти и газа в 1980 году, нами использовались статистические зависимости между проницаемостью и средним радиусом поровых каналов. При радиусе поровых каналов 1 мкм и меньше проницаемость коллекторов ниже $0,007 \text{ мкм}^2$, а при большем радиусе она растёт с увеличением поровых каналов. Такая зависимость позволяет одновременно устанавливать минимальный радиус поровых каналов, при котором происходит движение флюида в пласте, и нижний предел проницаемости. В течение многих лет такой метод обоснования нижнего предела проницаемости использовался при подсчёте запасов нефти и газа по каждому месторождению Южного Мангышлака.

Таким образом, обоснование нижнего предела и кондиционного значения проницаемости по крупным месторождениям Мангышлака, в течение более двух десятилетий, отражает историю развития этого вопроса и показывает задачи, которые необходимо решать на различных стадиях изучения и освоения месторождения.

Завершая обзор этого большого периода развития представлений о разделении пород продуктивных разрезов на коллекторы и неколлекторы, и выделение в последних промышленно-продуктивных коллекторов, нужно обратить внимание на требование учета «индивидуальных» особенностей каждой новой залежи нефти и газа, путем изучения «своих» корреляционных связей между скважинными характеристиками и свойствами продуктивных отложений. Чаще всего, в первую очередь, для небольших залежей это требование невыполнимо, ввиду недостаточного количества керн для создания таких зависимостей. Приходится всё равно прибегать к аналогии с более крупными и хорошо изученными залежами на рассматриваемом или соседнем месторождении.

По мере накопления материала и опыта, становилось ясно, что зависимости, созданные по достаточному количеству надёжных данных для разных залежей и месторождений, в пределах одной продуктивной толщи, в частности, юрской толщи Мангышлака, достаточно близки между собой. И отсюда напрашивается вывод, что петрофизические связи определяются, в первую очередь, не названием месторождения и продуктивного горизонта, а

I. ГЕОЛОГИЯ

литологией породы, структурой её порового пространства, размерами пор и другими характеристиками коллектора.

Наиболее чётко и обоснованно, по поводу необходимости создания зависимостей для каждой залежи, сказал в 2001 году М.М. Элланский: «Этот путь не только бесперспективен, но и порочен. Для его реализации необходим достаточно большой объем извлечения керн и его исследований. Поскольку исследования керн занимают довольно много времени, сводная обработка скважинных данных «запаздывает», а, значит, увеличивается время (и стоимость!) разведки месторождения. Но, самое главное, проводящиеся петрофизические исследования на новой площади чаще всего не оставляют никакого научного следа, то есть не позволяют повысить научный потенциал петрофизики и нефтегазовой геологии. Сколько бы залежей нефти и газа ни было изучено ранее, все равно, согласно действующим инструкциям, на новой залежи должен быть заново отобран достаточно большой объем керн и заново (может быть, в стотысячный раз!) повторены все петрофизические исследования, с целью построения корреляционных петрофизических взаимосвязей. Самое удивительное, что специалисты из США и других стран, работающие в нашей стране, добиваются более высокой эффективности интерпретации геофизических данных с помощью общих моделей петрофизических связей, разработанных, например, для условий Индонезии, а не с использованием корреляционных связей, установленных для изучаемых. Крупнейшие фирмы, занимающиеся обработкой скважинных данных, создают для этих целей системы, опирающиеся на общие модели петрофизических связей, применяемые в самых различных уголках земного шара! И эти модели постоянно совершенствуются».

Здесь М.М. Элланский говорит о петрофизических связях для интерпретации геофизических исследований скважин, но это, в полной мере, относится к зависимостям для разделения пород на коллекторы и неколлекторы.

Следовательно, сегодня правильным, наверное, являются не попытки добиться получения надёжных зависимостей для каждой маленькой залежи, чего всё равно нельзя сделать, так как даже при самой безрассудной переразведке, необходимый объём информации не будет достигнут. Нужно создание, хорошо обоснованных, петрофизических связей по различным параметрам с использованием разных методов исследования (керн, геофизика, гидродинамика) для определённых литотипов пород, типов коллекторов, определённой структуры порового пространства, других важнейших характеристик коллекторов, хотя, вообще в мире, всё это уже создано и нужно просто этим грамотно воспользоваться. То есть, остаётся определить, чем представлены коллекторы в конкретной залежи и воспользоваться существующими эталонными связями и уравнениями, независимо от того, где эта залежь обнаружена: на Мангышлаке, в Венесуэле или на Северном море. Опыт нашего общения с западными компаниями

I. ГЕОЛОГИЯ

показывает, что там так и делается и, может быть, уже давно, намного раньше, чем мы, об этом узнали, а мы продолжаем пытаться выполнить инструкции, давно не имеющие смысла, и каждый раз что-то обосновать, имея три образца керна и одно гидродинамическое исследование в пятисотметровом интервале.

Всё, что выше говорилось об обосновании граничных значений параметров, касалось поровых коллекторов и близких к ним по структуре порового пространства – каверновых коллекторов, и теперь, видимо, нужно сказать о трещинных коллекторах. Это трещиноватые породы, как правило, карбонатные, которые, не имея сообщающихся пор и каверн, обладают только трещинной ёмкостью, оцениваемой долями процента от объёма породы и проницаемостью по этим трещинам.

Трещинные коллекторы играют важную роль в строении залежей, связанных с карбонатными продуктивными разрезами, в первую очередь, крупными карбонатными массивами. Хотя на такие коллекторы приходится небольшая доля в суммарном объёме залежи, и содержат они лишь незначительные запасы нефти, их развитие важно для обеспечения гидродинамической связанности всего резервуара. Они являются путями фильтрации, связывающими участки разреза, где развиты поровые и каверновые коллекторы. В этом случае, весь резервуар является коллектором, а, значит, для характеристики его внутреннего строения и подсчёта, содержащихся в залежи запасов углеводородов, отпадает вопрос обоснования нижнего предела коллектора по проницаемости. Но очень важным становится вопрос выделения в разрезе различных типов коллекторов по структуре порового пространства, различающихся по величинам фильтрационно-ёмкостных свойств, водонасыщенности и условиям выработки запасов. Такое выделение, в разрезе коллекторов различных типов, рационально проводить по граничным значениям пористости, что не сложно сделать при сплошной машинной интерпретации ГИС. Остаётся лишь найти граничные значения пористости, разделяющие разные типы коллекторов.

Одним из первых объектов, где в 1986 году институтами «ВНИИнефть» и «ВолгоградНИПИнефть», при подсчёте запасов, был реализован такой подход к моделированию внутреннего строения резервуара, было гигантское месторождение Тенгиз.

В разрезе было выделено три типа коллекторов: трещинные, порово-трещинные и каверно-поровые.

В основу такой дифференциации были положены отличия в характере кривых капиллярного давления для коллекторов разных типов. Исследования были проведены для пород с различной пористостью. Они показали, что при матричной пористости до 3%, изменение капиллярного давления от 0 до 10 МПа не приводит к снижению водонасыщенности ниже 40% и породы, с такой пористостью, были отнесены к трещинным коллекторам. Это плотные разности известняков, не затронутых эпигенетическими процессами

I. ГЕОЛОГИЯ

выщелачивания. В структуре их пустотного пространства преобладает первичная матричная межкристаллическая пористость, размеры пор, по данным порометрических исследований, в среднем, меньше 0,1 мкм, что сопоставимо с размерами плёночного слоя воды. Поэтому, при заполнении ловушки, нефть не вытесняла воду из первичных пор, а занимала только трещины. Оценка трещинной ёмкости, по данным изучения шлифов, составляет 0,35%, а нефтенасыщенность, экспертно, принимается равной 0,85. Таким образом, породы с матричной пористостью ниже 3% были отнесены к трещинным, обладающим трещинной пористостью и трещинной проницаемостью.

Породы с пористостью 3-7 % относились к каверново-трещинным коллекторам; пустотное пространство их представлено комбинацией первичной (неэффективной межзерновой) и вторичной пористости (участки с кавернами и порами выщелачивания, которые связаны друг с другом трещинами), то есть, в ёмкости преобладающей составной уже становится пористость, а в фильтрации ведущая роль остаётся за трещинами.

И, наконец, породы с пористостью более 7 %, характеризующиеся вторичными сообщающимися пустотами, были отнесены к каверновым или каверново-поровым коллекторам.

При пересчёте запасов по Тенгизскому месторождению в 2002 году, сохранив при описании коллекторов три типа, принятые в 1986 году, на самом деле, при интерпретации материалов ГИС, ушли от трёх типов коллекторов, и весь разрез обработали как поровые коллекторы с нижним пределом пористости 0%, то есть, включив в коллекторы все карбонатные породы. Определив по ГИС матричную пористость для всего разреза, получили для пород с пористостью до 3%, то есть трещинных коллекторов, среднюю открытую пористость порядка 1,5% и нефтенасыщенность, равную или менее, 20% объёма пор и трещин, что даёт эффективную пористость 0,3%. В действительности, в трещинном коллекторе с пористостью до 3%, матрица насыщена водой, а подвижная нефть занимает 85% объёма трещин, то есть, $0,35\% \cdot 0,85$ – те же 0,3%.

Следовательно, подход 2002 года, относящий все породы к коллекторам, с одной стороны, отходит от физического смысла трещинного коллектора, с другой стороны, не изменяет величину нефтенасыщенного объёма породы. При этом, преимуществом такого подхода, является упрощение моделирования резервуара, и, обладая низкой нефтенасыщенностью с нулевым коэффициентом вытеснения, а значит и нулевым коэффициентом извлечения, эти геологические запасы будут исключены при оценке извлекаемых запасов.

Однако такое упрощение должно иметь обоснование, и, если вернуться к истории развития представлений о граничных значениях параметров коллекторов, оно выглядит следующим образом.

Начало, выделению коллекторов в продуктивных разрезах по граничным значениям, положили нижние пределы коллекторов по

I. ГЕОЛОГИЯ

проницаемости, и это было естественно, так как проницаемость определяет способность коллектора фильтровать через себя жидкости и газы. Затем стали определять граничные значения пористости коллектора, главным образом, через нижний предел проницаемости, по связи пористости с проницаемостью.

На следующем этапе, в первую очередь, для крупных карбонатных массивов, главенствующим, при выделении коллекторов, стало граничное значение коллектора не по проницаемости, а по пористости. Этому есть простое объяснение: в карбонатном массиве, как правило, весь разрез принимается как коллектор (если не поровый с матричной проницаемостью, то трещинный с трещинной проницаемостью), следовательно, не нужно отыскивать нижний предел проницаемости, но возникает необходимость разделения коллекторов на типы по пористости, и такая возможность, в настоящее время, предоставляется сплошной машинной обработкой ГИС.

И, наконец, в последнее время, главным образом, при создании трёхмерных компьютерных моделей, стали отказываться от нижнего предела коллектора по пористости, что, практически, не повлияло на величины нефтенасыщенных объёмов и запасов.

Но, по существу, это не отказ от разделения пород на коллекторы и неколлекторы по нижним пределам, а переход к использованию, не называемого явно, нижнего предела нефтенасыщенности, который, фактически, заменил нижние пределы проницаемости и пористости, являясь, возможно, более высокой степенью выделения продуктивных коллекторов по граничным значениям.

Впервые мы столкнулись с таким подходом, к граничным значениям параметров коллекторов, не в работах по оценке сложных типов коллекторов в карбонатных породах, а при ознакомлении с моделью месторождения Кумколь, выполнявшейся компанией Трой, для высокопористых песчаников. Тогда мы не понимали, как можно в продуктивный резервуар включать низкопоровые, практически, непроницаемые породы. Мы упорно доказывали, что в модели должны присутствовать только коллекторы, то есть породы, характеризующиеся проницаемостью и пористостью выше обоснованных нижних пределов.

А затем, мы увидели такой же подход при подсчёте запасов по месторождению Тенгиз и составлении моделей по месторождениям Кашаган и Тенгиз. И тогда пришло понимание того, что нам пора сделать шаг вперёд, и использовать современные достижения науки, а не упорствовать в своих старых представлениях и инструкциях.

И действительно, гораздо проще сделать модель резервуара, включив в него все породы, и оценить в них геологические запасы, исключив затем из извлекаемых запасов те, которые связаны с низкой нефтенасыщенностью, имеющие сегодня нулевые коэффициенты вытеснения, но, видимо, вытесняемые, при появлении принципиально новых технологий разработки нефтяных месторождений.

Чагай В.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Гидрогеологическая характеристика нефтегазоносных районов Республики Казахстан

Всеми исследователями нефтяных и газовых месторождений отмечается связь между нефтью, газом и подземными водами. Изучение подземных вод показало, что формирование нефтяных и газовых месторождений происходит на определенной стадии развития гидрогеологических условий района. [1]

По глубине гидросфера делится на три части: наружная (или поверхностная), подземная (до глубины 5-20 км), глубинная.

Общий объем вод поверхностной гидросферы составляет около 1410 млн. км³ и включает мировой океан, озера, реки, ледники, воды атмосферы (в основном, томосферы, до 12-18 км). Общий объем подземных вод составляет около 400 млн. км³ и приурочены к поверхностным проницаемым породам, к карстовым полостям, к пластам-коллекторам, к зонам трещиноватости, вечномерзлым породам. Общий объем глубинных вод составляет около 650 млн. км³.

По физическому состоянию воды, в том числе подземные, могут встречаться в следующем виде: свободная (гравитационная), физически связанная, капиллярная, химически связанная, в твердом и парообразном состоянии. По классификации вод, приуроченных к нефтяным и газовым месторождениям, по условиям залегания выделяются следующие объекты: водоносный горизонт, водоносный комплекс, гидрогеологический этаж.

По условиям образования воды подразделяются на экзогенные (седиментогенные, инфильтрогенные) и эндогенные (литогенные, гипогенные).

Все подземные воды нефтяных и газовых месторождений содержат углеводородные газы, преимущественно метан. Кроме этого, подземные воды могут содержать азот, диоксид углерода, сероводород, инертные газы, кислород и водорастворённые органические вещества (ВРОВ), общее содержание которых определяется по органическому углероду.

Подземные воды классифицируются так же по солевому и газовому составу. Химический состав воды может быть представлен в ионно-массовой или ионно-эквивалентной форме. По степени минерализации воды подразделяются на пресные (до 1 г/л), солоноватые (1-10 г/л), соленые (10-50 г/л), слабые рассолы (50-100 г/л), крепкие рассолы (100-270 г/л), очень крепкие (270-350 г/л), сверхкрепкие (более 350 г/л). По химическому составу воды содержат половину известных химических элементов. В нефтегазовой гидрогеологии чаще используется состав воды из шести основных компонентов: хлор-ион, сульфат-ион, гидрокарбонат-ион, ионы натрия,

I. ГЕОЛОГИЯ

кальция и магния. По классификации Сулина В.А., воды подразделяются на следующие типы: сульфатно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый, хлоридно-магниевый, хлоридно-кальциевый.

Существуют другие многочисленные классификации подземных вод по генезису, химическому составу, содержанию газа, но они не получили широкого распространения в нефтегазовой отрасли.

Многочисленные исследования посвящены изучению зональности подземных вод по генетическому признаку, по химическому составу, по содержанию газов, по гидродинамической характеристике и т.д., но результаты этих исследований чаще используются не на практике, а в научных трудах.

Методические основы гидрогеологических исследований, в нефтегазопромысловых целях, обобщены и внедрены Московским институтом ВНИИГаз. [1, 2]

Гидрогеологические исследования включают:

- методику опробования водоносных горизонтов, условия залегания (глубина, пластовое давление, температура) определение статического уровня вод, плотности и химического состава вод, физических свойств пластовых вод, содержание и состав газов;
- методы обработки материалов гидрогеологических исследований по уровням и напорам (по барическим условиям), по газонасыщенности, по химическому составу, по геотермическим наблюдениям;
- целенаправленные исследования: динамика подземных вод, палеогидрогеологические исследования, роль подземных вод в формировании и разрушении залежей нефти и газа.

Существуют многочисленные классификации гидрогеологических показателей, используемых для оценки перспектив нефтегазоносности, которые развиваются по трем направлениям.

1. Классификация гидрогеологических показателей на прямые (указывающие на наличие залежей нефти и газа) и косвенные (характеризующие благоприятные условия для сохранения залежей нефти и газа).

2. Группирование гидрогеологических показателей по направленности: общегидрогеологические, палеогидрогеологические, гидрохимические, газовые, геотермические и т.д.

3. Выделение специфических гидрогеологических показателей для определения наличия залежей нефти и газа, условий формирования, сохранения залежей и др.

По состоянию изученности гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений к 1989 году, ведущими исследователями выделены следующие гидрогеологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности:

1. общегидрогеологические;

I. ГЕОЛОГИЯ

2. палеогидрогеологические;
3. гидродинамические;
4. гидрохимические;
5. геотермические;
6. микробиологические. [1]

Общегидрогеологические критерии нефтегазоносности включают следующие характеристики: тип бассейна, размеры и объемы осадочных пород, характеристику водоносных комплексов, характеристику покрышек, характер распределения по площади и разрезу гидрохимических, газовых и температурных параметров и др.

Палеогидрогеологические критерии нефтегазоносности основаны на изучении формирования и развития гидрогеологических условий бассейна, что позволяет установить влияние гидросферы на образование, сохранение и разрушение залежей нефти и газа.

Гидродинамические критерии нефтегазоносности – это показатели процессов водообмена и гидрогеологическая закрытость недр, соотношение пьезометрических уклонов и падения горизонтов, скорость движения подземных вод, очаги разгрузки подземных вод и др.

К основным гидрохимическим показателям нефтегазоносности относятся: тип воды, характер общей минерализации, коэффициенты метаморфизации вод, сульфатность, содержание микроэлементов (аммония, йода, брома, бора и др.), редких и рассеянных элементов (стронция, ванадия, никеля, меди, молибдена и др.).

Газовые показатели нефтегазоносности, являются частью гидрохимических показателей, и характеризуют общую газонасыщенность и упругость газов подземных вод, коэффициент насыщения воды газом, содержание в водорастворенных газах метана, тяжелых УВ, азота, диоксида углерода, сероводорода, водорода, кислорода, гелия, аргона, некоторые соотношения между различными газами, парциальные упругости метана, его гомологов, азота, диоксида углерода, сероводорода, водорода, кислорода, гелия, аргона.

Геотермические критерии нефтегазоносности - температура, геотермические ступень и градиент, плотность теплового потока. [3]

Микробиологические критерии нефтегазоносности: микроорганизмы, или бактерии, окисляющие метан, пропан; водородоокисляющие бактерии и др.

Гидрогеологическое районирование пытались произвести многочисленные исследователи, но, до настоящего времени, ни одно из них не признано главенствующим. Наибольшее распространение получило гидрогеологическое районирование, основанное, также как и районирование нефтегазоносных областей, по принципу региональных тектонических структур.

В пределах территории стран СНГ выделены четыре крупных региона (гидрогеологические структуры), а именно -

I. ГЕОЛОГИЯ

1. Восточно-Европейская платформа и Предуральский передовой прогиб – Тимано-Печорский, Волго-Уральский (включая Прикаспийский бассейн), Днепровско-Донецкий, Припятский, Прибалтийский и Волыно-Подольский нефтегазоносные бассейны.
2. Эпигерцинские платформы и территория альпийской складчатости – Предкарпатский, Закарпатский, Причерноморско-Крымский, Азово-Кубанский, Средне-Каспийский (или Мангышлакско-Терско Каспийский), Южно-Каспийский, Каракумский, Северо-Устюртский, Чу-Сарысуйский, Ферганский, Афгано-Таджикский нефтегазоносные бассейны.
3. Западно-Сибирская плита и Восточно-Сибирская платформа – Западно-Сибирский, Иркутский, Тунгусский и Лено-Виллюйский нефтегазоносные бассейны.
4. Дальний Восток – Охотско-Сахалинский, Охотско-Камчатский и др. нефтегазоносные бассейны.

Придерживаясь данной классификации в пределах Республики Казахстан, в районах, с выявленными нефтяными и газовыми залежами, предлагается выделить следующие гидрогеологические бассейны:

1. Прикаспийский бассейн (лучше Северо-Каспийский бассейн);
2. Средне-Каспийский бассейн (лучше Восточно-Каспийский бассейн);
3. Северо-Устюртский бассейн;
4. Чу-Сарысуйский бассейн;
5. Южно-Тургайский бассейн (новый нефтеносный бассейн).

В дальнейшем, по мере изучения нефтегазоносности и гидрогеологических закономерностей, можно развить и уточнить гидрогеологическое районирование Республики Казахстан и, известные ранее гидрогеологические условия нефтегазоносных бассейнов, обобщив в совокупности с новыми данными, применить к гидрогеологическим бассейнам страны.

Список использованных источников

1. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Под ред. Зорькина Л.М. М., Недра, 1989.
2. Корценштейн В.Н. Гидрогеология нефтегазовых месторождений и разведочных площадей Южного Мангышлака и сопредельных районов Устюрта. М., Недра, 1972.
3. Сыдыков Ж.С., Чакабаев С.К., Мухамеджанов М.А. и др. Гидрогеотермические условия Арало-Каспийского нефтегазоносного региона. Алма-Ата, Наука, 1977.

Землетрясения и разработка нефтяных и газовых месторождений

1. Теория о землетрясении

Начало целенаправленного изучения сейсмологии положено Маркизом де Помбала, премьер-министром Португалии, после разрушительного Лиссабонского землетрясения 1755 года.

На текущий момент, имеется множество исследователей и целые институты, занимающиеся изучением теории землетрясения, анализом фактических данных и разработкой методик прогнозирования землетрясений, при этом, ни одна методика так и не признана общепринятой. [1, 2]

Таким образом, на текущий момент отсутствует общепризнанная методика прогнозирования землетрясений.

2. Землетрясения и разработка нефтяных и газовых месторождений

Наука, о связи землетрясения с разработкой нефтяных и газовых месторождений, начала развиваться параллельно с развитием нефтегазодобывающей отрасли.

Одним из примеров, техногенного происхождения землетрясений, считается землетрясение на месторождении Газли и в городе Газли в 1976, 1978 и 1984 годах, силой до 10 баллов по шкале Рихтера. При этом, утверждение о взаимосвязи землетрясения и разработки месторождения, основывалось только на том, что за короткий период, с 1976 по 1984 годы, не могло произойти три подряд естественных землетрясения, с силой до 10 баллов.

Интерес представляет утверждение некоторых исследователей о возникновении техногенной сейсмичности при разработке нефтяных и газовых месторождений. Утверждается, что при разработке нефтяных месторождений, техногенная сейсмичность фиксируется от 7 до 39 (иногда до 89) лет после начала разработки, а при разработке газовых месторождений - от 2 до 16 лет после начала разработки (на примере месторождения Газли - после 12 лет начала разработки). [2]

Некоторые утверждения, например, что на нефтяных месторождениях США, через 15-20 лет после начала разработки, происходит разломообразование, требуют дальнейшего изучения. Известно также, что на нефтяном месторождении Кум-Даг (Туркменистан), в 1983 году, в результате землетрясения, образовался поверхностный разрыв протяженностью 20 км, с локальным растяжением до 20 см.

Также утверждается, что на многих месторождениях, при разработке в течение 40-70 лет, отмечается значительное опускание рельефа от 2,3 до 8,8 м.

Вышеперечисленные выводы порождают многочисленные вопросы. Например, нефтегазовые месторождения Атырауской области

I. ГЕОЛОГИЯ

разрабатываются уже более 100 лет, но до сих пор отсутствуют сведения о крупных землетрясениях. Месторождения Мангистауской области разрабатываются более 50 лет, но сведений, о техногенной сейсмичности области, нет.

Также возникает вопрос о взаимосвязи землетрясения с разработкой нефтяных и газовых месторождений. В основном гипоцентры землетрясений находятся на глубинах от 20 км и более, а месторождения нефти и газа, в Республике Казахстан, выявлены на глубинах до 5,5 км.

Таким образом, на текущий момент, нельзя однозначно утверждать или опровергать наличие взаимосвязи между разработкой нефтяных и газовых месторождений и техногенной сейсмичностью.

3. Необходимость геодинамического и сейсмологического мониторинга при разработке нефтяных и газовых месторождений

В последние годы возросли требования при разработке нефтяных и газовых месторождений, повсеместно требуется проведение геодинамического и сейсмологического мониторинга. Эти виды мониторинга требуют определенных дополнительных затрат при добыче нефти и газа и, на мелких месторождениях, приводят к значительному увеличению себестоимости продукции. При этом, по данным исследования вопроса, о взаимосвязи землетрясений с разработкой нефтяных и газовых месторождений, однозначного ответа не получено.

Более чем 100-летний опыт разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан, с учетом результатов исследований взаимосвязи землетрясений с разработкой нефтяных и газовых месторождений, позволяет предложить следующие рекомендации:

- При разработке месторождений нефти и газа, залегающих в надсолевых отложениях, вероятность возникновения землетрясений низкая, поэтому проведение геодинамического и сейсмологического мониторинга представляется не актуальным;
- При разработке месторождений нефти и газа от очень мелких (до 1 млн. т) до средних (до 30 млн. т) по извлекаемым запасам, вероятность возникновения землетрясений также низкая, поэтому проведение геодинамического и сейсмологического мониторинга не актуально;
- Проведение геодинамического и сейсмологического мониторинга рекомендуется при разработке месторождений нефти и газа которые, по извлекаемым запасам, являются крупными (от 30,1 до 100 млн. т) или гигантскими (более 300 млн. т).

Список использованных источников

1. Болт Б. Землетрясение. Мир, 1981.
2. Бурый А., Клокова Л. Сейсмоопасный бизнес. Журн. Компания, №13, 1998.

Чагай В.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Подсчет начальных геологических запасов углеводородного газа объемным методом

В последнее время, при подсчете начальных геологических запасов углеводородного газа объемным методом, часто возникают споры по определению, так называемого, «коэффициента перевода технических единиц в физические». В связи с этим, проведен анализ различных подходов подсчета запасов газа для выяснения истинного значения данного коэффициента. В процессе поиска первоисточника введения данного коэффициента установлено следующее.

1. Литературный источник «коэффициента перевода технических единиц в физические» найти не удалось.

2. Данный коэффициент встречается при подсчетах запасов нефти и газа, выполненных институтом КазНИГРИ, начиная с 1961 года, по месторождениям нефти и газа Южно-Мангышлакского прогиба.

В отчетах, для подсчета начальных геологических запасов газа объемным методом, использована следующая формула

$$Q_{г} = F h_{эф} k_{п} k_{г} P_{o} \alpha_{o} f 0.97 \quad (1)$$

где, $Q_{г}$ – геологические запасы газа, m^3 ;

F – площадь газоносности, m^2 ;

$h_{эф}$ – эффективная газонасыщенная толщина, m ;

$k_{п}$ – коэффициент пористости, д.е.;

$k_{г}$ – коэффициент газонасыщенности, д.е.;

P_{o} – начальное пластовое давление, $кГ/см^2$;

$\alpha_{o} = 1/Z$ – поправка на отклонение от закона Бойля-Мариота при P_{o} ;

Z_{o} – коэффициент сверхсжимаемости газа при P_{o} ;

$f = (T+t_{ст})/(T+t_{пл})$ – поправка на температуру;

$T = 273^{\circ}K$ – температура в градусах Кельвина при нормальных условиях;

$t_{ст} = 20^{\circ}C$ – температура при стандартных условиях, принятых в нефтегазовой промышленности;

$t_{пл}$ – пластовая температура в $^{\circ}C$.

0.97 – коэффициент перевода технических единиц измерения в физические.

При использовании значений давлений в МПа применяли аналогичную формулу, но с другим коэффициентом 9,7:

$$Q_{г} = F h_{эф} k_{п} k_{г} P_{o} \alpha_{o} f 9,7 \quad (2)$$

В 1970 году Жданов М.А. предложил следующую формулу для подсчета начальных геологических и извлекаемых запасов газа объемным методом [1]

I. ГЕОЛОГИЯ

$$Q_{\Gamma} = F h \rho_{\Gamma} k_{\Gamma} (P_o \alpha_o - P_k \alpha_k) f \eta_{\Gamma} \quad (3)$$

где, $P_k = e^{1293 \cdot 10^{-9} H \rho}$ – конечное пластовой давление, кГ/см^2 ;

H – глубина залежи, м;

ρ – относительная по воздуху плотность газа;

в формуле 10^{-9} – это 10^{-9} (ошибка форматирования);

$\alpha_k = 1/Z_k$ – поправка на отклонение от закона Бойля-Мариота при P_k ;

Z_k – коэффициент сверхсжимаемости газа при P_k ;

η_{Γ} – коэффициент газоотдачи (до последнего времени, примерно до 2003г., принимали равным 1).

В справочнике, под редакцией Чоловского И.П., приведена наиболее полная формула для подсчета запасов газа объемным методом, предложенная Гутманом И.С.:

$$Q_{\Gamma} = [F h \rho_{\Gamma} k_{\Gamma} (P_o \alpha_o - P_k \alpha_k) / P_{ст}] [(T+t_{ст})/(T+t_{пл})] \quad (4)$$

где, $P_k = P_{ст} e^{1293 \cdot 10^{-9} H \rho}$ – конечное пластовой давление.

Формула Гутмана И.С. позволила установить, откуда появился «коэффициент перевода технических единиц в физические».

Как принято в нефтегазовой промышленности, стандартные условия определяются температурой 20°C и давлением в 1 атм (физическая) или 760 мм рт. ст., mm Hg. Этим же значениям давления соответствуют $1,01325 \times 10^5 \text{ Па} = 0,101325 \text{ МПа} = 1,033271 \text{ кГ/см}^2$.

В формуле (1) выделена часть $1/P_{ст} = 1/1,033271 = 0,968=0,97$. Эта величина, до настоящего времени, используется как коэффициент перевода технических единиц в физические. В результате чисто математического преобразования, произошла потеря единицы измерения кГ/см^2 . Если формула соответствует физическим законам, то в правой и левой части должны получиться одинаковые единицы измерения. В данном случае, в формуле (1), вместо $\text{м}^3 = \text{м}^3$ мы получим $\text{м}^3 = \text{м}^3 \text{ кГ/см}^2$.

В формуле (2) выделена часть $1/P_{ст} = 9,7$. Такая замена также является некорректной, так как физически, не обоснована, и мы получаем те же результаты, что и по формуле (1).

В формуле Жданова М.А. (3) также приняты некоторые допущения и сокращения.

Из выше перечисленных формул, для подсчета начальных геологических запасов газа, наиболее полной и универсальной, является формула Гутмана И.С. (4), которая и рекомендуется для дальнейшего применения.

Таким образом, установлено, что формула Гутмана И.С. является наиболее универсальной и рекомендуется для подсчета начальных геологических запасов газа объемным методом. При этом, давления могут быть использованы в кГ/см^2 (тогда $P_{ст} = 1,033271 \text{ кГ/см}^2$) или в МПа (тогда $P_{ст} = 0,101325 \text{ МПа}$).

І. ГЕОЛОГИЯ

Список использованных источников

1. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1970.
2. Спутник нефтегазопромыслового геолога. Под ред. Чоловского И.П. М., Недра, 1989.

УДК 553.98.048

Чагай В.Г. (АО «НИПИнефтегаз»)

Подсчет извлекаемых запасов растворенного в нефти газа

В последнее время, при разработке нефтяных месторождений, отмечается несоответствие между объемами фактически добытого попутного газа и подсчитанных объемов извлекаемого растворенного в нефти газа, а именно, объем фактически добытого газа превышает объем подсчитанных извлекаемых запасов растворенного в нефти газа.

До настоящего времени, подсчет извлекаемых запасов растворенного в нефти газа ($V_{извл}$), независимо от режима работы залежи, определяется как произведение извлекаемых запасов нефти ($Q_{извл}$) и газосодержания ($\Gamma_{сод}$) по формуле:

$$V_{извл} = Q_{извл} \times \Gamma_{сод} \quad (1)$$

где, $V_{извл}$ - извлекаемые запасы растворенного в нефти газа, m^3 ;

$Q_{извл}$ - извлекаемые запасы нефти, т;

$\Gamma_{сод}$ - газосодержание, m^3/t . [1]

Еще в 1970 году, Жданов М.А. предложил методику расчета извлекаемых запасов растворенного в нефти газа с учетом газа, выделяющегося из не извлеченной части нефти. [1] При этом, методика подсчета извлекаемых запасов растворенного в нефти газа рекомендовалась при режиме растворенного газа и режиме газовой шапки.

При водонапорном режиме залежи, рекомендовалась выше приведенная методика расчета извлекаемых запасов растворенного в нефти газа, как произведение извлекаемых запасов нефти и газосодержание. Однако практика показывает, что даже при водонапорном режиме наблюдается дисбаланс между объемом добытого попутного газа и подсчитанным объемом извлекаемых запасов растворенного в нефти газа.

По Жданову М.А., извлекаемые запасы растворенного в нефти газа можно определить по формуле:

$$V_{извл} = Q_{г} \Gamma_{фн} - Q_{извл} K_{об.н} P_{к} \alpha_{к} f - Q_{неизвл} (K_{об.н} - K_{об.к}) P_{к} \alpha_{к} f - Q_{неизвл} \Gamma_{фк} \quad (2)$$

где, $V_{извл}$ - извлекаемые запасы растворенного в нефти газа, m^3 ;

$Q_{г}$ - геологические запасы нефти в стандартных условиях, m^3 ;

I. ГЕОЛОГИЯ

$\Gamma_{\text{фн}}$ – газовый фактор (рекомендуем газосодержание) средневзвешенный начальный, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы нефти при стандартных условиях, м^3 ;

$K_{\text{об.н}}$ – объемный коэффициент нефти начальный;

$P_{\text{к}}$ – пластовое давление конечное, $\text{кГ}/\text{см}^2$;

$\alpha_{\text{к}}$ – поправка на коэффициент сверхсжимаемости при конечном давлении;

f – поправка на температуру;

$Q_{\text{неизвл}}$ – не извлекаемые запасы нефти при стандартных условиях, м^3 ;

$K_{\text{об.к}}$ – объемный коэффициент нефти при конечном давлении;

$\Gamma_{\text{фк}}$ – растворимость газа (рекомендуем газосодержание) при конечном давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

В результате анализа методики Жданова М.А. установлено следующее.

1. В формуле принято, что стандартное давление $P_{\text{ст}}$ равно $1 \text{ кГ}/\text{см}^2$, так как давление использовалось только в $\text{кГ}/\text{см}^2$. Для использования давления в других единицах измерения, в том числе и в МПа, необходимо указывать $P_{\text{ст}}$ и формула должна быть представлена в следующем виде:

$$V_{\text{извл}} = Q_{\text{г}} \Gamma_{\text{фн}} - (Q_{\text{извл}} K_{\text{об.н}} P_{\text{к}} \alpha_{\text{к}} f + Q_{\text{неизвл}} (K_{\text{об.н}} - K_{\text{об.к}}) P_{\text{к}} \alpha_{\text{к}} f) / P_{\text{ст}} - Q_{\text{неизвл}} \Gamma_{\text{фк}} \quad (3)$$

где, $P_{\text{ст}}$ – давление при стандартных условиях.

Как принято в нефтегазовой промышленности, стандартные условия определяются температурой 20°C и давлением в 1 атм (физическая) или 760 мм рт. ст. Этим же значениям давления соответствуют $1,01325 \times 10^5 \text{ Па} = 0,101325 \text{ МПа} = 1,033271 \text{ кГ}/\text{см}^2$.

2. Для определения объема растворенного в нефти газа, Жданов М.А. рекомендует использовать газовый фактор или растворимость газа. Опыт разработки нефтяных месторождений и лабораторные исследования по определению содержания газа в нефти свидетельствуют, что наиболее устойчивым и достоверным параметром является газосодержание, что и необходимо использовать в данной формуле.

3. Важным моментом является определение конечного давления при разработке нефтяных залежей. Жданов М.А. предлагает, для упрощения расчетов, использовать конечное давление равное $10 \text{ кГ}/\text{см}^2$, но, при этом, рекомендует уточнять конечное давление. Предлагаем определить конечное пластовое давление следующим образом. Как известно, в среднем, пластовое давление по глубине изменяется, как нормальное условное гидростатическое давление, и может быть определено по формуле:

$$P_{\text{пл}} = K_{\text{пл}} H$$

где, $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, $\text{кГ}/\text{см}^2$ или МПа;

$K_{\text{пл}}$ – градиент пластового давления, для условного гидростатического давления равно $0,1 \text{ кГ}/\text{см}^2/\text{м}$ или $0,0098 \text{ МПа}/\text{м}$; для каждого конкретного месторождения и нефтяной залежи $K_{\text{пл}}$ имеет свое конкретное значение, определяемое по замерам пластового давления;

H – расчетная глубина залегания пласта, м.

I. ГЕОЛОГИЯ

Расчеты показывают, что при различных глубинах залегания нефтенасыщенного пласта, добыча нефти возможна при снижении величины пластового давления до 0,251 от первоначального пластового давления. Данный коэффициент - 0,251, получен на примере месторождения Актас, где при залегании нефтяного юрского горизонта на глубине 2100 м, с начальным пластовым давлением 19,5 МПа, расчетами получено конечное пластовое давление 5 МПа и коэффициент 0,256; на глубине 2400 м, с начальным пластовым давлением 19,9 МПа, конечное пластовое давление составляет 5,05 МПа и коэффициент 0,253; на глубине 2700 м, с начальным пластовым давлением 25,6 МПа, конечное пластовое давление составляет 6,2 МПа и коэффициент 0,243. Среднее значение коэффициента снижения пластового давления составило 0,251. При таком снижении пластового давления может быть обеспечена добыча нефти погружными насосами со спуском, максимум (технически возможная глубина) до 2500 – 3000 м, в 146 мм эксплуатационной колонне (минимальный диаметр эксплуатационной колонны, преимущественно применяемый на нефтяных и нефтегазовых месторождениях Республики Казахстан). В этом случае, конечное пластовое давление может быть определено по формуле:

$$P_{пл} = K_{пл} \times 0,251 \times H$$

4. Для расчета также требуется значение объемного коэффициента нефти при различных давлениях, в том числе при конечном давлении. Если имеются лабораторные исследования, то можно построить зависимость объемного коэффициента нефти от давления и определить объемный коэффициент при соответствующем давлении. По данным лабораторного исследования объемного коэффициента нефти месторождения Актас, установлена зависимость между начальным объемным коэффициентом нефти, начальным пластовым давлением и объемным коэффициентом нефти при текущем пластовом давлении. Например, при начальном пластовом давлении 24 МПа, объемный коэффициент нефти составил 1,2; при текущем пластовом давлении 20 МПа – 1,16; при 15 МПа – 1,12 и т.д.

Если имеется одно значение объемного коэффициента расширения нефти при начальном пластовом давлении, тогда, при различных давлениях, объемный коэффициент можно определить по следующей формуле, полученной по лабораторным исследованиям объемного коэффициента нефти месторождения Актас:

$$K_{об.тек} = [\exp(\ln K_{об} / P_{пл})] \wedge P_{пл.тек}$$

где, $K_{об.тек}$ – объемный коэффициент нефти при текущем пластовом давлении;

$P_{пл.тек}$ – текущее пластовое давление, МПа.

5. Для определения поправки на коэффициент сверхсжимаемости можно использовать результаты лабораторных исследований, или определить по специальным графикам [2].

I. ГЕОЛОГИЯ

6. Если при водонапорном режиме, не обеспечивается 100-процентная компенсация, то можно успешно применять данную методику подсчета извлекаемых запасов растворенного в нефти газа.

7. При расчете технологических показателей нефти и растворенного газа можно использовать две методики:

а) на каждый расчетный год можно определить снижение пластового давления и рассчитать объем извлекаемого растворенного газа (более сложный расчет);

б) по минимальному ожидаемому пластовому давлению рассчитываются извлекаемые запасы растворенного газа, а затем, пропорционально добываемой нефти, рассчитывается добыча попутного газа по годам.

Список использованных источников

1. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1970.
2. Инструкция по исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под редакцией Зотова Г.А., Алиева З.С. ВНИИГАЗ. М., Недра, 1980.

УДК 551.7:553.98

Боранбаев К., Ступак С., Боранбаев А.

Краткая литолого-стратиграфическая характеристика территории Мангистауской нефтегазоносной области

(Методическое пособие для геофизиков и геологов при стратиграфической увязке основных отражающих сейсмических горизонтов)

Литолого-стратиграфическая характеристика палеозойских и мезо-кайнозойских отложений, вскрытых скважинами, в пределах площадей Мангистауской нефтегазоносной области.

В геологическом строении Мангистау участвуют породы от нижнего палеозоя до современных осадков включительно (рис. 1).

Наиболее древними породами, вскрытыми рядом скважин в пределах северо-западного склона Карабогазского свода (пл. Юж. Аламурун, Жанаорпа, Тамды, Букбаш), Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий (пл. Оймаша) и Жетыбай-Узеньской ступени, наряду с гранитоидами, являются первично-осадочные, осадочно-вулканогенные породы, которые метаморфизованы в различных фациях, начиная от наиболее измененных разностей амфиболитовых сланцев (пл. Юж. Аламурун, Жанаорпа, Тамды, Букбаш), до слабометаморфизованных черных сланцев, песчаников и аргиллитов (пл. Оймаша, Ракушечная, Жетыбай и др). На рис.2 и 2а показана

I. ГЕОЛОГИЯ

схема корреляции разрезов скважин, вскрывших доюрские образования, начиная от нижнего палеозоя (фундамент) до триасовых отложений включительно.

Амфиболитовые сланцы, как нижнепалеозойские образования, отнесены к складчатому фундаменту.

В пределах Жетыбай-Узеньской ступени породы фундамента скважинами не вскрыты, однако, скважиной № 25 Жетыбай, пройдена наибольшая толщина осадочного палеозоя (более 700 м), которая подразделена на две литологические толщи: нижняя толща (интервал 3950-4501 м) представлена аргиллитами черного цвета, слабометаморфизованных; верхняя (интервал 3720-3950 м) сложена, преимущественно, грубообломочными породами (гравелиты, к/з песчаники). Нижняя и верхняя толщи стратифицируются, соответственно, как средне - и верхнепалеозойские осадочные образования и отнесены к низам платформенного чехла.

По поверхности палеозойских отложений прослеживается сейсмический горизонт Pz + (или ОГ-VI).

Триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на гетерогенной поверхности палеозоя. Они представлены всеми тремя отделами, причем, средний и верхний отделы носят спорадический характер распространения в пределах площадей Юж. Мангистау, т.е. они встречаются в погруженных или же межкупольных зонах антиклинальных складок.

Нижний триас

В объеме нижнего триаса выделены индский и оленекский ярусы

Индский ярус скважинами вскрыт почти на всех площадях Юж. Мангистау. Литологически он представлен, преимущественно, монотонными красноцветными аргиллитами. Толщина индских отложений колеблется от 50-90 м, на Песчаномысском своде, и до 1553 м в разрезе скважины № 115 Узень.

По поверхности индских отложений следует отражающий горизонт V₃.

Оленекский ярус. Разрез этого яруса представлен разнофациальной толщей. В пределах Южной антиклинальной линии Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, разрез оленека сложен, преимущественно, карбонатными породами (пл. С-3. Жетыбай, Юж. Жетыбай, Актас, Тасбулат и Тенге), а к северу от этой линии, преимущественно, терригенными породами с подчиненными прослоями карбонатно-терригенных пород (пл. Жетыбай, Узень и др.), где разрез оленека, толщиной более 600м (скв. 25 Жетыбай). На основе аммоноидей он разделен на три литолого-стратиграфические пачки (снизу вверх): тиролитовую (T₁⁰-III), колумбитовую (T₁⁰-II), стахеитовую (T₁⁰-I) пачки (рис. 2а), которые на сводах структур с размывом перекрываются отложениями нижней юры, а на крыльях и межкупольных зонах -

I. ГЕОЛОГИЯ

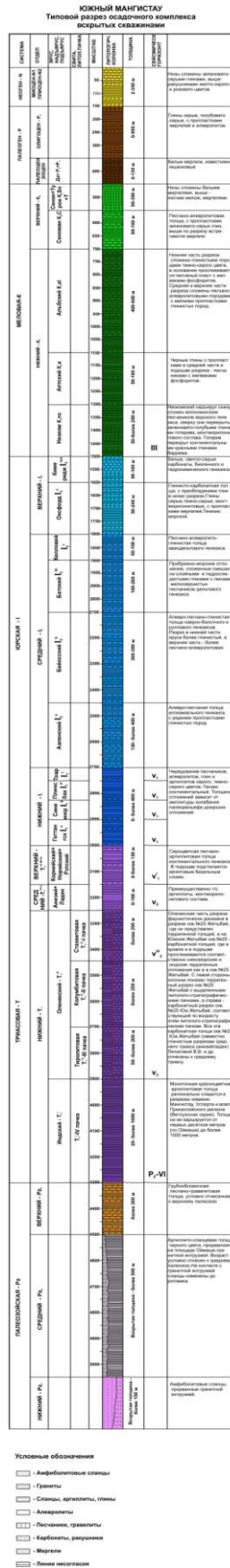


Рис. 1. Южный Мангистау. Типовой разрез осадочного комплекса вскрытых скважинами

I. ГЕОЛОГИЯ



Рис. 2. Схема корреляции доюрских отложений Южного Мангышлака

I. ГЕОЛОГИЯ

Схема корреляции триасовых отложений Южного Мангышлака

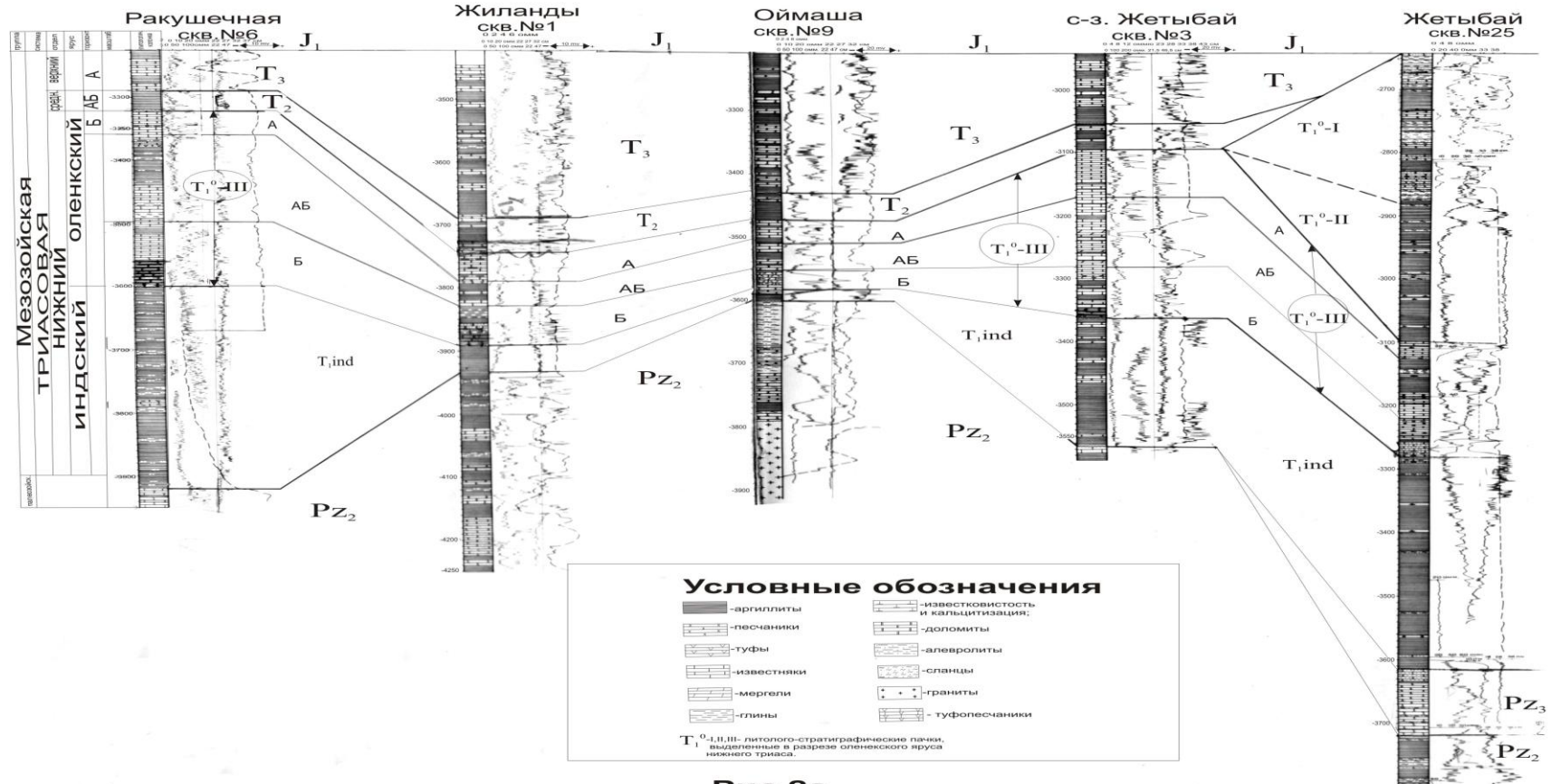


Рис.2а.

Рис. 2а. Схема корреляции триасовых отложений Южного Мангышлака

I. ГЕОЛОГИЯ

терригенными, преимущественно, глинистыми отложениями среднего триаса в объеме анизий-ладинского яруса, а снизу терригенные оленекские отложения подстилаются красноцветами инда.

Карбонатная часть оленекского разреза нижнего триаса, толщиной более 700 м, фаунистически не обоснована, кроме некоторых видов солоновато-водных остракод, которые послужили основой для отнесения этой части разреза к среднему триасу (Ю.А. Волож, В.В. Липатова, Л.П. Дмитриев, А.Д. Кухтин и другие, 1981 г.) и к взаимному выклиниванию этих «разновозрастных», толщ триаса под юрские отложения южнее скважины № 100, пробуренной на площади Бектурлы, которая расположена к югу от месторождения Жетыбай. Однако, учитывая, что карбонатная часть разреза, как и терригенная оленека, в сводовых частях поднятий перекрывается нижнеюрскими, а снизу подстилается красноцветными отложениями инда, т.е. эти реперы служат надежной основой при корреляции (в полном соответствии с I-III законами фации Гресли) разнофациальных, но как одновозрастных толщ оленекского разреза. В связи с чем, карбонатная часть триасового разреза подробно расчленена на три литолого-стратиграфические пачки и отнесена к оленекскому ярусу нижнего триаса (А.Н. Руднев, Б.И. Титов, К.Х. Боранбаев и другие, 1979 г.).

В карбонатной части оленекского разреза нижнего триаса, по данным сейсморазведки, прослежены отражающие горизонты волнового пакета V_2 (V_2 , V_2^I , V_2^{II} , V_2^{III}), которые тяготеют к кровельной части пачки T_1^0 -I, а сейсмический горизонт V_2^{IV} , в пределах площадей Юж. Жетыбай, Актав, Тасбулат, Тенге и др., уверенно прослеживается в кровельной части литолого-стратиграфической пачки T_1^0 -II, а за пределами этих площадей, особенно в районе Песчаномысско-Ракушечного поднятия (рис.3), а также на структурах Сев.-Зап. Жетыбай, Бурмаша и др., этот горизонт полностью выклинивается, в связи с размывом литологических пачек T_1^0 -I, T_1^0 -II и T_1^0 -III (Зап. Жетыбай) в преданизий-ладинское время среднего триаса (рис.4), т. е. при площадной трассировке отражающего горизонта V_2^{IV} необходимо учитывать вышеприведенные региональные размывы и фациальные замещения внутри оленекских отложений нижнего триаса.

Нижнеюрские терригенные (континентальные) отложения с глубоким размывом залегают на гетерогенной поверхности доюрского палеорельефа, которые полностью контролируют колебание толщин этих отложений от 0 до 435 м, т. е. прослеженный сейсмический горизонт V_1 , в подошве нижнеюрских отложений, корректирует колебания (как положительное, так и отрицательное) поверхности доюрских отложений на внутреннюю их структуру.

Впервые нижнеюрские отложения на горном Мангистау были выделены Н.И. Андрусовым в 1915 году. В 1956 году Р.И. Вялова (ВНИГРИ) переименовала эту свиту в «Кокалинскую», взяв за стратотип обнажения горы Кокала на Восточном Каратау.

I. ГЕОЛОГИЯ

Здесь нижнеюрские отложения состоят из переслаивания темно-серых углистых глин, алевролитов, песчаников, а в основании свиты – из конгломератов с галькой белого кварца, кремней и ожелезненных мергелистых конкреций. По возрасту, эта свита (на основе палинологических данных) стратифицируется тоарским ярусом.

В пределах Жетыбай-Узеньской ступени, толщина нижнеюрских отложений варьирует от 0 (скв. 2 пл. Жалганой) до 246 м (скв. 6 пл. Тарлы). Нарастание толщин нижней юры наблюдается от свода структур к их крыльям, а, в наиболее погруженных депрессиях (например, Жазгурлинская депрессия), толщина нижней юры достигает 435 м (скв. 1, пл. Каунды), т. е. в этом разрезе присутствуют все ярусы, начиная от геттана до тоара включительно, которые вверх по склону доюрского палеорельефа генетически выклиниваются.

В пределах площадей Жетыбай-Узеньской ступени скважинами вскрыты, в основном, отложения тоарского яруса.

Среднеюрские отложения в пределах площадей Юж. Мангистау развиты, почти, повсеместно. Они представлены терригенными породами, образовавшимися в континентальных (отложения ааленского и низы байосского ярусов) и прибрежно – морских, дельтовых и авандельтовых условиях осадконакопления (верхи байосса, батского и келловейского ярусов).

Ааленский ярус J_2^a представлен толщей разномерных песчаников с подчиненными прослоями глин, слабоокатанных мелкогалечниковых конгломератов и гравеллитов, образовавшихся в условиях широкой аллювиальной долины, прослеживающаяся, по-видимому, от Яркимбайского выступа Карабаурского вала. Толщина отложений яруса варьирует от 0 до 323 м. Уверенных сейсмических отражающих горизонтов в этом ярусе не выделено.

I. ГЕОЛОГИЯ

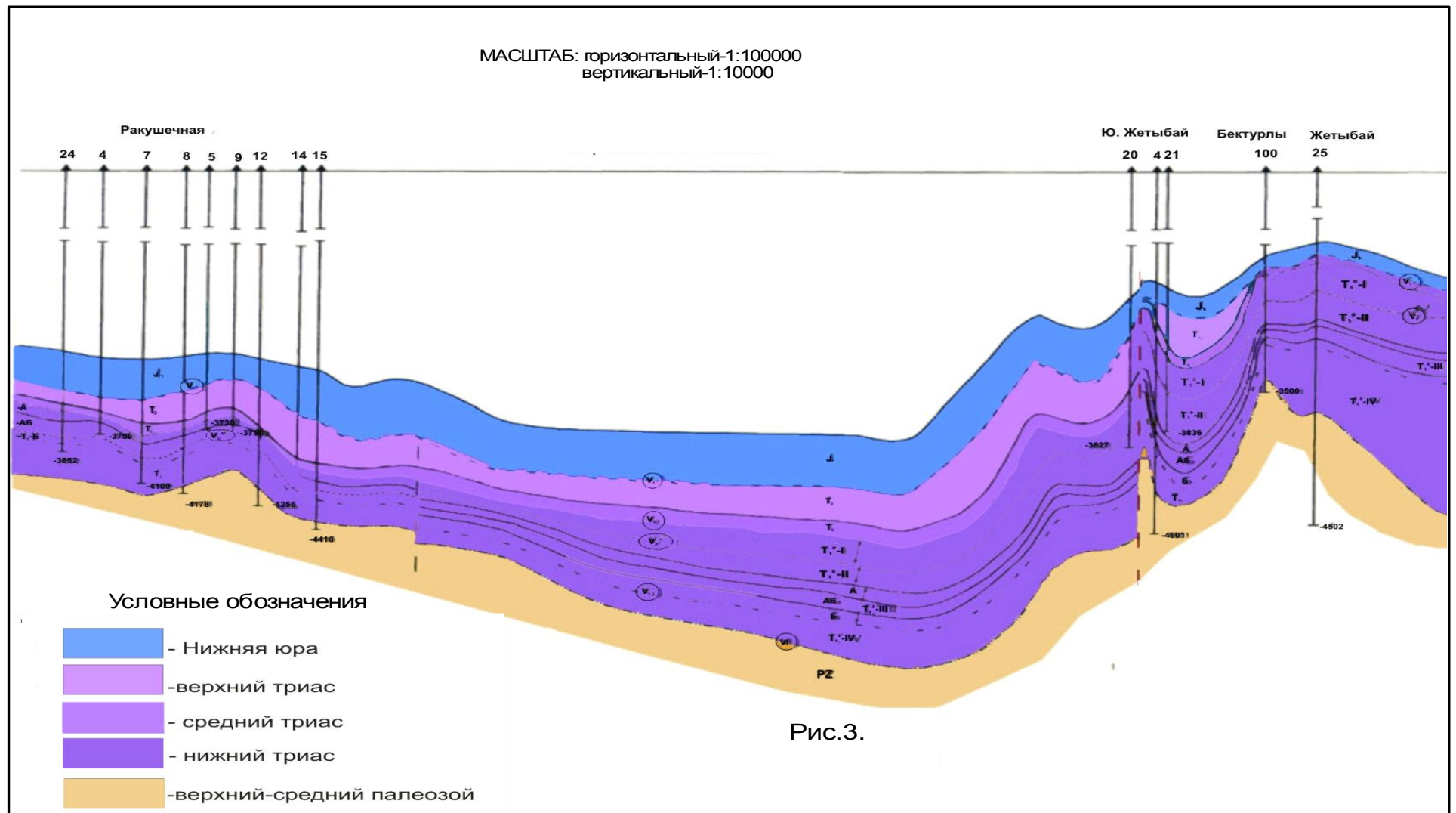


Рис. 3. Южный Мангышлак. Геолого-геофизический профиль по линии сейсмического профиля № 30 (1978 г. Трест М)

I. ГЕОЛОГИЯ

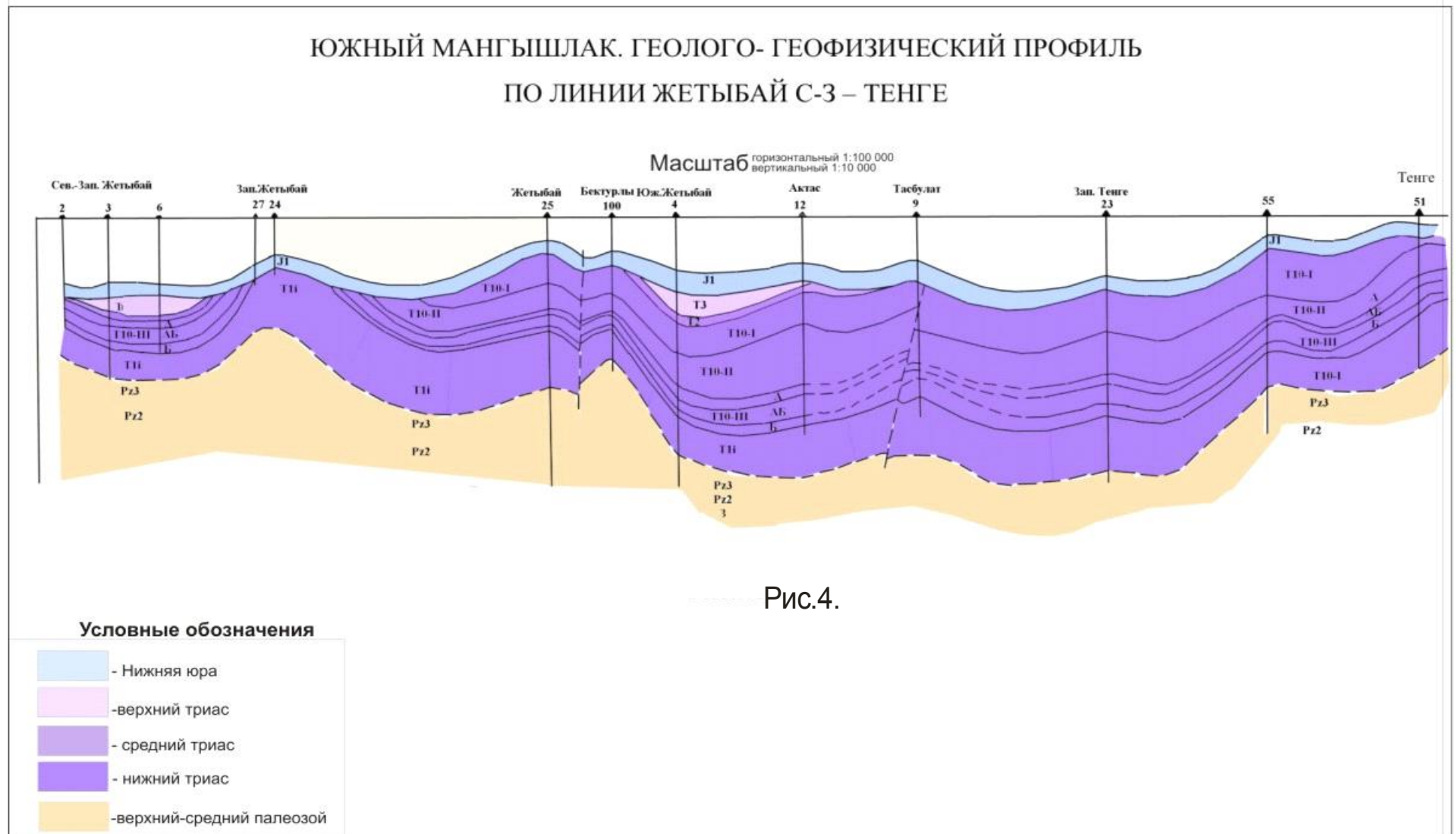


Рис. 4. Южный Мангышлак. Геолого-геофизический профиль по линии Жетыбай С-3 - Тенге

I. ГЕОЛОГИЯ

Байосский ярус J_2^b . Отложения этого возраста имеют широкое распространение в пределах всего Прикаспийского региона. Литологически породы представлены, в основном, континентальной толщей чередования песчано-алевритовых образований руслового генезиса с глинистыми, озерно-болотными отложениями. Характерной особенностью разреза является чрезмерно высокая литолого-фациальная изменчивость слагающих его пород.

Основные нефтяные и газовые (продуктивные горизонты Ю-Х-VI) залежи байосса, в пределах антиклиналей, контролируются песчаными коллекторами руслового генезиса.

Толщина отложений яруса изменяется от 321 м (С-Зап. Жетыбай, Г-35) до 456 м (Узень Г-116).

В разрезе байосского яруса уверенного сейсмического горизонта не прослежено. Иногда выделяется сейсмический горизонт IV, стратифицируемый с низами продуктивного горизонта Ю-VIII (XX горизонт по Узеньской номенклатуре).

Батский ярус $-J_2^{bt}$. Отложения этого возраста, как и байосского, имеют широкое распространение в пределах исследуемой территории. Литологически они представлены сероцветной толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов и глин с прослоями угля, как и байосские отложения, но характерной чертой разреза бата является появление в его составе монтмориллонитовых и смешанослойных глинистых минералов, характерных для прибрежно-морских, дельтовых отложений. Кроме того, на площади Жетыбай (скв. 8) в этих глинах была обнаружена ассоциация фораминифер батского возраста.

Основные нефтяные и газовые залежи бата (продуктивные горизонты Ю-V-Ю-II) в пределах антиклиналей контролируются песчаными коллекторами русловых отложений, характерных для дельтовых отложений их образования.

Толщина батских отложений варьирует от 158 м (Караманата, Г-2) до 284 м (Оймаша, Г-8).

Уверенных сейсмических горизонтов в разрезе бата не прослежено.

Келловейский ярус $-J_2^k$. Отложения этого яруса распространены повсеместно (отсутствует на Тюбеджикском валу, Северо-Бузачинском поднятии, Карабогазском своде и др.)

Ранее этот ярус был в составе верхней юры, но 2002 году, Международным стратиграфическим комитетом (МСК), он был включен в состав средней юры.

Литологический разрез келловейя представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин, известковистость последних возрастает вверх по разрезу, да и состав глинистых минералов изменяется от каолинита, гидрослюды до монтмориллонит-смешанослойных, т. е. смена

I. ГЕОЛОГИЯ

минералогического состава глин говорит о смене условий образований осадков от прибрежно-морских до мелководных морских.

В объеме келловейского яруса выделен Ю-I продуктивный горизонт (XIII горизонт по Узеньской номенклатуре), толщина которого варьирует от 35 м (разрез горизонта глинистый) до более 85 м. Такой «раздув» горизонта (разница 50 м), объясняется наличием в разрезе горизонта более 30 метровой песчаной толщи, которая в плане (например, на месторождении Узень, Жетыбай и др.) имеет рукавообразное строение, пересекая месторождения от северо-востока на юго-запад.

Такой аномальный раздув продуктивного горизонта Ю-I является надежным подспорьем для картирования их сейсмическими методами при поисках, разведке нефтегазовых залежей связанных с русловыми потоками.

В разрезе келловейского яруса, наряду с морскими фаунами, встречены в русловых песчаных коллекторах и пресноводные моллюски (*Unio* sp., *Kaja* sp., *Pleuromya* sp. и др.).

Вышеприведенные факты говорят о том, что песчаные отложения келловей тяготеют к русловым потокам, характерных для авандельтовых условий их образования.

Следует отметить, что русловые песчаники характеризуются высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), где проницаемость их колеблется от более 100 до 3000 мд, а максимальные значения коэффициента открытой пористости достигает 26%. До этого значения пористости, наблюдается прямая зависимость между пористостью и проницаемостью, а далее, при значении пористости выше 26%, идет резкое снижение коэффициента проницаемости, т. е. наблюдается обратная зависимость.

Верхняя юра J₃

Верхнеюрские отложения сложены глинисто-карбонатными породами, карбонатность которых растет вверх по разрезу (отложения кимеридж-титонского яруса). Полнота разреза и толщина этих отложений возрастает в направлении прогибов и впадин. В разрезе глубоких скважин выделяются отложения оксфордского и кимеридж-титонского ярусов.

Оксфордский ярус J₃⁰. Отложения оксфордского яруса, с угловым стратиграфическим несогласием, регрессивно залегают на бат-байосские песчано-глинистые обрывания (месторождение Сев. Бузачи), а в пределах площадей Жетыбай-Узеньской ступени - на размытую поверхность келловейского яруса средней юры.

Разрез литологически представлен серыми, темно-серыми карбонатными глинами монтмориллонитового состава.

Здесь следует отметить, что общепринятая граница между Оксфордом и Келловеем проходит по подошве пласта мергеля, ниже которой прослеживается 30-40-метровая глинистая (монтмориллонитовая) пачка, с мелкими пропластками мергелистых пород. По нашему мнению, эта часть разреза, по минералогическому составу и содержанию макро- и микрофауны,

I. ГЕОЛОГИЯ

ничем не отличается от вышележащей оксфордской толщи, поэтому подошву Оксфорда нами предлагается проводить по третьему высокоомному «пику» КС, прослеживающегося в подошвенной части глинистой толщи оксфорда, характерного для месторождений Жетыбай-Узеньской тектонической ступени и Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий. В пределах площадей Бузачинского свода (месторождение Сев. Бузачи и др.), Тюбеджикского вала и др., Оксфордская карбонатно-глинистая толща регрессивно перекрывает бат-байосские терригенные отложения средней юры. Кстати, сами оксфордские отложения здесь с глубоким размывом (вплоть, до полного размыва) трансгрессивно перекрываются отложениями неокома.

В пределах площадей Жетыбай-Узеньской ступени, Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий в разрезе оксфордского яруса, на основании органических остатков, выделяют два подъяруса (нижний и верхний).

Граница между ними проводится по подошве 20-метрового пласта мергеля. Выделение пород нижнего подъяруса произведено на основании находок аммонитов, обнаруженных в разрезах скважин, пробуренных в пределах Жетыбай-Узеньской ступени таких форм, как *Kosmoceras*, *Cardioceras* и др. Кроме того, нижний подъярус устанавливается по характерной ассоциации следующих фораминифер: *Lenticulina mangyshlaken*, *Lintikulina russiensis* и др.

Для верхнеоксфордских отложений характерными аммонитами являются: *Amoeboceras alternans* и др. Из двустворчатых определены: *Aucela* (*Anaucela*) *Bronni* и др.

Оксфордская часть разреза, в пределах площадей Мангистау, достигает толщины до 235 м и, как сказано выше, по возрасту подразделена на два подъяруса: нижний и верхний. Выше оксфорда здесь залегает карбонатная толща кимеридж-титонского возраста толщиной до 120 м. А в пределах площадей Прикаспийской впадины и Сев.Бузачи верхнеоксфордские и кимеридж-титонские отложения, по-видимому, полностью размывы в преднеокомское время.

На временных разрезах сейсмики фиксируются надежные отражающие горизонты, которые тяготеют реперным мергелистым пачкам Оксфорда, выделенным в разрезах скважин, но регионально эти горизонты специалистами не прослежены (за ненадобностью).

Кимеридж-титонский ярус. Отложения этого нерасчлененного яруса литологически представлены белыми карбонатными породами, переслаивающихся с мергелистыми глинами, алевролитами и песчаниками, в кровельной части разреза, иногда встречаются пачки чистых ангидритов, переслаивающихся с карбонатно-терригенными породами. Возможно, эта часть разреза относится к титонскому ярусу.

Возраст пород определяется на основании находок двустворок: *Astarte pontica*, *Exogira Virgula Coldf.*

I. ГЕОЛОГИЯ

Толщина отложений кимеридж-титонского яруса варьирует от 0 (в пределах площадей Бузачинского свода) до 118 м (Каунды, скв. 1). А в пределах Жетыбай-Узеньской ступени отложения этого яруса варьирует от 0 (в некоторых скважинах месторождения Узень) до 120 м скв. 53 месторождения Тенге.

Меловая система К

Отложения мелового возраста развиты на всей территории Мангистау. Они, в одних случаях, залегают без видимого размыва на верхнеюрских образованиях (на площадях Жетыбай-Узеньской ступени), а в других - несогласно перекрывают породы различных подразделений юрской системы (площади Бузачинского свода и Тюбеджикского вала и др.) и более древних образований (Северный борт Карабогазья).

Меловые образования представлены всеми двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел К₁

Разрез нижнего мела начинается песчаными отложениями валанжинского яруса. Песчаники мелко-среднезернистые с известковистым цементом. Толщина их варьирует в пределах площадей Мангистау от 5 до более 15 м. Залегание их на нижележащие юрские и более древние горизонты трансгрессивное. По подошве валанжинского яруса стратифицируется III сейсмический отражающий горизонт.

Часто, при стратификации этого горизонта, ошибочно принимается, как неокомские отложения, верхняя, не размытая часть разреза кимеридж-титонского яруса, толщиной до 40 и более метров (рис. 5), а иногда (на площадях Бузачи) - подошва оксфордского яруса, который, как отмечалось выше, на месторождении Сев. Бузачи с угловым стратиграфическим несогласием (регрессивно) залегает на разные уровни средне-нижнеюрских отложений (скв. 7, 89, 211, 1073 и др.), а при полном размыве глинистых отложений оксфорда, подошва неокома залегает непосредственно на отложениях средней юры. При этом некоторые специалисты, стратифицируя III отражающий горизонт с подошвой оксфорда, компенсируют, размытую толщу последней, терригенными отложениями средней юры толщиной до 40 и более метров (скв. 7, 89 и др.), то есть заведомо дают ложную информацию о строении поверхности юрских и более древних отложений. Поэтому, при стратификации отражающего горизонта III, да и других нижележащих горизонтов, необходимо подходить всесторонним анализом фактического геолого-геофизического материала по исследуемой территории.

Выше валанжинского яруса залегают глинисто-карбонатная толща готеривского яруса. Минералогический состав глин, преимущественно, монтмориллонитовый голубовато-серого цвета. В подошвенной и кровельной частях глинистой пачки прослеживаются известняки толщиной до 20 м.

Толщина готеривского яруса достигает более 40 м (месторождение Тенге, скв. 53).

I. ГЕОЛОГИЯ

Выше готерива залегают, с размывом, континентальные отложения баремского яруса, литологически сложенные, преимущественно, красноцветными глинами, а в подошве - алевропесчаными породами. Толщина этого яруса варьирует от 0 до 105 м.

Все вышеперечисленные ярусы совместно образуют неокомский надъярус.

Аптский ярус K_1^a . Отложения аптского яруса со стратиграфическим несогласием залегают на отложения неокома. Литологически они представлены темно-серыми глинами, в основании которых залегает базальный пласт, сложенный конгломератами с фосфоритовыми желваками. Толщина базального пласта варьирует от первых метров до 15 м.

В средней части разреза аптского яруса прослеживается песчаный пласт толщиной до 10 м, который делит его на две толщи: нижнюю и верхнюю. Нижняя толща, апта толщиной до 76 м, через базальный конгломерат залегает на разные уровни неокома. Выше залегает толща (верхний апт) темно-серых, почти черных, глин с редкими пропластками мелкозернистых песчаников. Толщина верхнего апта варьирует от 90 до 246 м.

Альбский ярус K_1^{al} . Отложения альбского яруса несогласно залегают на отложениях апта. В основании альба прослеживаются песчаные пласты с желваками фосфоритов и глинисто-алевролитовые разности пород, которые в совокупности составляют отложения нижнего альба, толщиной до 42 м.

Средний Альб, толщиной от 120 до 360 м, представлен серыми песчанистыми глинами, содержащие прослой плотных желтых песчаников и песков с гигантскими шаровидными конкрециями плотного песчаника.

Породы верхнего альба заканчиваются переслаиванием песков, песчаников и глин. Толщина верхнего альба варьирует от 42 до 207 м.

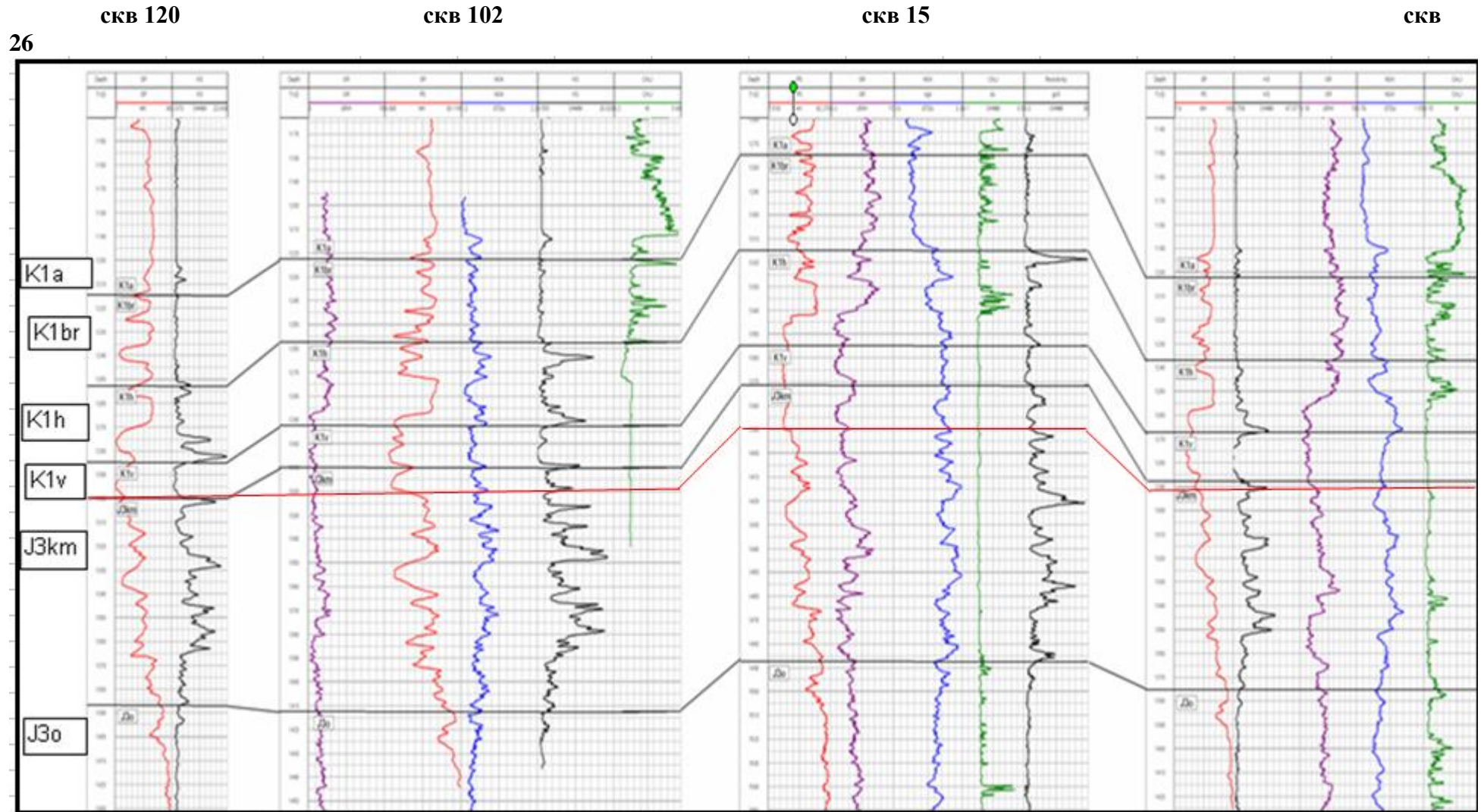
Верхний отдел K_2

Верхний отдел мела начинается отложениями сеноманского яруса, который литологически представлен, как и альбские отложения, песчаниками, алевролитами и глинами, с преобладанием песчаных разностей в верхней половине разреза и известковистых глин в нижней.

Выше залегает карбонатная толща писчего мела с прослоями мергелей и известняков (преимущественно, в нижней части разреза, за исключением нижнего турона, который представлен, в основном, песчано-глинистыми образованиями), составляющая турон-сенонские*¹ образования. Толщина их варьирует от 90 до 102 м.

*¹ В состав сенонского надъяруса входят следующие ярусы: коньякский, сантонский, компанский и маахстрихский.

I. ГЕОЛОГИЯ



Линия границы подошвы K_{1a}, K_{1br}, K_{1h}, K_{1v}, принятые Исполнителем

Линия границы подошвы J_{3km}, J_{3o} приняты КазНИПИнефть

Рис. 5. Месторождение Тенге. Корреляционная схема по скважинам вскрывших нижнемеловые и верхнеюрские отложения

I. ГЕОЛОГИЯ

Палеогеновая система Р

Палеогеновые образования представлены тремя отделами - палеоценовым, эоценовым и олигоценовым.

Палеоцен в подошве представлен органогенно-обломочными известняками (датский ярус) толщиной от 13 до 23 м. Выше залегает 10-метровая толща светло-серых, песчанистых известняков с прослоями светло-серых мергелей.

Эоценовые образования, преимущественно, сложены белыми, светло-серыми, бурыми мергелями с прослоями белых известняков.

Олигоценовые отложения представлены в подошве зеленовато серыми известняками с прослоями глин и алевролитов, а выше, по разрезу, зеленовато-серыми, буровато-серыми глинами, толщиной от 150 до 190 м.

Неогеновая система

Представлена двумя отделами: миоценовыми и плиоценовыми.

Миоценовый отдел в нижней части представлен песками и конгломератами. Выше залегают зеленовато-серые глины с прослоями мергелей, оолитовых известняков и ракушников.

Плиоценовый отдел внизу сложен оолитовыми известняками, а выше залегают известняки-ракушники.

Четвертичные отложения представлены песками, супесями и глинами, толщина от 0,5 до 20 м.

Тектоника

В этой главе мы рассмотрим не всю территорию Мангистау, а её южную часть, прослеживающуюся к югу от Центрально-Мангистауской антиклизы до Карабогазского свода на юге, а на востоке - до Карынжарыкской седловины, ограничивающая Жазгурлинский прогиб от Учкудукского.

Анализ естественных геофизических полей, данных сейсморазведки и глубокого бурения показывают, что кристаллический фундамент в пределах исследуемой территории достигает глубин от 4000 до 10000 метров (рис. 6).

В структуре поверхности фундамента выделяются Песчаномыско-Ракушечный приподнятый, Сегендыкско-Жазгурлинский опущенный, Северо-Карагиинско-Южно-Жетыбайско-Тенгинский и Курганбайский приподнятые геоблоки. Здесь следует отметить, что структуры, фиксируемые по юрско-меловым отложениям, такие, как Беке-Башкудукский вал, Узень-Карамандыбасская, Жетыбайская антиклинальные линии, по фундаменту не нашли своего отражения, т. е. эти поднятия являются структурами более позднего заложения. А поднятия Юж. Жетыбай, Тасбулат и Тенге имеют свои корни по фундаменту и характеризуются унаследованным своим развитием, т.е. они являются структурами более древнего заложения.

Песчаномыско-Ракушечный блок по поверхности фундамента картируется в виде приподнятых полусводов, оконтуривающиеся

I. ГЕОЛОГИЯ

полуизогипсами от 4000 до 6000 м, которые к югу раскрываются в сторону акватории Каспийского моря.

К северо-востоку от этого геоблока прослеживается, в северо-западном направлении, опущенный Сегиндык-Жазгурлинский геоблок, где в центральных его частях к западу и востоку наблюдается наиболее погруженные участки, в плане соответствующие, на западе - Сегендыкской, а к юго-востоку – Жазгурлинской депрессиям, где глубина залегания фундамента, соответственно, варьирует от 9000 до 10000 м. С юго-востока этот геоблок ограничивается Курганбайским геоблоком, раскрывающего к северо-востоку к Кокумбайской ступени, а на юго-западе, через узкий желоб, примыкает к Ракушечному поднятию.

С северо-востока Сегендыкско-Жазгурлинский геоблок ограничивается Северо-Карагиинско-Тенгинским геоблоком, где глубина залегания фундамента варьирует от 6000 до 7000 м, далее к северо-востоку, в сторону Беке-Башкудукского вала (выделенному по юрско-меловым отложениям), через тектоническое нарушение, идет погружение фундамента, начиная с глубины 7000 до более 9000 м.

Как было отмечено выше, породы фундамента представлены сильно дислоцированными амфиболитовыми сланцами нижнего палеозоя, прорванными гранитными интрузиями в различные складчатые эпохи палеозоя (от Каледонской до Герцинской включительно), о чем свидетельствует различный возраст этих гранитов (от нижнего палеозоя до верхнего включительно).

Выше амфиболитовых сланцев с размывом залегают среднепалеозойские черные сланцы, которые в пределах Песчаномысского поднятия (пл. Оймаша) прорваны гранитами в герцинскую фазу складчатости. По степени метаморфизма и дислоцированности они резко отличаются от подстилающих пород фундамента, что дает основание отнести их к нижней части платформенного чехла. Венчают палеозойский разрез грубообломочные породы верхнего палеозоя, получившие широкое распространение на Жетыбай - Узеньской тектонической ступени и спорадическое развитие (в опущенных блоках) - на Песчаномысском своде.

По поверхности осадочного палеозоя, на основании анализа данных сейсморазведки МОГТ и материалов бурения, в 1984 году была впервые составлена структурная карта (К.Х. Боранбаев), на которой выделяются крупные структурные элементы, в целом, наследующие структуру поверхности фундамента (рис.7). На предлагаемой структурной карте по поверхности палеозоя в районе Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий вырисовываются три положительных структурных элемента: Песчаномысское, Жиландинское, Ракушечное поднятия, раскрывающиеся в сторону акватории Каспия.

I. ГЕОЛОГИЯ

ЮЖНЫЙ МАНГЫШЛАК. СХЕМА СТРОЕНИЯ ФУНДАМЕНТА

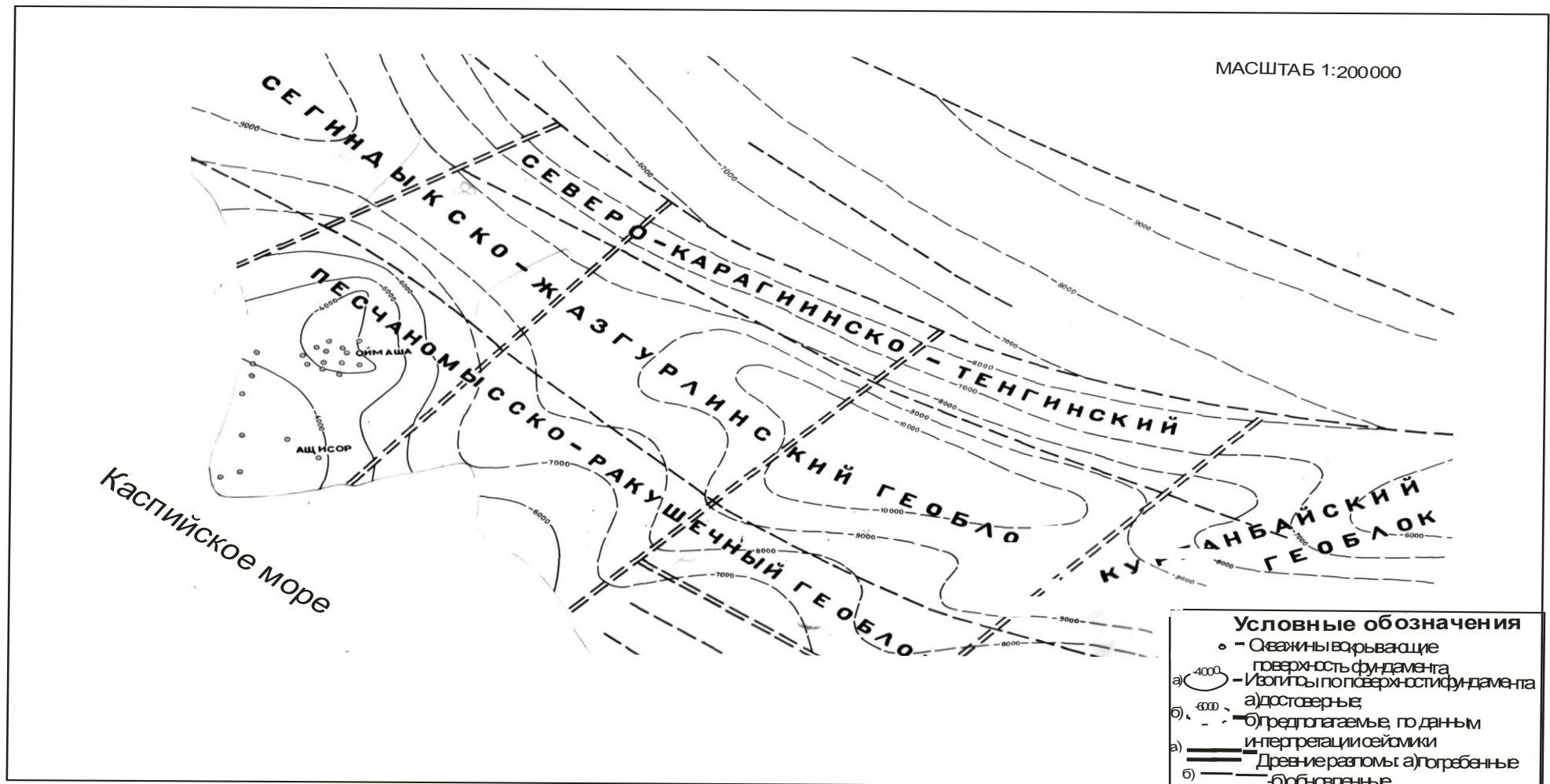


Рис. 6. Южный Мангышлак. Схема строения фундамента

I. ГЕОЛОГИЯ

Песчаномысское поднятие с северо-востока, в виде структурного «носа», ограничивается изогипсой - 4000 м. Его свод, по-видимому, расположен в пределах акваторий Каспия, а в материковой части он оконтуривается полусводом - 3300 м, раскрывающегося к юго-западу в сторону акватории Каспия. Амплитуда поднятия в материковой части превышает 700 м. Северо-восточное периклинальное окончание Песчаномысского поднятия через Карагинскую седловину примыкает к юго-западному крылу Жетыбай-Узеньской тектонической ступени.

На юго-востоке Песчаномысское поднятие, через узкий прогиб, сочленяется с Жиландинским поднятием северо-восточного простирания, свод которого также смещен в сторону акватория Каспия, а на материке его полусвод ограничивается изогипсой - 3950 м, раскрывающегося в сторону акватории Каспия. Амплитуда поднятия более 500 м. Периклиналная северо-восточная часть структуры отсечена тектоническим нарушением субширотного простирания. Амплитуда сброса 800 м.

Далее, на юго-востоке, к Жиландинскому поднятию, кулисообразно примыкает Ракушечное поднятие северо-восточного простирания, осложненное рядом самостоятельных сводов: собственно Ракушечным, Адырским и другими. Северо-восточное периклинальное окончание Ракушечного поднятия срезано тектоническим нарушением субширотного простирания, типа сброса (амплитуда до 800 м), к которому, со стороны Жазгурлинской депрессии, примыкает, с отсеченным опущенным полусводом (в контуре изогипсы – 5000 м), Сарсенбайское поднятие, к которому с юга примыкает, с некоторым смещением на юго-восток, Адырское поднятие, оконтуренное полуизогипсой-4200 м. К югу от Адырско-Сарсенбайской складки, в контуре полуизогипсы – 4200 м, раскрывающегося в сторону акватории Каспия, намечается еще одно поднятие, осложняющее собственно Адырско-Сарсенбайскую антиклинальную складку, с амплитудой поднятий более 200 м.

Собственно Ракушечный свод, как Северо-Ракушечное поднятие, оконтуривается изогипсой - 4100 м, а с юга к нему примыкает еще одно полусводовое поднятие раскрывающееся, в контуре полуизогипсы – 4000 м, в сторону акватории Каспия. Амплитуда более 200 м.

К северо-востоку и северо-западу от Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий выделяются Жазгурлинская и Сегендыкская депрессии, разделенные Карагинской седловиной. Сегендыкская депрессия в контуре

полуизогипсы-5500 м раскрывается на юго-запад в сторону акватории Каспия, а Жазгурлинская депрессия, разделенная Сарсенбай-Курганбайской седловиной на две мульды: северо-западную и юго-восточную. Северо-западная мульда оконтуривается изогипсой - 5700 м и раскрывается на юго-востоке в сторону акватории Каспия.

I. ГЕОЛОГИЯ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ПОВЕРХНОСТИ ОСАДОЧНОГО ПАЛЕОЗОЯ (БОРАНБАЕВ К.Х. 1996)

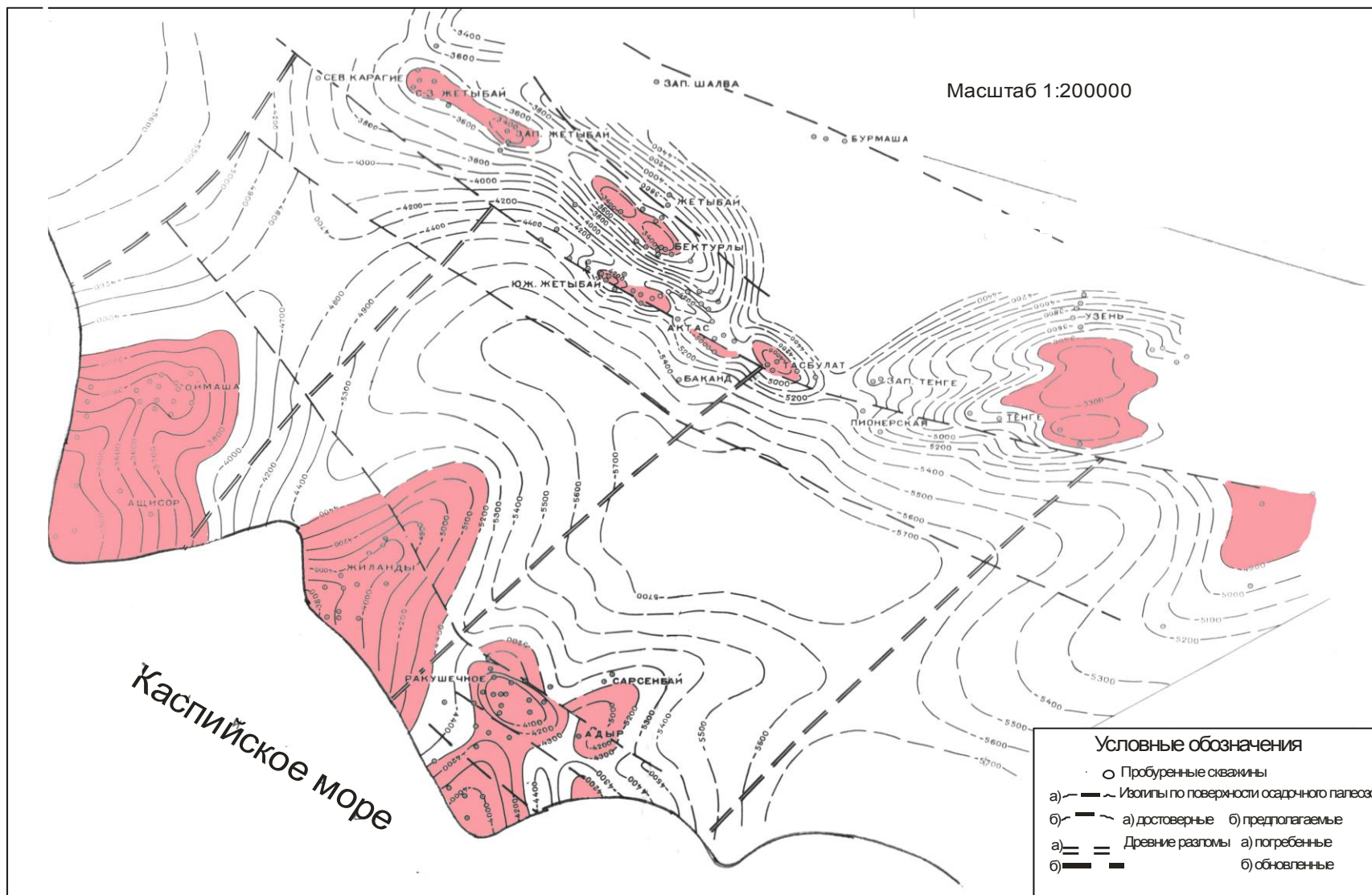


Рис. 7. Структурная карта по поверхности осадочного палеозоя (Боранбаев К.Х., 1996 г.)

I. ГЕОЛОГИЯ

К северу, от вышеописанных депрессий, прослеживается, как по фундаменту, так и осадочному палеозою, крупное валообразное поднятие, которое в плане совпадает с южной антиклинальной линией, выделенной по юрско-меловым отложениям в пределах площадей С-Зап. Жетыбай – Западный Жетыбай-Бектурлы, и южнее от этих структур - Юж. Жетыбай-Актас-Тасбулат –Тенге. Кстати, к северу от Тенгинского поднятия намечается субширотное структурное осложнение в контуре изогипсы - 3300 м, которое возможно осложняет северное крыло собственно Тенгинского поднятия.

Северо-восточный склон выделенного вала интенсивно погружается в сторону Центрально-Мангистауской системы дислокации. Беке-Башкудукский вал, Узень-Карамандыбайская и Жетыбай-Вост.Жетыбайская антиклинальные линии, выделенные по мезозойским отложениям, по фундаменту и поверхности осадочного палеозоя не находят своего отражения.

Исследуемая территория по мезозойским отложениям в тектоническом отношении входят в состав Северо-Кавказско-Мангистауской нефтегазоносной провинции, протягивающаяся с запада на восток от Крымского полуострова до Южного Устюрта включительно, а с юга на север - от северного склона Большого Кавказа до Нижней Волги, а на территории Казахстана – от северного склона Карабогазского свода до Южно-Эмбенского поднятия (рис. 8).

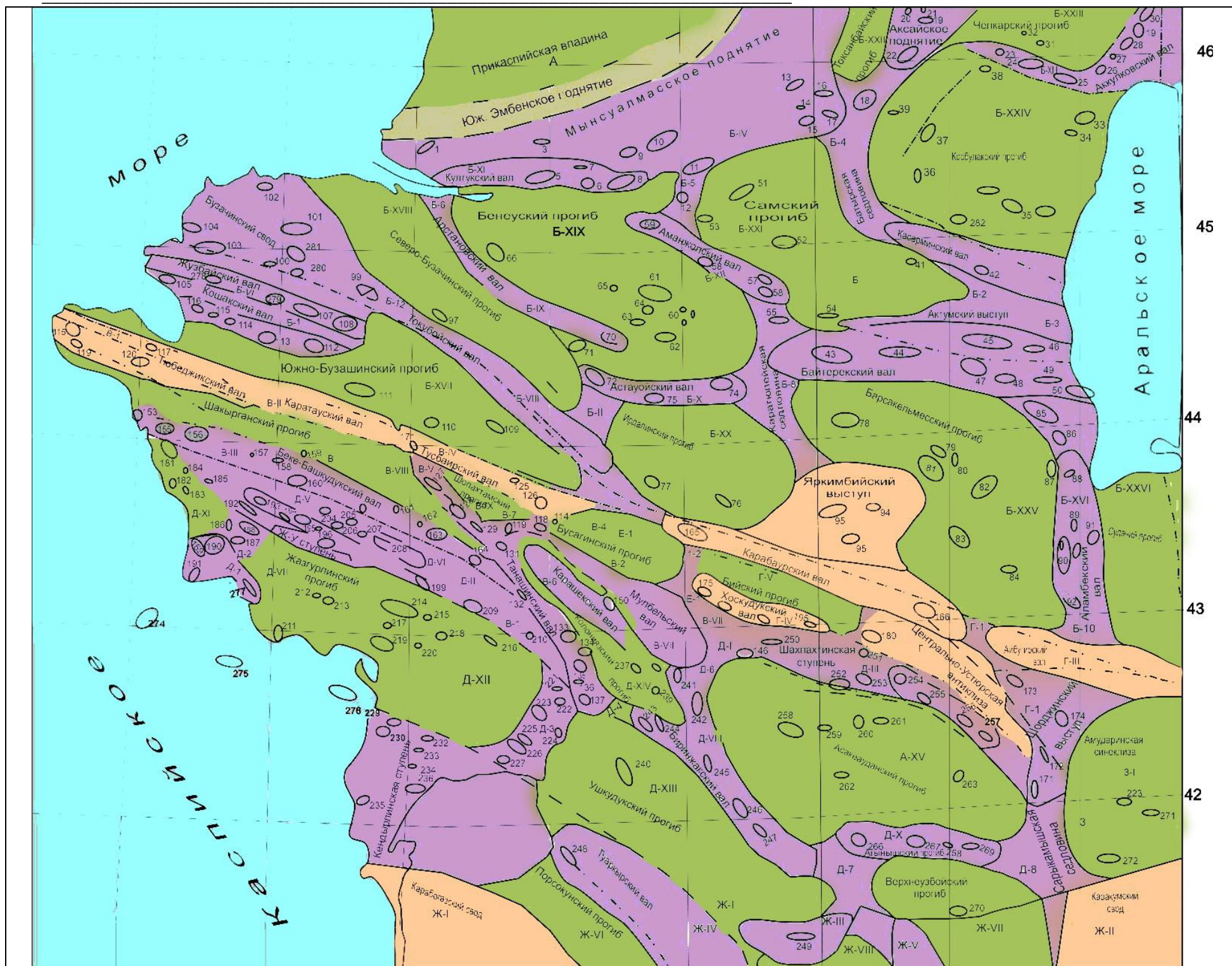
Провинция, фактически, состоит из двух частей: Северо-Кавказской и Мангистауской.

Мангистауская часть провинции охватывает территорию Северной и Южной Мангистауской синеклизы, разделенную Каратауско-Центрально-Устюртской мегаантиклизой субширотного простирания.

На востоке северная часть провинции (Сев. Мангистауская синеклиза) ограничена с юга на север Каракумским сводом, далее, через Сарыкамышскую седловину, охватывает Шорджинский выступ и далее на север прослеживается до Аккулковского вала включительно.

Северной его окраиной является Карпинско-Бузачинская складчато-надвиговая зона, которая с востока ограничивается Култукским валом субширотного простирания, к северу и северо-востоку этот вал граничит с Мынсуалманским поднятием, а с востока граничит с Батырской седловиной, переходящей к северо-востоку к Аксайскому поднятию. К востоку от седловины намечается обширный Косбулакский прогиб, разделенный с севера от Челкарского прогиба, Аккулковским валом. Кроме того, рассматриваемая территория осложнена сводовыми поднятиями, валами и прогибами II и III порядка, такими как Бузачинский свод, Яркинбайский выступ, Токубайский, Арыстановский, Аманжолский, Астауский и др. валы, а из прогибов выделяются: Южно-Бузачинский, Северо-Бузачинский, Бенеуский, Ирдалинский, Самский и Барсакельмесский, которые ограничены друг от друга вышеперечисленными поднятиями и валами.

I. ГЕОЛОГИЯ



А-Южно-Эмбенское поднятие;

Б-Северо-Устюртская синеклиза; своды: Б-I-Бузачинский; выступы: Б-II-Яркимбайский; поднятия: Б-III-Актумсукский; Б-IV-Мынсуалмасское; Б-V-Аксайское; валы: Б-VI-Жузбайский; Б-VII-Кошакский; Б-VIII-Токубайский; Б-IX-Арстановский; Б-X-Астауойский; Б-XI-Култукский; Б-XII-Аманжольский; Б-XIII-Аккулковский; Б-XIV-Кассарминский; Б-XV-Байтерекский; Б-XVI-Аламбекский; прогибы: Б-XVII-Южно-Бузачинский; Б-XVIII-Северо-Бузачинский; Б-XIX-Бейнеусский; Б-XX-Ирдалинский; Б-XXI-Самский; Б-XXII-Токсанбайский; Б-XXIII-Челкарский; Б-XXIV-Хосбулакский; Б-XXV-Барсакельмесский; Б-XXVI-Судочий; синклинали: Б-1-Долгинецкая; Б-2-Конгурская; седловины: Б-3-Кызылойская; Б-4-Батырская; Б-5-Саргинская; Б-6-Мурынсорская; Б-7-Уллинская; Б-8-Картюлейская; Б-9-Куанышская; Б-10-Коскалинская; Б-11-Худайназарская; Б-12-Кызанская; Б-13-Мухтарская;

В-Центрально-Мангышлакская антеклиза; валы: В-I-Тюбеджикский; В-II-Каратауский; В-III-Беке-Башкудукский; В-IV-Тузбайский; В-V-Танашинский; В-VI-Карашекский; В-VII-Музбельский; прогибы: В-VIII-Чакрырганский; В-IX-Шолактамский; синклинали: В-1-Байсарынская; В-2-Кыздыкойская; седловины: В-3-Огюзская; В-4-Огландинская; В-5-Айтманашинская; В-6-Кумжольская; В-7-Чонкальская; В-8-Сарыойская;

Г-Центрально-Устюртская антеклиза; выступы: Г-I-Шорджинский; валы: Г-II-Карабаурский; Г-III-Айбугирский; Г-IV-Хоскудукский; прогибы: Г-V-Бийский; седловины: Г-1-Карамолинская; Г-2-Конырская;

Д-Южно-Мангышлакско-Устюртская синеклиза; поднятия: Д-I-Песчаномысское; тектонические ступени: Д-II-Жетыбай-Узенская; Д-III-Шахпахтинская; Д-IV-Кендырлинская; валы: Д-V-Узенский; Д-VI-Жетыбайская; Д-VII-Тасбулатский; Д-VIII-Биринжикский; Д-IX-Коссорский; Д-X-Агынышский; прогибы: Д-XI-Сегендыкский; Д-XII-Жазгурлинский; Д-XIII-Учкудукский; Д-XIV-Колониязский; Д-XV-Ассакеауданский; синклинали: Д-1-Караманская; седловины: Д-2-Карагинская; Д-3-Карынжарыкская; Д-4-Сонгинская; Д-5-Гасанская; Д-6-Табынская; Д-7-Дахлинская; Д-8-Сарыкамьшская;

Е-I-Бусагинский прогиб; Е-II-Истагашская седловина;

Ж-Каракумская антеклиза; своды: Ж-I-Карабогазский; Ж-II-Каракумский; выступы: Ж-III-Кумсебенский; валы: Ж-IV-Туаркырский; Ж-V-Карашорский; прогибы: Ж-VI-Порсокупский; Ж-VII-Верхнеузбойский; Ж-VIII-Учтаганский; седловины: Ж-1-Дейменчайская;

З-Амударьинская синеклиза; З-1-Дарьялык-Дауданский прогиб;

Антиклинальные складки

I. ГЕОЛОГИЯ

<p>1-Лебяжья; 2-Култукская; 3-Сазтюбинская; 4-Сарытекинская; 5-Николаевская; 6-Терешковская; 7-Гагаринская; 8-Жаймаганская; 9-Букенская; 10-Кумтюбинская; 11-Адамлинская; 12-Саргинская; 13-Чатырлинская; 14-Молкудукская; 15-Чумыштинская; 16-Кызылазайская; 17-Овражная; 18-Культабанская; 19-Западно-Аксайская; 20-Жанринская; 21-Актумсукская; 22-Чагамбайская; 23-Тассайская; 24-Кызылойская; 25- Аккулковская; 26-Жарсайская; 27-Жаманкоянкулакская; 28-Жаксыкоянкулакская; 29-Тюбинская; 30-Комсомольская; 31-Северо-Кызылойская; 32-Жетыйская; 33-Карабаская; 34-Хазерская; 35-Альмамбетская; 36-Батырская; 37-Чикулукская; 38-Коскатынская; 39-Алтайсорская; 40-Чурукская; 41-Турлыбайская; 42-Кулькудукская; 43-Западно-Теренгкудукская; 44-Теренгкудукская; 45-Байтерекская; 46-Сайгирская; 47-Центрально-Харойская; 48-Восточно-Харойская; 49-Сарытекизская; 50-Кабанбайская; 51-Шольтауская; 52-Самская; 53-Бейнеуская; 54-Коктепинская; 55-Каратюлейская; 56-Южно-Челуранская; 57-Северо-Челуранская; 58-Аманжольская; 59-Западно-Аманжольская; 60-Орлиная группа: 61-Бегешская; 62-Каменная; 63-Теренская; 64-Северо-Теренская; 65-Тенкинская; 66-Тасурпинниская; 67-Мурынсорская; 68-Каракудукская; 69-Арстановская; 70-Восточно-Арстановская; 71-Уялинская; 72-Худайназарская; 73-Западно-Каратюлейская; 74-Астауойская; 75-Западно-Астауойская; 76-Ирдалинская; 77-Киндыктинская ; 78-Чортайская; 79-Айтузская; 80-; 81-Бакушская; 82-Тулеская; 83-Айжанкоская; 84-Акмайказганская; 85-Куанышская; 86-Восточно-Куанышская; 87-Восточно-Каракудукская; 88-Аджибайская; 89-Северо-Алпыбекская; 90-Аламбекская; 91- Приозерная; 92-Коскалинская; 93-Курлукская; 94-Сарытакырская; 95-Южно-Яркимбайская; 96- Токубайская; 97-Тумсыкская; 98-Кырынская; 99-Кызанская; 100-Тасбаская; 101-Жаманорпинская; 102-Бурышинская; 103-Каражанбаская; 104-Жуманская; 105-Долгинецкая; 106-Северо-Долгинецкая; 107-Жузбайская; 108-Ащисорская; 109-Бесбулакская; 110-Манатинская; 111-Кискудукская; 112-Шанайская; 113-Кошакская; 114-Восточно-Акмуланская; 115- Акмуланская; 116-Торлунская; 117-Каратамская; 118-Кусайникская; 119-Кетыкская; 120-Тюбеджикская; 121-Огюзская; 122-Тузбаирская; 123-Северо-Кзыладырская; 124-Сенгиркумская; 125-Акпанская; 126-Огландинская; 127-Сазская; 128-Тышканкумская; 129-Кызылсуинская; 130-Тумгачинская; 131-Кунабайская; 132-Белясеньская; 133-Саройская; 134-Северо-Кансуйская--; 135-Южно-Кансуйская; 136-Саксорская; 137-Кызылсайская; 138-Чонкальская; 139-Каройская; 140-Кумжольская</p>	<p>141-Жусалинская; 142-Кыздыкойская; 143-Кыртыхойская; 144-Караманисская; 145-Табынская; 146-Самтырская; 147-Акориинская; 148-Ащисайская; 149-Карашекская; 150-Северо-Айтманашинская; 151-Айтманашинской; 152-Шакпакская; 153-Сауринская; 154-Жоласканская; 155-Дунгинская; 156-Еспелисайская; 157-Коюлусская; 158-Караманатинская; 159-Беке; 160-Карасязь-Таспаская; 161-Соккорская; 162-Шолумская; 163-Шалабайская; 164-Сенская; 165-Мухтарская; 166-Акмечетская; 167-Кохбахтинская; 168-Карамолдинская; 169-Аксаймакская; 170-Айбугирская; 171-Центрально-Сарыкамышская; 172-Южно-Шорджинская; 173-Уринская; 174-Шорджинская; 175-Конырская; 176-Четагашская; 177-Утежанская; 178-Северо-Кожантайская; 179-Хоскудукская; 180-Тасоюкская; 181- Баскуманская; 182-Аратинская; 183-Атамбайская; 184-Северо-Атамбайская; 185-Алатюбинская; 186-Жулдузская; 187-Жанаорпинская; 188-Тарлинская; 189-Жагинская; 190-Оймашинская; 191-Песчаномысская; 192-Караманская; 193-Северо-Западно-Жетыбайская; 194-Западно-Жетыбайская; 195-Жетыбайская; 196-Восточно-Жетыбайская; 197-Енортинская; 198-Тенгинская; 199-Чукуркойская; 200-Южно-Жетыбайская; 201-Актаская; 202-Тасбулатская; 203-Южно-Карасязь-Таспаская; 204-Жалганойская; 205-Туркменойская; 206-Асарская; 207-Карамандыбаская; 208-Узеньская; 209-Кокумбайская; 210-Куландинская; 211-Северо-Ракушечная; 212-Байрамская; 213-Кзыладырская; 214-Курганбайская; 215-Саргульская; 216-Жазгурлинская; 217-Северо-Каундинская; 218-Карабарахтинская; 219-Каундинская; 220-Сырошокинская; 221-Шанжольская; 222-Южно-Шанжольская; 223-Акбасайская; 224-Карасайская; 225-Северо-Чагалосорская; 226-Чагалосорская; 227-Титонская; 228-Базатская; 229-Южно-Аксуинская; 230-Кендерлинская; 231-Темирбабинская; 232-Аламурынская; 233-Западно-Чолпанская; 234-Бирбаская; 235-Далеская; 236-Южно-Аламурынская; 237-Колкинская; 238-Гасанская; 239-Колониязская; 240-Байлетдинская; 241-Северо-Бережинская; 242-Биринжикская; 243-Аксаксаульская; 244-Сонгинская; 245-Дошкалинская; 246-Западно-Тасоюкская; 247-Сайгачья; 248-Куландатская; 249-Кумсебинерская; 250-Кожангайская; 251-Южно-Тасоюкская; 252-Западно-Шахнахтинская; 253-Шахнахтинская; 254-Карауданская; 255-Северо-Ассиксауданская; 256-Коссорская; 257-Восточно-Ассиксауданская; 258-Терешковская; 259-Душамская; 260-Николаевская; 261-Ассакеауданская; 262-Узункуинская; 263-Батнакская; 264-Акчалакская; 265-Джангизащинская; 266-Ходжинская; 267-Агинышская; 268-Западно-Курганская; 269-Курганская; 270-Дюзьерская; 271-Пурумгурская; 272-Койкырланская; 273-Тарынканирская; 274-Морская Песчаномысская; 275-Морская Ракушечная; 276-Морская Кендерлинская; 277-Карагинская; 278-Шаудырская; 279-Тущекудукская; 280-Южно-Матайкумская.</p>
--	---

Рис. 8. Схема тектонического районирования Мангышлака и Устюрта

I. ГЕОЛОГИЯ

Южная часть провинции (Юж. Мангистауская синеклиза) осложнена, как и северная рядом структура II и III порядков. Здесь следует выделить такие валообразные поднятия, как Беке-Башкудукское, Танашинское, Карашекское, Музбельское, Биринжикское, Туаркырское и Аганьшское, а из ступеней: Жетыбай-Узеньская (основная нефтегазоносная), Шахпахтинская (газоносная) и Кендерлинская (газоносная).

Кроме того, рассматриваемая территория, на юге осложнена крупным Карабогазским сводом, а Песчаномыско-Ракушечный свод, совместно с Кендырлинской ступенью, ограничивают южный борт Жазгурлинского прогиба, который на западе, через Карагиинскую седловину, граничит с Сегендыкским прогибом, а на юго-востоке (через Карынжарыкскую седловину) - Ушкудукским прогибом. Асакеауданский прогиб на севере граничит с Шахпахтинской ступенью, а на юго-западе (через Беренжикский вал) - Ушкудукским прогибом.

Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень, где на осложняющих её структурах (Узень, Жетыбай и др.) были открыты крупные месторождения нефти и газа, характеризуется отчетливо выращенной линейностью в расположении локальных складок, приуроченных к трем антиклинальным линиям субширотного простирания, которые ступенчато погружаются в южном направлении.

Северная Узень-Карамандыбасская антиклинальная линия имеет длину более 80 км и ширину около 10-12 км. Она занимает наиболее высокое гипсометрическое положение (-1300 м), относительно Жетыбайской (-1600 м) и Тасбулатской (-1700 м) антиклинальных линий, и осложнена Узень-Карамандыбасской, Туркменойской, Асарской, Шалвинской, Айрантакырской и другими структурами.

Центральная Жетыбайская антиклинальная линия протягивается на более 80 км, при ширине около 10 км, и характеризуется низким гипсометрическим уровнем (-1600 м). Глубина погружения осложняющих её антиклиналей, по отношению к соседней (Узеньской) антиклинальной линии, колеблется в пределах 400-350 м (по кровле Ю-I горизонта). Все локальные структуры (С-3 Жетыбай, Зап. Жетыбай, Жетыбай, Бектурлы и Восточный Жетыбай) рассматриваемой линии кулисообразно расположены относительно друг друга, с постепенным погружением шарниров складок в общем северо-западном направлении.

Южная Южно-Жетыбай-Тасбулатская антиклинальная линия прослеживается в субширотном простирании на 50 км, при ширине 10 км, вдоль южной границы Жетыбай-Узеньской тектонической ступени в субширотном направлении. Эта антиклинальная линия осложнена (с запада на восток) Южно-Жетыбайской, Актасской, Тасбулатской и Тенгинской брахиантиклиналями. Разница в глубинах залегания последних (по кровле горизонта Ю-I), по отношению к структурам Центральной антиклинальной линии, колеблется в пределах 150-200 м.

I. ГЕОЛОГИЯ

Кендырлинская тектоническая ступень располагается между Жазгурлинским прогибом и Карабогазским сводом. Она осложнена Карауданским валом и Темирбабинской синклиналью, южный борт которой служит границей между ступенью и Карабогазским сводом.

Карауданский вал своей основной частью прослеживается в субширотном направлении по акватории Каспия вдоль береговой части Песчаномысско-Ракушечного свода. В морской части она осложнена рядом структур, прослеженных в пределах суши этого свода.

Восточная периклиналь Кардауанского вала, которая прослеживается в пределах суши, осложнена Аксу-Кендырлинской, Кендырлинской и Чолпанской брахиантиклиналиями, а его флексура – Южно-Аксуйской, Каясанской и Аламурынской складками.

Карабогазский свод (Каракумская антиклиз) имеет неправильную, несколько вытянутую с юго-востока на северо-запад, округлую форму и располагается на юго-западе региона. Свод имеет длину 280 м и ширину 160-170 м. Амплитуда поднятия, по отношению к Жазгурлинскому прогибу, составляет примерно 1000 м. В сводовой части под аптскими отложениями на глубине 1000-1200 м залегают граниты девон-нижнекаменноугольного возраста. Основная часть свода занята Карабогазским заливом, а в пределах северного склона суши Карабогазского свода выделяют несколько локальных структур: Далеская, Тамдынская, Шукурчинская, Букбашская, Бирбасская и Южно-Аламурынская.

Центрально - Мангышлакская и Центрально-Устюртская мегаантиклизы расположены относительно друг друга кулисообразно и разделены Бузачинским прогибом. В строении Центрально-Мангышлакской антиклизы участвуют Тусбаирский, Каратауский и Тюбеджикский валы (на суше), а в строении Центрально-Устюртской антиклизы участвуют Карабаурский, Айбугирский и другие валы.

Бузачинский свод осложнен рядом валообразных поднятий субширотного простирания. Основными из них являются (с севера на юг): Каламкас-Каратурунский, Каражанбас-Акорпинский, Жузбайский и Кошакский валы. С севера-востока свод ограничивается Северо-Бузачинским, а с юго-запада Южно-Бузачинским прогибами. Кроме того, эти прогибы ограничиваются Токумбайским валом, прослеживающегося в юго-восточном направлении, в сторону Карабаурского вала Центрально-Мангышлакской мегаантиклизы.

Нефтегазоносность

В пределах Мангышлак-Устюртской дислокации выделена одноименная нефтегазоносная область, где установлены следующие нефтегазоносные зоны: 1. Жетыбай-Узеньская; 2. Песчаномысско-Ракушечная; 3. Бузачинская, Северо-Устюртская и др. Основной из которых является Жетыбай-Узеньская, где в 1961 году, на структурах Жетыбай и Узень была установлена промышленная нефтегазоносность юрских терригенных отложений, а в последующем - промышленная

I. ГЕОЛОГИЯ

нефтегазоносность триасовых отложений на структурах Юж. Жетыбай, Тасбулат, Зап.Тенге и др.

Наиболее широким диапазоном нефтегазоносности рассматриваемой зоны обладают породы юрского возраста, в которых выделяются нижнеюрский, ааленский, байосский, батский и келловейский (ср. юра) нефтегазоносные комплексы, а в триасе - нижнетриасовые (оленекский ярус) карбонатные и верхнетриасовые терригенные.

В пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны промышленная нефтегазоносность установлена в карбонатных отложениях нижнего триаса (пл. Сев.-Ракушечная, Оймаша), а из коры выветривание гранитного штока палеозоя был получен промышленный приток нефти (пл. Оймаша). Кроме того, на этой площади так же была установлена промышленная нефтегазоносность осадочных палеозойских отложений (скв. 20, Оймаша).

По Бузачинской зоне промышленная нефтегазоносность была установлена в терригенных отложениях юры и нижнего мела на структурах Каражанбас, Каламкас, Сев. Бузачи и др. Впервые на месторождении Каламкас в юрских отложениях были установлены стратиграфические залежи нефти и газа на крыльях и периклинальных частях структуры, которые перекрываются отложениями неокома (И. Муратов, К. Боранбаев, 1979 г).

В южной части Арыстановского вала, в конце 60-х годов прошлого столетия, были открыты месторождения Арыстановское и Каракудукское. Нефтегазовые залежи связаны с терригенными отложениями средней юры, из них 11 залежей установлены на Арыстановском, а 9 - на Каркудукском месторождениях.

В пределах Тюбеджикского вала, в 1981 году, были открыты два месторождения нефти - Тюбеджикское и Жангуршинское.

На Тюбеджикском месторождении залежи нефти установлены в двух горизонтах: одна в отложениях готерива, а другая - в отложениях альба. Глубина залегания продуктивных горизонтов 300-400 м. На Жангуршинском месторождении промышленная нефтеносность установлена в отложениях альба (две залежи), апта (одна залежь).

Глубина залегания продуктивных горизонтов 150-350 м.

Нефти обоих месторождений тяжелые, с плотностью до 911 кг/м^3 , вязкие.

Список использованных источников

1. Боранбаев К.Х., Руднев А.Н., Титов Б.И. и др. «К вопросу о строении и условиях формирования триасовых отложений Мангышлака в связи с перспективами их нефтегазоносности». Изв. АН. Каз.ССР. Сер. геол. 1979. №1.
2. Боранбаев К.Х. Перспективы поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Южного Мангистау. Межвузовский сборник «Вопросы геологии

I. ГЕОЛОГИЯ

и металлогении Казахстана» г.Алматы, 1996г. Вопросы корреляции триасовых отложений Южного Мангистау, «Геология Казахстана», №2. Боранбаев К.Х., Джансеитов Н.С., Боранбаев А.К. и др. 2002г.

УДК 622.276.1/4

Кисляков Ю.П., к.г.-м.н. (АО «НИПИнефтегаз»), Кисляков П.Ю. (Европейский банк реконструкции и развития)

Новая технология разработки месторождения с отмыванием и добычей нефти через скважины

В настоящее время в мире, практически, всю нефть добывают через скважины.

Нефть в скважину вытесняют водой под пластовым давлением, поэтому пластовое давление необходимо поддерживать на начальном уровне или на уровне, указанном в применяемой технологии разработки.

В новой технологии – с отмыванием, пластовое давление поддерживают путем закачки водного моющего раствора (далее – рабочий агент – РА) в объект разработки. Количество РА должно быть равным суммарному количеству добытых из залежи нефти, воды, газа, в пластовых условиях.

В новой технологии попеременно отбирают нефть и закачивают РА через одну и ту же скважину. Отбор нефти осуществляют по насосно-компрессорным трубам (НКТ), а закачку РА - через затрубное пространство.

Новую технологию начинают с отбора нефти, затем закачивают РА и в такой последовательности продолжают работать до полного отмывания нефти в объекте разработки. Продолжительность периодов отбора нефти и закачки РА определяют расчетным путем.

В описываемой технологии применяют определенные химические реагенты для приготовления РА. Химический реагент в воде улучшает отмывание (солубилизацию) нефти от горной породы (коллектора нефти). Время (период) солубилизации определяют опытным путем – в лаборатории и на нефтепромысле. Отмытую нефть вытесняют в скважину водой под пластовым давлением и поднимают на поверхность.

В новой технологии отделение нефти от горной породы (коллектора нефти) или очистку горной породы от нефти осуществляют по аналогии с тем, как очищают от нефти и нефтепродуктов железнодорожные цистерны, резервуары, трубопроводы и т.д. [1] Очевидно, что очищать горную породу (коллектор нефти) можно на любой стадии разработки месторождения, закачивая (нагнетая) РА через добывающие скважины в объект разработки и извлекая его обратно на поверхность, вместе с отмытой нефтью.

Учитывая великое множество нефтяных месторождений, отличающихся по своим геолого-физическим характеристикам, системам и стадиям разработки, технологию разрабатывают для определенного (конкретного) месторождения или для определенной группы аналогичных месторождений. Технологию разрабатывают аналитически лабораторно, испытывают на нефтепромысле, составляют нормативно-технический документ (НТД) для внутреннего промышленного применения.

II. РАЗРАБОТКА

1. РАЗРАБОТКА НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

1.1 Лабораторные исследования

1. Изыскания соответствующих химреагентов для приготовления РА или синтез химреагента.
2. Изучение динамики капиллярной пропитки РА керн из объекта разработки, месторождения, на котором запроектировали применение технологии.
3. Исследование способов интенсификации капиллярной пропитки керн.
4. Исследование состава и свойств РА, а именно:
 - определение удельного веса, вязкости, стабильности, вспенивания, при давлении и температуре, в условиях промышленного использования на нефтяном месторождении;
 - разработанный РА должен обладать физико-химическими свойствами, способствующими эффективному отмыванию нефти от горной породы и не должен ухудшать фильтрационных характеристик продуктивного пласта;
 - РА не должен негативно влиять на технологические процессы добычи, транспортировки, подготовки, переработки добываемой нефти и негативно влиять на окружающую среду;
 - РА должен обладать свойствами для многократного циклического использования (минимально 30 циклов) и температурной стойкостью.
5. Определение категории токсичности РА.
6. Разработка правил безопасности при работе с РА.
7. Определение давления нагнетания РА в залежь на устье и забое добывающей скважины, в т.ч. давления гидроразрыва пласта (объекта разработки).
8. Определение оптимального объема нагнетаемого РА в залежь в одном цикле.
9. Определение времени реагирования – отмывания нефти РА.
10. Исследование свойств и состава нефтяной жидкости, добываемой через скважину, после нагнетания РА в залежь и реагирования, что предполагает:
 - определение содержания нефти, газа, воды, моющего вещества в нефти и в воде;
 - определение удельного веса, вязкости, стабильности, эмульгирования, вспенивания при давлении и температуре, при добыче через скважину, транспортировке по нефтесборному трубопроводу.
11. Подготовка нефти и газа, добытых через скважину, доведение состава и свойств до товарных кондиций.

II. РАЗРАБОТКА

12. Подготовка кондиционного РА с использованием воды, добытой через скважину.
13. Определение критериев, ограничивающих продолжение применения технологии.
14. Разработка правил безопасности при работе с нефтяной жидкостью, добытой через скважину.
15. Рекомендуемые, промышленно применяемые, установки, агрегаты, насосы, материалы, трубопроводы, печи, смесители и т.п., для проведения промысловых испытаний и промышленной добычи нефти с применением новой технологии.
16. Технологические схемы подготовки нефти, газа, РА.
17. Разработка математической модели процесса отмыwania нефти от горной породы.
18. Оптимизирование на математической модели технологических параметров отмыwania нефти от горной породы и вытеснения ее в скважину (тип и концентрация рабочего агента, объем закачки, время выдержки, отбора и т.п.).
19. Разработка технологии для применения на определенном месторождении.
20. Разработка проекта НТД на промышленное применение технологии.

1.2 Программа нефтепромысловых испытаний новой технологии

1.2.1 Объект нефтепромысловых испытаний.

1. Краткая геолого-физическая характеристика нефтяного месторождения, краткая характеристика системы разработки, краткий анализ разработки по состоянию на дату начала проведения нефтепромысловых испытаний.

2. Выбор, наиболее представительной пробуренной или проектной, добывающей скважины для проведения нефтепромысловых испытаний, со средней геолого-физической характеристикой и средними показателями технологического режима работы.

3. Анализ бурения (строительства), эксплуатации скважины. Заключение о техническом состоянии скважины. Скважина должна быть технически исправна – тампонаж качественный, эксплуатационная колонна герметичная и прошоблонирована до искусственного забоя. Указывают удельные извлекаемые запасы скважины и степень выработки запасов.

В случае выбора проектной скважины для бурения, необходимо отобрать керн для уточнения состава, свойств продуктивного пласта и РА.

1.2.2 Подготовительные работы

1. Скважину оборудуют штанговым винтовым насосом с производительностью, позволяющей эксплуатировать ее с потенциальным дебитом.

II. РАЗРАБОТКА

2. Скважину оборудуют средствами непрерывного замера дебита нефти, попутной воды, растворенного газа, забойного устьевого давления, температуры добываемой нефти.

3. Скважину соединяют с пунктом сбора нефти надежным трубопроводом.

4. Устье скважины обвязывают для закачки РА в затрубное пространство.

5. Скважину оборудуют средствами непрерывного замера: расхода РА, давления, температуры на устье, забое, при закачке РА в объект разработки.

6. На скважине подготавливают установку, агрегаты, коммуникации, реагенты, воду и подготавливают необходимый объем РА, для закачки в скважину.

7. Все подготовительные работы осуществляют в соответствии с действующими на нефтепромысле нормативно-техническими документами.

1.2.3 Нефтепромысловые испытания

1. Скважину эксплуатируют с потенциальным дебитом в течение 25 суток.

2. При эксплуатации скважин, непрерывно измеряют дебит нефти, попутной воды, растворенного газа, давление, температуру на устье, забое.

3. Закачивают в объект разработки, через затрубное пространство скважины, объем РА, равный объему флюида, отобранного в течение 25 суток эксплуатации в пластовых условиях.

4. Давление закачки РА не должно быть больше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

5. Простой (остановка) скважины на период реагирования – отмывания нефти РА от горной породы.

6. Ввод скважины в эксплуатацию с потенциальным дебитом в течение 25 суток.

7. При эксплуатации скважины непрерывно измеряют дебит нефти, попутной воды, растворенного газа, давление, температуру на устье, забое, определяют содержание химпродукта в добываемой нефти и воде.

8. Добытую нефть и газ подготавливают, доводят до товарных кондиций, сдают потребителю.

9. Одновременно с эксплуатацией скважины, подготавливают РА, в объеме равном объему добытого флюида в пластовых условиях, используя попутно добытую воду для очередной закачки в объект разработки.

10. После окончания эксплуатации, закачивают подготовленный объем РА в объект разработки через затрубное пространство скважины, под давлением, не больше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

11. Простой (остановка) скважины на период реагирования – отмывания нефти РА от горной породы.

12. Дальнейшие нефтепромысловые испытания повторяют по пунктам 6, 7, 8, 9, 10, 11 - дважды.

II. РАЗРАБОТКА

13. Работы, проводимые по пунктам 6-11, в целом, обозначают, как рабочий цикл (далее - РЦ).

14. Промысловые испытания проводят не менее, чем на трех РЦ.

15. Все работы, при проведении промысловых испытаний, проводят в соответствии с действующими на нефтепромысле нормативно техническими документами.

16. Мониторинг промысловых испытаний проводит комиссия по предварительным испытаниям, которую назначает недропользователь.

17. Результаты мониторинга комиссия по предварительным испытаниям оформляет протоколом и актом, в которых указывает на недостатки и предлагает дополнения.

18. Для устранения недостатков и внесения дополнений, проводят дополнительные промысловые испытания, по дополнению к программе промысловых испытаний.

19. Мониторинг дополнительных испытаний проводит приемочная комиссия, которую назначает недропользователь.

20. Результат мониторинга приемочная комиссия оформляет протоколом и актом, с заключением о промышленной пригодности технологии на подопытном месторождении.

21. По результатам промысловых испытаний, корректируют проект НТД на промышленное применение технологии на подопытном месторождении.

2. ОСОБЕННОСТИ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

2.1 Использование одних и тех же скважин для добычи нефти и закачки водного моющего раствора (РА).

2.2 Заводнение осуществляют через все скважины на месторождении, обуславливая максимально возможный охват воздействием продуктивных коллекторов.

3. ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

3.1 Краткая характеристика месторождения

В качестве примера, рассмотрим вариант разработки нефтяного месторождения с применением новой технологии.

Месторождение приурочено к пологой широтной антиклинали с размерами 8х2,5 км.

Начальное пластовое давление – 5 МПа. Пластовая температура 27⁰С. Плотность нефти 0,94 г/см³. Содержание парафина в нефти не более 2%. Содержание смол и асфальтенов – 28-30%. Температура застывания нефти - 12...-15⁰С. Вязкость нефти в пластовых условиях – 600-1000 мПа·с. Содержание газа в пластовой нефти – 1-9 м³/т. Давление насыщения нефти газом – 0,38-1,25 МПа.

II. РАЗРАБОТКА

1. Поддержание пластового давления с начала разработки путем закачки горячей воды, с температурой 90⁰С.
2. Коэффициент извлечения нефти (КИН) 0,3.

3.2 Характеристика варианта разработки по новой технологии

1. Расположение скважин по квадратной сетке, с расстоянием между скважинами 150 м.
2. Среднее пластовое давление, в процессе разработки, на уровне начального.
3. Поддержание пластового давления, на уровне начального, путем закачки РА, в равных объемах отбору, в пластовых условиях.
4. Фонд добывающих скважин -179.
5. Количество добывающих скважин для бурения -160.
6. Фонд скважин с начала разработки -181.
7. Период разработки с 2008 по 2056 гг.
8. КИН – 0,69.
9. Проектная добыча нефти – 270000 т/год.
10. Максимально постоянная добыча жидкости – 360000 т/год.
11. Проектная закачка РА – 384000 м³/год.

Из сравнения проектных показателей, вышеприведенных вариантов разработки, следует, что, в варианте с новой технологией, количество добывающих скважин на 42% больше, чем в реализуемом, а нагнетающих скважин больше 4,81 раза, при одном и том же количестве скважин с начала разработки (181).

Более интенсивное использование скважин и более интенсивное воздействие на залежь, создают условия для увеличения годовой добычи нефти в 1,5 раза, а – КИН в 2,3 раза, в варианте с новой технологией.

Преимущества технологических показателей варианта с новой технологией, над показателями реализуемого варианта, создают условия для достижения существенных преимуществ экономических показателей.

В таблице приведено сравнение интегральных экономических показателей реализуемого варианта разработки и варианта с новой технологией, показывающие существенно лучшие показатели в пользу предлагаемого варианта.

Таблица. Сравнение интегральных экономических показателей варианта с новой технологией к показателям реализуемого

Наименование показателей	Отношение интегральных экономических показателей за весь период разработки в варианте с новой технологией к показателям реализуемого варианта
1. Суммарная выручка от реализации товарной продукции	2,6

II. РАЗРАБОТКА

2. Средние общие затраты на одну тонну нефти	0,56
3. Удельные капитальные вложения	0,42
4. Потребность в заемных средствах	0,61
5. Налогооблагаемая балансовая прибыль	5,9
6. Налог на сверхприбыль	6,3
7. Срок окупаемости	0,33
8. Накопленная чистая прибыль	6,7
9. Суммарные выплаты государству в виде налогов	4,1

Выводы

Применение новой технологии разработки месторождения, с отмыванием и добычей нефти через скважины, создает условия для увеличения КИН в 2 раза, по сравнению с КИН, при разработке нефтяного месторождения с поддержанием пластового давления, путем закачки воды через нагнетательные скважины, что равноценно открытию нового аналогичного месторождения.

Список использованных источников

1. Половцев С.В., Осипов Ю.Г., Керножицкая С.А., Балашев А.Л., Тарасенко С.П. Универсальное моющее средство ЦИТОМ. «Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний», Москва, №5, 2004, с.10.

УДК 622.276.6

*Кисляков Ю.П., к.г.-м.н.(АО «НИПИнефтегаз»),
Кисляков Е.А.(АО «НИПИнефтегаз»)*

Способ воздействия имплозией на продуктивный объект через скважину

Цель способа - увеличение проницаемости продуктивного объекта в призабойной зоне скважины любого назначения.

Способ применяют в процессе освоения скважины, после бурения, и в процессе эксплуатации, на технически исправных скважинах, т.е. с герметичной эксплуатационной колонной, качественным тампонажем, соблюдая требования действующих на производстве нормативно-технических документов.

Подготовительные работы заключаются в следующем. Изначально проводят испытание скважины на герметичность, давлением и понижением уровня.

II. РАЗРАБОТКА

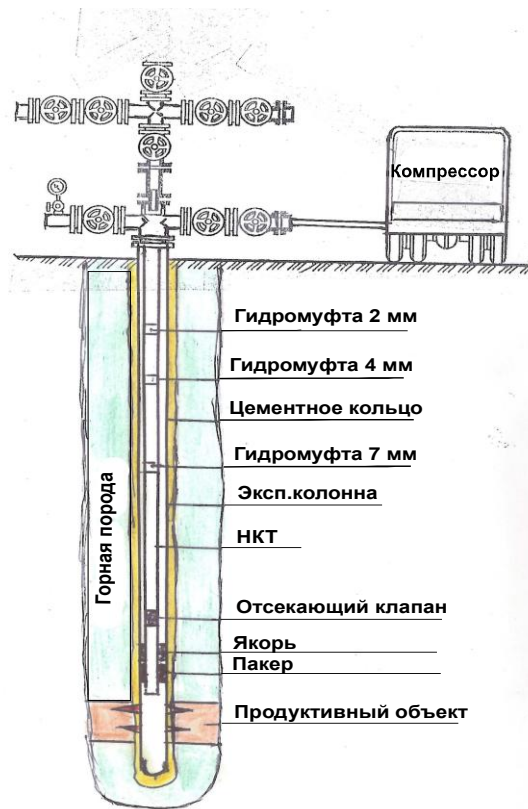


Схема скважины для имплозии

Рис. Схема скважины для имплозии

Затем, как на рисунке, производят установку неподвижного пакера с якорем, на расстоянии, не более 10 м, выше продуктивного объекта, на насосно-компрессорных трубах (НКТ), с тремя гидромуфтами, с круглыми отверстиями диаметром 2; 4 и 7 мм, на глубине 400, 600, 1000 м от устья, соответственно, с отсекающим клапаном, в первой трубе от пакера, отделяющего надпакерную часть скважины от подпакерной. Клапан открывается, при заданном перепаде давления между частями скважины, соединяя их, и закрывается, при выравнивании давления между частями скважины, вновь отделяя их.

Далее выполняют установку устьевого, герметичной арматуры, закрепленной болтами, соответствующей прочности, к колонной головке, и установку выкидных линий, на арматуре и затрубном пространстве.

Установка якоря и закрепление арматуры болтами, соответствующей прочности, необходимо осуществлять для предотвращения выталкивания НКТ из скважины подпакерным давлением.

Проведение имплозии осуществляется следующим образом.

Через затрубное пространство, гидромуфты в НКТ и выкидную линию на устьевой арматуре, освобождают надпакерную часть скважины от заполняющей ее жидкости, путем нагнетания воздуха или азота, компрессором или бустерной установкой, в затрубное пространство, до уровня, который был при испытании скважины на герметичность. По мере снижения уровня, в скважине, перепад давления, между подпакерной частью

II. РАЗРАБОТКА

скважины и надпакерной, увеличивается и, при достижении заданного значения, клапан, установленный в первой от пакера НКТ, открывается, подпакерная часть скважины соединяется с надпакерной, происходит внутренний гидравлический взрыв.

Подпакерный флюид и флюид из продуктивного объекта, с возможными наполнителями (нефть, мехпримеси), заполняют надпакерную часть скважины, объем которой может достигать 10 и более м³, что больше, чем в аналогичных способах [3-8], в несколько раз.

Когда давление в подпакерной и в надпакерной части скважины выравнивается, отсекающий клапан закрывается.

При гидравлическом взрыве, происходит очистка фильтрационных каналов, в объекте разработки, от привнесенных продуктов при бурении и эксплуатации скважины, а также, возможно появление фильтрационных микротрещин в объекте разработки. Все это, несомненно, увеличит проницаемость объекта разработки в призабойной зоне скважины.

Скважину промывают до чистой (прозрачной) технической воды, применяя обратную промывку, т.е. нагнетают воду в затрубное пространство и изливают через НКТ на устье. При необходимости, применяют и прямую промывку водой, т.е. нагнетают воду через НКТ, а изливают через затрубное пространство на устье.

Гидравлический взрыв повторяют до получения притока чистого пластового флюида из продуктивного объекта.

После получения притока чистого пластового флюида из продуктивного объекта, скважину вводят в эксплуатацию, применяя проектный способ или способ, который был до воздействия имплозией, на прежнем технологическом режиме работы, для определения эффективности воздействия.

Все технологические операции и работы осуществляют с соблюдением правил техники безопасности и охраны труда, в соответствии с требованиями нормативно-технических документов, действующих на используемой территории.

Предлагаемый способ, является теоретически обоснованным, его необходимо испытать на производстве и, при положительных результатах, составить соответствующий нормативно-технический документ.

Список использованных источников

1. Гуторов А.Ю. «Возможности применения термо-имплозионного воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений». «Нефтепромысловое дело», 4/2013, стр.8-11.
2. Бурьян Ю.А., Сорокин В.Н. «О возможности использования имплозионных генераторов в наклонных и горизонтальных скважинах» ГЖИ. Серия «Техника, технология и экономика бурения нефтегазовых скважин», стр.9-13.

II. РАЗРАБОТКА

3. Салихов И.М., Нуретдинов Я.К. и др. «Способ увеличения продуктивности скважины» Заявка: 2002134992/03200213499/03, 25.12.2002. Опубликовано: 10.03.2004. Патент –RU 2225504С1. МПК E21B43/18.
4. Баидин А.В., Новоселов Н.И. и др. «Способ обработки призабойной зоны продуктивного пласта скважин». Заявка: 2004120000/03, 30.06.2004. Опубликовано: 10.03.2006. Патент-RU 2271443С1. МПК E21B43/24 (2006.01) E21B 43/18 (2006.01).
5. Грубов А.И., Хусаинов Р.М. и др. «Устройство для очистки скважин методом имплозии» Заявка: 96103965/03. Опубликовано: 10.08.1997. Патент-RU 2086753 МПК E21B37/00.
6. Совпель В.В., Гринберг П.Б., Киевский А.В., «Имплозионный гидрогенератор давления многократного действия». Заявка: 2005135283/03, 14.11.2005. Опубликовано: 10.12.2006. Патент – RU-2303691 С2 E21B37/00. F16F5/00.
7. Иванников В.И., Иванников И.В. «Устройство для обработки пластов методом имплозии». Заявка: 2600109506/03, 18.04.2000. Опубликовано: 10.08.2004. Патент-RU-2233977С2 МПК E21B 43/25, E21B37/00.
8. Ежов В.А. «Устройство для повышения продуктивности пласта методом имплозии». Патент-RU-2039221 С1 E21B 43/18, 43/25. Авторское свидетельство СССР №369247. МКП E21B 43/18, 1967.

УДК 622.241.83

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

Способ определения пластового и забойного давления в водонагнетательных скважинах без пакера

При разработке нефтяных месторождений, замеры пластового и забойного давления в водонагнетательных скважинах, осуществляют для мониторинга соответствия их, технологически необходимым или проектным, значениям.

Через скважины нагнетают воду в нефтяные залежи для поддержания давления и вытеснения нефти в добывающие скважины.

Обычно, воду нагнетают по насосно-компрессорным трубам, не отделяя затрубное пространство от трубного.

При такой конструкции, как на рисунке, в работающей скважине, затрубное и трубное пространство заполнено водой, находящейся под давлением.

II. РАЗРАБОТКА

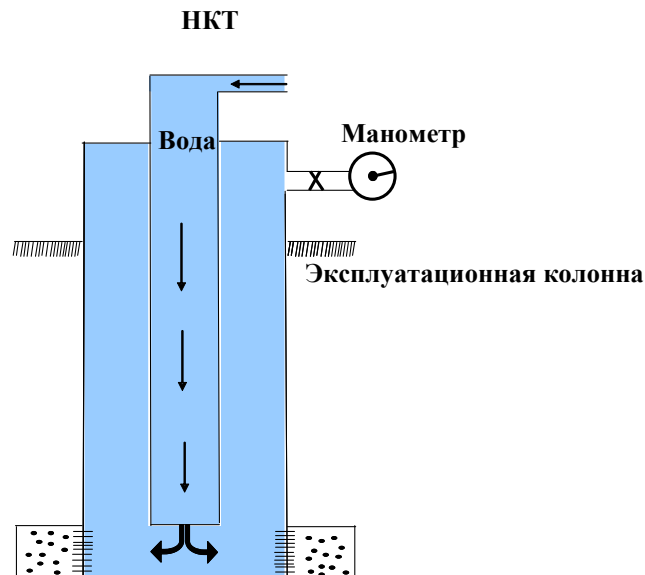


Рис. Схема водонагнетательной скважины

В работающей скважине, вода в насосно-компрессорных трубах течет – движется и поглощается нефтяной залежью. Вода в затрубном пространстве неподвижна, не считая конвекции.

Очевидно, что при этих условиях, забойное давление складывается из гидростатического давления в затрубном пространстве и затрубного давления на устье скважины -

$$P_{\text{забойное}} = P_{\text{гидростатическое}} + P_{\text{затрубное}}, \quad \text{где,} \quad (1)$$

$P_{\text{забойное}}$ – забойное давление в водонагнетательной скважине на глубине кровли залежи или на середине интервала между кровлей и подошвой нефтяной залежи, МПа;

$P_{\text{гидростатическое}}$ – давление столба воды от устья скважины до кровли залежи или середины интервала между кровлей и подошвой нефтяной залежи, МПа;

$P_{\text{затрубное}}$ – давление на устье скважины в затрубном пространстве, МПа.

Гидростатическое давление определяют по формуле:

$$P_{\text{гидростатическое}} = \frac{H \cdot \gamma}{100}, \quad \text{где,} \quad (2)$$

H - расстояние от устья скважины до кровли или середины нефтяной залежи, м;

γ – удельный вес воды в затрубном пространстве, г/см³;

$P_{\text{затрубное}}$ - давление в затрубном пространстве на устье скважины, которое измеряют манометром.

Расстояние, от устья скважины до кровли нефтяной залежи, извлекают из технической характеристики скважины.

Удельный вес измеряют ареометром в пробе воды, взятой из затрубного пространства скважины.

II. РАЗРАБОТКА

Замеры затрубного давления и удельного веса воды осуществляют одновременно, при мониторинге состояния устьевого оборудования скважины.

Способ прошел промысловые испытания на месторождении Узень.

Испытания показали, что расхождение забойного давления, замеренного глубинным манометром, и забойного давления, определенного данным способом, не превышают $\pm 1,5\%$, что вполне приемлемо для использования этих данных в технологических операциях на нефтепромысле.

Пластовое давление замеряют аналогично, после его восстановления.

Список использованных источников

1. Жуков А.И. и др. «Эксплуатация нефтяных месторождений». Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. - Москва, 1954, стр.604.
2. Васильевский В.Н., Петров А.И. «Техника и технология определения параметров скважин и пластов». М.: Недра, 1989, стр.272.

УДК 622.276.1/.4

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

Стратегия дальнейшей разработки нефтегазового месторождения Узень

1. Существующее положение

Используя накопленную, многолетнюю информацию по основным нефтеносным горизонтам XIII, XIV, XV, XVI, XVII, XVIII, была сформулирована, наиболее достоверная, характеристика геолого-физического строения и состояния разработки месторождения Узень на 01.07.2011.

1.1 Геолого-физическое строение

Размеры месторождения, приуроченного к юрской антиклинальной структуре, 9x39 км. На структуре отмечены сравнительно небольшие поднятия: основной свод, Хушурунский, Северо-Западный, Парсумурунский купола, разделенные маслоамплитудными вертикальными сбросами.

Месторождение представляет собой терригенный массив толщиной 450 м, сложенный чередованием 108 нефтенасыщенных пластов полимиктовых песчаников с пластами аргиллита.

Нефтенасыщенные пласты неоднородные по толщине в геологическом разрезе и по площади. Продуктивные коллекторы также представлены мощными песчаными линзами и руслами. Толщина песчаных пластов изменяется от долей метра до 10 и более метров. Толщина песчаников в линзах, иногда, достигает 30 м.

II. РАЗРАБОТКА

Пористость песчаников изменяется от 10 до 27%, проницаемость – от 0,001 до 3 мкм². Наибольшими фильтрационно емкостными свойствами обладают, преимущественно, наиболее толстые пласты.

Песчаники продуктивные полимиктовые, средней крепости. Цемент – глинистый.

Все продуктивные коллекторы гидродинамически связаны через места отсутствия аргиллитовых разделов, между песчаными пластами, и через малоамплитудные тектонические нарушения – сбросы.

Для всех нефтенасыщенных пластов единый водонефтяной контакт, проходящий на абсолютной глубине – 1140 м.

Начальные геологические запасы нефти более 1млрд.т. Нефть черная, тиксотропная. Состав и свойства нефти, практически, одинаковые для всего месторождения. Средний удельный вес дегазированной нефти 0,85 г/см³. Содержание парафина в нефти 23%, смол и асфальтенов 18%. Температура застывания нефти +30⁰С. Температура плавления парафина +58⁰С. Наблюдается некоторое увеличение удельного веса нефти в водонефтяной зоне, за счет увеличения содержания смол, асфальтенов и окисления.

Начальное пластовое давление в кровле массива - 10,4 МПа, в подошве - 12,5 МПа и, практически, равно гидростатическому.

Начальная пластовая температура изменяется от 58 (в кровле массива) до 69⁰С (в подошве массива).

Пластовая температура, в кровле массива, равна температуре плавления парафина, а в подошве больше на 15%. Такое соотношение температур, дает основание утверждать, что при уменьшении забойного давления в добывающих скважинах и пластового давления меньше давления насыщения нефти газом, парафин в пласте выпадать не будет. Об этом свидетельствует то, что в многочисленных образцах керна, отобранного в зонах пластового давления меньше давления насыщения нефти газом, выпавший парафин не наблюдался.

Вязкость пластовой нефти изменяется от 3, 4 до 4,0 мПа·с, в зависимости от пластовой температуры, расположения водонефтяного контакта и газосодержания.

Среднее газосодержание в пластовой нефти 71 м³/т. В попутном газе метана - 78%, сероводорода нет. [1, 2, 3]

1.2 Состояние разработки

В нижеследующей таблице, приведены наиболее характерные показатели разработки.

Таблица. Показатели разработки нефтяного месторождения Узень по состоянию на 01.07.2011 г. (горизонты XIII и XVIII).

№№ п/п	Показатели	Размерность	Величина
1	Начальные геологические запасы нефти	Тыс.т	1054000,0
2	Накопленная добыча нефти	Тыс.т	317297,3
3	Остаточные геологические запасы нефти	Тыс.т	736702,7

II. РАЗРАБОТКА

4	Накопленная добыча жидкости	Тыс.т	842492,7
5	Водный фактор	Частное	1,655
6	Добыча нефти в 1-ом полугодии 2011 г.	Тыс.т	2460,3
7	Обводненность добытой нефти в 1-ом полугодии 2011 г.	%	84,9
8	Накопленная закачка воды	Тыс.м ³	1448505,8
9	Накопленный баланс отбора и закачки	Частное	1,6
10	Количество действующих добывающих скважин	Ед.	3035
11	Количество обводных действующих скважин	Ед.	3013
12	Количество добывающих скважин в освоении	Ед.	7
13	Количество добывающих скважин – под закачку	Ед.	6
14	Количество бездействующих добывающих скважин	Ед.	193
15	Количество ликвидированных добывающих скважин	Ед.	871
16	Количество действующих водонагнетательных скважин	Ед.	836
17	Количество водонагнетательных скважин в освоении	Ед.	1
18	Количество водонагнетательных скважин – под добычу	Ед.	11
19	Количество бездействующих водонагнетательных скважин	Ед.	183
20	Количество ликвидированных водонагнетательных скважин	Ед.	1163
21	Количество контрольных скважин	Ед.	79
22	Количество пробуренных скважин	Ед.	6385
23	Количество пробуренных скважин на 01.07.1996	Ед.	5516
24	Количество скважин пробуренных в период с 01.07.1996 по 01.07.2011	Ед.	869
25	Пластовое давление в XIII горизонте	МПа	10,5
26	Пластовое давление в XVIII горизонте	МПа	12,5

Как видно из таблицы, 736 млн.т остаточных геологических запасов нефти, наиболее вероятно, в процессе разработки, перемешали с водой, которую закачивали в продуктивные пласты по всей площади и толщине массивного месторождения, через внутриконтурные скважины, расположенные в рядах и в очагах. Такой вывод следует из того, что, практически, все действующие добывающие скважины (3035) обводнены, и обводненность добываемой нефти достигает 84,9%. Подтверждает этот вывод также и то, что накопленная закачка воды в 1,6 раза больше отбора жидкости, и то, что воды добыли больше, чем нефти, в 1,655 раза.

Перемешивание нефти с водой происходило из-за недостаточного регулирования отбора нефти и закачки воды, а также из-за перетоков флюида между нефтенасыщенными пластами, через дефектные добывающие и

II. РАЗРАБОТКА

нагнетательные скважины - технически неисправные и скважины, нормативное время эксплуатации (15 лет) которых, закончилось. [4]

Количество скважин, у которых нормативное время эксплуатации закончилось по состоянию на 01.07.1996 - 5516 (в табл. порядковый номер 23). Из этих скважин ликвидировали $871+1163=2034$ скважины (в табл. порядковые номера 15-20). По состоянию на 01.07.2011 эксплуатационный фонд состоит из 4272 скважин, в том числе, 3871 действующих.

В эксплуатационном фонде 869 скважин, которые пробурили в период с 01.07.1996 по 01.07.2011. Следовательно, у 3403 (80%) скважин нормативное время эксплуатации закончилось.

Очевидно, что эти скважины, в первую очередь, подлежат обследованию на пригодность для дальнейшей эксплуатации.

При изучении фонда скважин, главным характеризующим показателем является глубина.

По состоянию на 01.07.2011 пробурили на глубину 1450-1500 м, со вскрытием XVIII горизонта, 102 скважины. Со вскрытием: XVII, XVI, XV, XIV, XIII горизонтов - 411, 931, 1785, 3835, 6385, соответственно.

Из приведенных данных, о вскрытии горизонтов, следует то, что всё массивное месторождение пронизано скважинами от кровли до подошвы.

Большинство этих скважин (86%), пробурили в период с начала разработки по 01.07.1996, и у всех у них кончилось время нормативной эксплуатации. С большой долей уверенности, можно констатировать, что техническое состояние этих скважин, во время разработки, ухудшилось. В процессе разработки выявляли, и продолжают выявлять, многочисленные случаи порывов эксплуатационных колонн, некачественного цементаж, перетоков флюида между продуктивными пластами. Наиболее часто эти дефекты наблюдаются в нагнетательных скважинах, через которые закачивали горячую воду.

Таким образом, в процессе разработки усиливается гидродинамическая связь между нефтенасыщенными пластами и перетоки флюида, в связи с чем, массивное месторождение Узень стало более проницаемым по вертикали, через скважины. В итоге, многолетняя разработка привела к, фактически произвольному, формированию одного массивного объекта разработки, состоящего из 108 нефтенасыщенных пластов.

Очевидно, что на данной стадии разработки, нефть целесообразно добывать одновременно совместно из всех нефтенасыщенных пластов в геологическом разрезе скважины.

2. Дальнейшая разработка – интенсификация

Научно-исследовательскую работу (НИР), по интенсификации разработки, выполнили, исходя из данных о разработке месторождения, накопленных по состоянию на 01.07.2011.

Под интенсификацией подразумевается непрерывное увеличение добычи нефти до максимального потенциального уровня, осуществляемого за счет

II. РАЗРАБОТКА

непрерывного увеличения количества действующих скважин и за счет увеличения их дебита.

Количество действующих скважин увеличивают за счет ввода их в эксплуатацию из бездействия и бурения, и увеличивают – до экономически рентабельной величины.

Дебиты скважин увеличивают за счет перевода их на форсированный режим работы. Перед переводом, пробуренной скважины на форсированный режим работы, проводят соответствующие исследования, ремонт, перфорацию всех нефтенасыщенных пластов, независимо от проектного объекта разработки, для совместной эксплуатации. Затем, в скважину спускают глубинный насос, с производительностью, соответствующей потенциальной продуктивности, вводят в эксплуатацию с максимальным дебитом и, минимально возможным, забойным давлением, независимо от давления насыщения нефти газом.

Пластовое давление поддерживают на начальном уровне, путем нагнетания воды через взаимодействующие скважины.

Новые скважины бурят на глубину, со вскрытием самого нижнего, в разрезе, нефтенасыщенного пласта и перфорируют все нефтенасыщенные пласты в разрезе, независимо от объекта разработки. Новые скважины эксплуатируют на форсированном режиме, так же, как и переходящие – пробуренные.

В добывающих и нагнетательных скважинах, избирательно, доосваивают все неработающие пласты.

Очевидно, что вышеизложенный подход к интенсификации разработки, необходимо испытать на опытном участке.

Список использованных источников

1. Мелик-Пашаев В.С. и другие. Особенности геологического строения нефтяного месторождения Узень. Труды ВНИИ. Выпуск L XIII, М., 1977г., с.230.
2. Мирчинк М.Ф. (редактор) Нефтегазоносность Южного Мангышлака. Сборник докладов., М., «Недра», 1966 г., с.236.
3. Требин Г.Ф. и другие. Изучение температуры насыщения нефти парафином оптическими методами. «НД», №10, 1966г., УДК 622.3231547.21:536.444.001., М., с.27-30.
4. Кисляков Ю.П. О вводе в эксплуатацию водонагнетательных скважин, выходящих из бурения и их рядов на нефтяных месторождениях. «Бурение и нефть», №11, 2011г., М., с.30-33.

УДК 553.98

*Герштанский О.С., д.т.н., Апакаев Ж.А., к.г.-м.н., Дружинина О.Н.
(АО «НИПИнефтегаз»)*

Особенности геологического строения и технологии разработки месторождения Тенгиз

Месторождение Тенгиз является уникальным по геологическому строению и энергетической характеристике продуктивных пластов-коллекторов и гигантским, по величине запасов нефти.

Тенгизская залежь нефти представляет собой единый резервуар, приуроченный к карбонатному массиву верхнедевонско-среднекаменноугольного возраста с размерами 22х23 км по изогипсе -5000 м. Высота залежи составляет около 1500 м.

Роль покрывки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, снизу резервуар, к которому приурочена залежь нефти, ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто-карбонатными) отложениями бассейна.

ВНК принят условно на отметке -5450 м - по подошве интервала, опробованного в скважине Т-10 в девонских отложениях. Следует отметить, что в плане контур залежи определялся не изогипсой раздела нефть-вода, а нижней границей распространения карбонатных пород, проходящей в различных частях карбонатного массива на абсолютных отметках -5000... -5450 м.

В районе скважин Т-47 и Т-6337, ВНК поднимается до отметок, соответственно, -5370 и -5380 м, на основании обнаружения на этих отметках воды, в первом случае, при опробовании, а во втором - при отборе проб МДТ, что рассматривается не как колебания водонефтяного контакта, а наличие на этом уровне изолированных водонасыщенных линз коллекторов. Наличие отдельных линз коллектора, содержащих пластовую воду, хорошо согласуется со сложным характером распространения неоднородных коллекторов в девонской части разреза. Кроме того, при сходстве минерализации и плотности в отдельных анализах воды, она несколько отличаются по составу, содержанию микрокомпонентов, что может свидетельствовать о её изолированности при единстве генезиса, и отсутствии, в настоящее время, связи с напорными водами артезианского бассейна.

По данным сейсмических исследований и пробуренных скважин, в составе продуктивного карбонатного массива выделены три структурно-фациальные зоны: платформенная, края платформы (бортовая) и склоновая. Условия осадконакопления обусловили наличие различных типов коллекторов со значительно изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами, как по площади, так и по вертикали.

II. РАЗРАБОТКА

В пределах платформы развиты, в основном, поровые и каверново-поровые коллекторы, а на краю платформы и склоне – трещинно-каверново-поровые. Для отложений платформы наблюдается уменьшение пористости с глубиной, что, однако, не характерно для отложений склона. Для краевой части платформы наблюдается промежуточное, слабое влияние глубины на пористость. Порода, окаймляющие платформенную часть, имеют малую пористость (4% и меньше), но, благодаря значительной трещиноватости, обладают большей проницаемостью.

В карбонатном массиве стратиграфически выделяется три этажа/объекта: 1-й включает отложения башкирско-серпуховско-окского, 2-й - нижневизейско-турнейского и 3-й - девонского возраста.

В целом, все три стратиграфических объекта (далее СО) образуют единую гидродинамическую систему, что обусловлено отсутствием непроницаемых разделов между ними, за исключением платформенной части, где 1 и 2 стратиграфических объекта разделены «вулкаником» (вулканическими отложениями). Гидродинамическая связь проявляется наиболее интенсивно на краю платформы (прибортовая зона) и на склоновой части нефтяной залежи, представленных трещинно-каверново-поровыми коллекторами, которые позволяют фильтроваться жидкости во всех направлениях и, кроме связи по вертикали (между СО), обеспечивают гидродинамическую связь платформенной части с остальной частью залежи. Об этом свидетельствует характер снижения пластового давления в процессе разработки залежи в разных ее частях: на платформе, на краю платформы и склоне.

Продуктивность скважин тесно связана с типом коллекторов участка: скважины, расположенные на краю платформы, характеризуются максимальной продуктивностью, скважины склона – большей продуктивностью, чем скважины на платформенной части месторождения.

Первый подсчет запасов нефти месторождения Тенгиз выполнен в 1986 г., следующий - в 2002 г. на основе данных бурения 102 скважин и с учетом результатов сейсмоки 3Д [1]. Последний подсчет запасов нефти и газа проведен АО «НИПИнефтегаз» в 2010 г., который принципиально отличался от прежних тем, что на платформенной части запасы нефти были подсчитаны в поровых, порово-трещинных коллекторах и дифференцированно - в поровых, порово-трещинных и трещинных коллекторах - на краю платформы и склоновой части месторождения [2].

Таким образом, уникальность нефтяного месторождения Тенгиз определила его постепенную разведку, поэтапное проектирование и освоение. По мере разбуривания, которое начали с верхней части структуры, и получения новых данных, вначале о геологическом строении верхней части залежи, затем – периферийных участков залежи по площади и разрезу, уточняли представление о геологическом строении нефтяной залежи и методах её разработки.

II. РАЗРАБОТКА

Первый проектный документ был составлен институтом Гипровостокнефть в 1983 г. и предусматривал разработку верхней части залежи (1-й СО) на естественном режиме 140 скважинами по квадратной сетке их размещения 1000x1000 м. При снижении пластового давления до гидростатического (45,1 МПа), предлагалось организовать закачку воды на опытном участке в один элемент. В 1986 году была составлена «Технологическая схема разработки и ТЭО коэффициента извлечения нефти месторождения Тенгиз», для двух объектов: I объект - башкирско-окские отложения, II объект - тульский горизонт и отложения девона. В промышленную эксплуатацию с 1991 г. введен I объект, по II объекту с 95% запасов категории С₂, требовалась доразведка.

С апреля 1993 г. разработку месторождения осуществляет ТОО «Тенгизшевройл».

В 1998 г. была проведена трехмерная сейсмозазведка и многочисленные исследования по изучению геолого-физической характеристики месторождения. В результате анализа и обобщения всего имеющегося геолого-промыслового материала, в том числе результатов бурения 94 скважин, ТШО была построена подробная геологическая, а затем, на ее базе, трехмерная гидродинамическая модель месторождения.

В 1999 г. АО «НИПИнефтегаз» составил и утвердил в ЦКР РК «Проект опытно-промышленной разработки месторождения Тенгиз» [3]. Продуктивная толща месторождения рассматривалась как единая нефтяная залежь массивного типа. Исходя из наличия в подошве I объекта на платформе непроницаемого раздела («вулканика») так же, как в Технологической схеме 1986 г., было выделено два объекта разработки. Разработка месторождения предусматривалась без поддержания пластового давления (ППД).

В 2001 г. было составлено «Дополнение к проекту ОПР» [4], в котором, впервые, была предложена организация опытного участка по закачке газа, с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), и решения проблемы утилизации попутно добываемого газа. (Использование воды для ППД вызывало ряд проблем, связанных с неопределенностью положения ВНК, большим этажом нефтеносности, высокой неоднородностью коллекторов по типам и свойствам, неизученностью механизма заводнения, а также с техническими трудностями реализации процесса закачки воды и борьбы с коррозией оборудования).

Были проведены лабораторные исследования на образцах керна с целью определения смещиваемости вытесняемой нефти газом различного компонентного состава, КИН, затем - исследования на гидродинамической модели. В результате для опытных работ были выбраны нагнетание сначала товарного газа (очищенного от серы), а затем сырого газа. При подготовке к закачке сырого газа (ЗСГ) были проведены широкие исследования по изучению месторождений-аналогов с закачкой газа в пласт.

II. РАЗРАБОТКА

В «Дополнении к ОПР» закачка газа был запроектирована для опытного участка из 7 добывающих и 3 газонагнетательных скважин на платформенной части залежи.

В 2002 г. на базе запасов нефти, утверждённых ГКЗ РК, была составлена Технологическая схема разработки месторождения (далее ТС) [5]. Для промышленной разработки в ТС был запроектирован один объект разработки, объединивший башкирско-серпуховско-окские отложения (1-й СО). Остальная часть месторождения была изучена недостаточно для проектирования разработки.

Данные, полученные в процессе разработки до 2002 г., свидетельствовали о том, что на бортовых и крыльевых зонах залежи с трещиноватыми коллекторами осуществляется переток нефти из нижней части залежи, с более высоким текущим пластовым давлением, в верхнюю, где, в результате отбора нефти, пластовое давление снижено. Таким образом, в пределах I объекта выделялись две самостоятельные зоны с различным типом коллекторов, но гидродинамически сообщающихся подобъекта (платформа и бортовая+крыльевая части), подход к разработке которых будет существенно различаться.

По результатам моделирования было установлено [5], что наиболее эффективным способом выработки запасов нефти нижней части залежи под «вулкаником» с наименьшей продуктивностью, является использование естественной энергии и проводящей способности трещинной бортовой и крыльевой частей залежи. В ТС были предусмотрены создание и сохранение условий для перетоков нефти через скважины на борту и склоне и, таким способом, выработка запасов нижней части залежи (платформенной части 2, 3 СО).

Из рассмотренных 16 вариантов разработки, были выбраны четыре наиболее перспективных варианта, которые были увязаны с конкретными этапами освоения месторождения Тенгиз, и которые включили в себя все, наиболее эффективные, технологии извлечения нефти из недр. По экономическим критериям ЦКР РК был утвержден вариант с применением технологии закачки газа на платформенной части I объекта, а для остальной части залежи - естественный режим (без ППД). Общий фонд - 284 скважины, в том числе - 219 из бурения (265 скважин добывающих и 19 нагнетательных).

Уровни добычи нефти 11-12 млн.т в 2003-2004 гг. исходили из имеющейся мощности систем подготовки нефти и переработки газа; по мере строительства наземных сооружений, в том числе ЗВП, проектный уровень достигнет 29,8 млн.т в 2020 г. Начало закачки газа – 2004 г. на опытном участке с 8 нагнетательными скважинами к 2007 г. Проектный уровень ЗСГ – 7,2 млн.м³/год, фонд нагнетательных скважин – 19 ед.

Для остальной части месторождения (2 и 3 СО) в ТС были предусмотрены мероприятия по доразведке и организации ОПР для перевода запасов нефти в категорию С₁.

II. РАЗРАБОТКА

Месторождение разрабатывали по ТС в течение 11 лет. В процессе реализации ТС, проектные показатели разработки уточнялись, в связи с изменениями сроков ввода завода второго поколения (ЗВП) [6-9]. Первый этап закачки газа, фактически, реализован с ноября 2006 г., второй – с декабря 2007 г.

Итоги реализации процесса ЗСГ и многочисленные исследования по контролю за процессом на участке ЗСГ подтвердили техническую возможность закачки газа в пласт в промышленных масштабах, а также ожидаемую эффективность применения технологии закачки газа. Основные технические (работа компрессоров, техническое состояние скважин) и технологические показатели процесса ЗСГ (приемистость, давление закачки, газовый фактор, компенсация отбора, стабилизация пластового давления и др.), в целом, соответствовали проектным.

На основе утверждённых ГКЗ РК запасов нефти 2010 г. [2], в 2012 г. специалистами АО «НИПИнефтегаз» была составлена «Уточнённая технологическая схема разработки месторождения Тенгиз по состоянию на 01.01.2012» (далее УТС) [10], утверждённая КГиН МИиНТ РК в 2013 г.

К реализации был утверждён вариант разработки, согласно которому, на месторождении Тенгиз выделены два объекта разработки, являющиеся частями единого, гидродинамически связанного, продуктивного коллектора-резервуара. При этом в качестве второго объекта (точнее, участка разработки), выделена низкопродуктивная платформенная часть нижневизейско-турнейских отложений, отделённая от вышележащих башкирско-окских горизонтов непроницаемым слоем «вулканика», которая содержит меньше 5% начальных извлекаемых запасов (НИЗ) месторождения. Остальная часть месторождения - единого, гидродинамически связанного резервуара, содержащая более 95% НИЗ, выделена в первый объект. Выделение объектов разработки основано на геологической модели месторождения, утверждённой ГКЗ РК [2].

Реализуемый в настоящее время вариант разработки месторождения Тенгиз предусматривает:

- продолжение закачки сырого газа в башкирско-окские горизонты на платформе;
- бурение 264 скважин в 2012-2026 гг., в том числе: 203 добывающих (из них 25 наклонно-направленных скважин 2-ого объекта), 15 газонагнетательных и 46 водонагнетательных скважин;
- увеличение мощностей по добыче попутного газа и по ЗСГ в 2018 г.;
- закачку воды с 2026 г.

Текущее состояние разработки месторождения Тенгиз (на 01.01.2014) свидетельствует об эффективности реализуемой системы разработки. Закачка газа достигла 3,0 млрд.м³ в год, Пластовое давление на участке ЗСГ стабилизировалось на уровне 50-55 МПа (рис. 1).

II. РАЗРАБОТКА

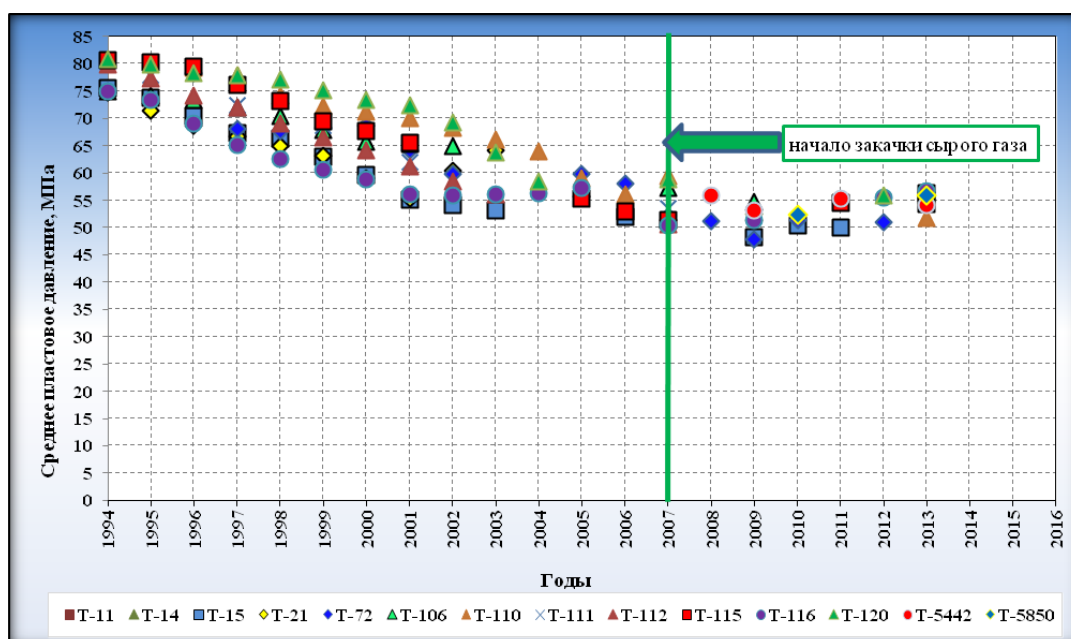


Рис.1 - Динамика пластового давления на участке закачки газа месторождения Тенгиз

Таким образом, изложенные выше особенности геологического строения, опыт освоения и разработки уникального месторождения Тенгиз позволяют, в целях рациональной его разработки в дальнейшем, определить следующие основные положения.

1. Промышленную разработку месторождения Тенгиз осуществлять как единого объекта эксплуатации, в котором выделена в отдельный участок (названный условно 2-й объект) низкопродуктивная платформенная часть нижневизейско-турнейских отложений (под «вулкаником») с бурением наклонно-направленных скважин с целью вовлечения его в активную разработку [2, 10].

2. Система разработки месторождения Тенгиз, запроектированная с применением технологии закачки газа на опытном участке (Дополнение к ОПР-2001 г.), затем на платформенной части (ТС-2002 г.), оказалась рациональной и практически реализуемой. Итоги работ по ЗСГ с 2007 г. и многочисленные исследования по контролю за процессом показали технологическую и техническую возможность ее реализации.

Полученные положительные результаты ЗСГ показывают эффективность данной технологии для повышения нефтеотдачи, увеличения добычи и рациональность ее расширения согласно УТС-2012 г. Метод ЗСГ не только технологически перспективен, но и наиболее экологичен и, с учетом доступности источника газа, является ещё и экономически выгодным.

3. В качестве дополнительного, к ЗСГ, метода повышения нефтеизвлечения, предусмотрен метод заводнения для склоновой, приконтурной части месторождения, при этом, риск для технологии здесь связан с прорывами воды по трещинам. Однако, как показывают результаты моделирования ТШО, при возможности реализовать процесс «гравитационно-стабильного» приконтурного заводнения, который

II. РАЗРАБОТКА

достигается при определенных давлениях и объемах закачки воды, метод заводнения имеет потенциал увеличения КИН. Для оценки возможности и эффективности этого метода, опытные работы по закачке воды рекомендовано проводить сначала на месторождении Королевское, по геолого-физической характеристике являющегося аналогом Тенгиза, результаты которых затем позволят оценить перспективы заводнения на месторождении Тенгиз.

Список использованных источников

1. Подсчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Тенгиз Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.04.2002г.). Отчёт. ТШО, ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», ТОО КазНИГРИ, Атырау, 2002
2. Пересчёт запасов нефти и растворённого газа месторождения Тенгиз (по состоянию изученности на 01.01.2010 г.), Отчёт. ТШО, АО НИПИнефтегаз, Актау, 2010
3. Проект опытно-промышленной разработки месторождения Тенгиз. Отчёт. НИПИмунайгаз, Актау, 1999
4. Дополнение к проекту опытно-промышленной разработки месторождения Тенгиз. Отчёт. ЗАО «НИПИнефтегаз», Актау, 2001
5. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Тенгиз. Отчёт. ТШО, ОАО «Гипрвостокнефть». Самара, 2002
6. Анализ текущего состояния разработки месторождения Тенгиз (по состоянию на 01.01.05). Отчёт. ТШО, АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2005
7. Анализ текущего состояния разработки месторождения Тенгиз (по состоянию на 01.08.09). Отчёт. ТШО, АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2009
8. Авторский надзор за реализацией Техсхемы разработки месторождения Тенгиз на 01.07.10. Отчёт. ТШО, АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2010
9. Авторский надзор за реализацией Техсхемы разработки месторождения Тенгиз на 01.07.11. Отчёт. ТШО, АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2011
10. Уточненная технологическая схема разработки месторождения Тенгиз. Отчёт. ТШО, АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2012.

II. РАЗРАБОТКА

УДК 622.276.1/.4

Таджикулова Г.М. (АО «НИПИнефтегаз»)

Текущее состояние разработки (на 01.01.2013) блоков 1, 1а и 2 нефтегазового месторождения Узень

Месторождение Узень, разрабатываемое с 1965 г., в настоящее время, находится на стадии разработки, характеризующейся высокой обводнённостью продукции и ежегодным уменьшением добычи нефти.

Исследования. Нефть месторождения характеризуется специфическими свойствами - высоким содержанием парафина. Для решения проблем сбора, промыслового транспорта и подготовки нефти для месторождения Узень проводились различные исследовательские работы по изучению реологических свойств нефти, особенностью которой, является высокие вязкость и температура застывания, порядка, +39°C.

За, более чем 40-летнюю, историю развития месторождения, было проведено значительное количество научных исследований в области изучения пластовых флюидов, поверхностных проб нефти, воды и попутного газа. В настоящее время, современное лабораторное оборудование позволяет провести комплексные исследования, по более глубокому изучению свойств, и определению, более широкого спектра параметров, пластовой нефти, воды, попутного газа.

Так, учитывая стадию разработки месторождения, было изучено влияние обводнённости на реологические свойства нефтяных эмульсий.

Для оценки эффективности различных технологий повышения нефтеотдачи, для условий месторождения Узень, на керновом материале, на современной специализированной установке компании VINCI, были проведены фильтрационные исследования по вытеснению нефти различными рабочими агентами, состав которых был также предварительно разработан в лабораторных условиях.

В условиях многолетней, широкомасштабной закачки морской воды в систему поддержания пластового давления (ППД), были проведены лабораторные исследования совместимости различных вод как расчетным и опытным методами, так и в рамках экспериментальных работ на керновом материале. Для более эффективного прогнозирования проблемы солеотложений, были проведены лабораторные исследования по оценке компонентного состава пластовых и закачиваемых вод, по расширенному перечню показателей, включая определение содержания основных солеобразующих компонентов (ионов кальция, бария, стронция, карбоната, сульфата и др.).

При оценке работы системы ППД, помимо исследований качества закачиваемой воды, на соответствие требованиям к рабочему агенту, были проведены технологические расчеты температуры воды, поступающей на

II. РАЗРАБОТКА

забой нагнетательной скважины при различных уровнях приемистости. Исследования показали, что вода для системы ППД, без дополнительного нагрева (при фактических уровнях закачки температура воды на забое не превышает 16...20°C), на фоне многолетней прокачки, может быть одним из факторов, ухудшающих емкостно-фильтрационные свойства породы в призабойной зоне.

Анализ большого количества отложений, отобранных в различных точках технологической цепочки, показал, что наиболее актуальной проблемой, на данном этапе, является проблема отложений, состоящих из различных солей, мехпримесей, продуктов коррозии, нефтепродуктов. Для более эффективного прогнозирования проблемы возникновения отложений в промысловых трубопроводах, различного назначения, и промышленном оборудовании, для месторождения Узень, впервые, было проведено технологическое моделирование промысловых объектов в компьютерной программе HYSYS, программный пакет которой построен на основе надёжных и проверенных методов расчёта технологических процессов. Уже более 25 лет, HYSYS применяется для моделирования процессов добычи и транспорта по трубопроводам нефти и газа, нефти - и газопереработки, и активно внедряется, в последние годы, проектными и эксплуатационными организациями нефтегазовой отрасли РК в повседневную практику работ. В данной программе, на основе технологических расчетов, было оценено влияние толщины отложений в змеевиках промысловых печей на температуру нагрева выходящей эмульсии.

О запасах нефти и газа. В настоящее время, нет единого мнения о запасах нефти и газа месторождения. Так, геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) месторождения, построенная компанией «Инженерный центр» АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (ИЦ РД КМГ), не соответствует по основным технологическим показателям разработки, кроме годовой и накопленной добычи нефти.

В таблице, на примере блоков 1-2, показано насколько различаются между собой запасы нефти, утвержденные в Государственной Комиссии по запасам углеводородного сырья РК (ГКЗ), и оцененные, по геологической модели, ИЦ РД КМГ.

Таблица. Сравнение запасов нефти блоков 1-2 нефтегазового месторождения Узень

Горизонты	Запасы нефти, тыс. т		Накопленная добыча нефти на 01.01.13 г., тыс. т	Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т
	геологические	извлекаемые		
Запасы нефти, утвержденные в ГКЗ				
Всего	132927	58832	48545	10287
Запасы нефти по ГГДМ ИЦ РД КМГ				
Всего	205756	91260	48545	42715

Как видно из таблицы, по утвержденным ГКЗ запасам, выработка блоков 1-2 составляет 83%, по модели ИЦ РД КМГ – 53%, а остаточные запасы разнятся

II. РАЗРАБОТКА

в 4,15 раза, соответственно, 10,3 млн. т и 42,7 млн. т, в связи с чем, необходимо уточнить запасы нефти месторождения.

Характеристика отборов нефти и жидкости. За период разработки, горизонты XIII и XIV, XV и XVI разрабатывались совместно; по состоянию на 01.01.2013 совместные скважины отсутствуют, так как каждый объект - самостоятельный.

Из XIII-XVIII горизонтов по блокам 1-2 с начала разработки накопленный отбор составляет: по нефти – 48,5 млн. т, по жидкости – 133,9 млн. т, по газу – 3206 млн. м³. Объем закачки воды, за этот же период, составляет 281,1 млн. м³, при этом компенсация отбора жидкости закачкой - 213%.

Итак, в целом по блокам 1, 1а и 2, за период 2007-2012 гг., наблюдается снижение темпа отбора нефти. В основном, значительное снижение наблюдается по XIII, XV и XVI горизонтам рассматриваемого участка, в связи с сокращением фонда действующих скважин. Среднегодовая обводнённость добываемой продукции по блокам 1-2 изменялась в пределах 76-91%, составляя в среднем 86%.

Характеристика фонда скважин. На нефтегазовом месторождении Узень общий фонд блоков 1-2 по верхним горизонтам XIII-XVIII на 01.01.2013 составил 990 скважин. В эксплуатационном фонде добывающих скважин числятся 483 единицы, из них действующих – 442, в бездействии – 15, в ожидании ликвидации – 25 и 1 – контрольная. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин – 150 единиц, из них действующих – 95, в бездействии – 42, в ожидании ликвидации – 13 и 3 – контрольных. По блокам, на дату анализа, ликвидированы 353 скважины, в том числе, из добывающего фонда – 148, из нагнетательного – 205.

На 1 блоке эксплуатируется 96 скважин, со среднесуточным дебитом нефти 6,3 т/сут (горизонты XIII-XVI), на 1а блоке – 126 скважин, со среднесуточным дебитом нефти 4,7 т/сут (XIII-XVII горизонты), на 2 блоке – 220 скважин, со среднесуточным дебитом нефти 4,3 т/сут (XIII-XVIII горизонты).

Анализ распределения фонда скважин по дебитам нефти показал, что основной фонд действующих скважин (72%), эксплуатируется с дебитами нефти до 5 т/сут, 18% – в диапазоне 5-10 т/сут. Из 442 действующих добывающих скважин, 40% эксплуатируются с обводнённостью добываемой продукции свыше 90%, с обводнённостью 80-90% – 26%.

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, данные о продуктивности скважин. За 2012 г. на территории блоков 1, 1а и 2, компанией ТОО «Алстрон», на 13 скважинах (3 добывающих и 10 нагнетательных) проведены сложные гидродинамические исследования (ГДИС) по технологии, разработанной филиалом «Инженерный центр» АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», приведенной в руководящем документе «Методика по проведению гидродинамических исследований»:

- КВУ (кривая восстановления давления) в добывающих скважинах;

II. РАЗРАБОТКА

- КПД (коэффициент падения давления) (на устье скважины) в нагнетательных скважинах;
- ИД (индикаторная диаграмма)+ КВД (кривая восстановления давления) фонтанных скважин спуском глубинного прибора;
- МУО (метод установившихся отборов)+ КВД (кривая восстановления давления) со спуском под прием насоса СШНУ глубинного прибора;
- МУО (метод установившихся отборов) скважин СШНУ и УЭЦН с установкой автономного уровнемера «Суддос-2»;
- КПД (коэффициент падения давления) (на забое скважины) в нагнетательных скважинах со спуском глубинного прибора;
- МУЗ (метод установившихся закачек) нагнетательных скважин.

За 2012 г. по добывающим скважинам было проведено 154 замера пластового давления и по нагнетательным скважинам - 117. Наблюдения показывают рост пластового давления по всем объектам разработки, и его превышение над начальным, что, в свою очередь, обусловлено высокими давлениями в зонах нагнетания (в зоне отбора $P_{\text{пл.тек.}}$ на уровне или чуть ниже $P_{\text{пл.нач.}}$). Наблюдаемый рост пластового давления по XIII-XVIII горизонтам, по сравнению с 2005 г., можно объяснить существенным увеличением объемов закачки воды в пласт, пуском новых нагнетательных скважин из бурения.

Бурение скважин, гидроразрыв пласта (ГРП). По утвержденному в 2007 году «Проекту разработки месторождения Узень, XIII-XVIII горизонты» (Проект), в 2008-2009 гг. по графику бурения должны были разбуриваться четыре блока: 3а, 2а, 5 и 5а. По факту, в 2010 году начато бурение 1 блока (50 скважин, в том числе 18 нагнетательных). Планировалось, что бурение новых нагнетательных скважин и переназначение старых, на всех технологических объектах (ТП1-3), дублирование ликвидированных, приведет к изменению потоков фильтрации и увеличению добычи. Бурение новых скважин, в основном, планировалось для создания новой площадной системы заводнения. Фактически, бурение проводилось по всей площади месторождения, на наиболее продуктивных зонах, которые, и без того, активно разрабатывались. Это привело к опережающей выработке высокопродуктивных зон, что является нарушением «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» (2011 г.). Так, на 1 блоке месторождения, из 50 проектных скважин, пробурено только 19 (38%), а 31 – пробурены выборочно на других блоках.

По Проекту, ГРП на новых скважинах должен проводиться после дополнительной комплектации ячейки нагнетательной скважиной, а не сразу после бурения добывающих скважин. Выборочное бурение и проведение ГРП в них, без энергетической поддержки, привело к кратковременному эффекту, который наблюдается сегодня.

Контроль и регулирование разработки. Регулирование процесса

II. РАЗРАБОТКА

разработки, режимов работы скважин и пластов, на месторождении, практически, не проводится, так как для этого нет необходимых данных исследований по контролю за разработкой.

Отсюда следует вывод, что отсутствие должного контроля за пластовым давлением, режимом работы нагнетательных скважин и источником потерь в закачке, приводит к невозможности управления системой ППД и бесполезной прокачке большого объема воды и, как следствие, увеличению обводнённости скважин.

Таким образом, одной из основных причин, невыполнения проектной добычи нефти, является отсутствие должного контроля за разработкой и режимом работы скважин и, соответственно, отсутствие эффективного регулирования процесса.

Технология разработки. Не реализуются, в соответствии с Проектом разработки 2007 года, комплекс геолого-технических мероприятия (ГТМ) по формированию системы разработки, расширению действующей системы сбора и ППД, для подключения новых добывающих и нагнетательных проектных скважин.

На сегодня, старая блочная система разработки разрушилась, а новая полноценная система заводнения, путем бурения скважин и других мероприятий, не создана. Таким образом, каждый из объектов разработки месторождения, разрабатывается в условиях отсутствия регулярной системы заводнения.

Из вышеизложенного следует, что разработка нефтегазового месторождения Узень осуществляется с существенным отклонением от Проекта 2007 г., проводится бессистемно, не рационально и без должного контроля регулирования процесса.

В связи с этим, необходимо принять комплексные меры по улучшению состояния разработки месторождения и разработать, с учетом действующего Проекта разработки 2007 года, новые перспективные решения, с внедрением новых технологий и технических решений, по увеличению КИН и интенсификации добычи нефти.

Поскольку остаточные запасы нефтегазового месторождения Узень относятся к трудноизвлекаемым, для того чтобы ввести их в эффективную промышленную разработку, надо внедрить, не просто новую систему и новые методы разработки, а такую комплексную программу, которая обеспечила бы необходимую экономическую рентабельность разработки месторождения.

II. РАЗРАБОТКА

УДК 622.279.23/.4

Кисляков Ю.П., к.г.-м.н.(АО «НИПИнефтегаз»), Кисляков П.Ю. (Европейский банк реконструкции и развития)

Альтернативный способ определения содержания газового конденсата в смеси с нефтью для ГКМ Чинаревское в Республике Казахстан

В настоящее время, на месторождении Чинаревское, газоконденсатную турнейскую залежь разрабатывают через 14 нефтяных скважин для внутрискважинного газлифта. Нефть, через эти скважины, добывают из ниже залегающей турнейской залежи, а природный газ - из вышележающей залежи –Т-1А, используя его для подъема ниже залегающей нефти на устье. Природный газ, газовый конденсат, растворенный в нефти газ и нефть, по составу, аналогичны.

При подъеме на устье, эти углеводороды, в однетрубном подъемнике, смешиваются и поступают в сепаратор, где разделяются на газообразную и жидкую фазы. Газообразная фаза представляет собой смесь природного и попутного нефтяного газа, жидкая – смесь газового конденсата и нефти. Газовый конденсат более легкий, чем нефть, с удельным весом – 0,7735 г/см³. Удельный вес нефти – 0,822 г/см³.

Очевидно, что чем больше конденсата в нефти, тем легче жидкая фаза – смесь.

В таблице 1 приведено уменьшение удельного веса смеси, в зависимости от доли (процента) конденсата в ней.

Таблица 1. Уменьшение удельного веса смеси нефти из залежи Т-1 и Т-2 и газового конденсата из залежи Т-1А, в зависимости, от процентного содержания конденсата, месторождения Чинаревское

Содержание конденсата в смеси нефти и конденсата, %	Удельный вес смеси нефти и конденсата, г/см ³	Уменьшение удельного веса смеси нефти и конденсата
1	2	3
0	0,822	0
5	0,819431	0,002569
10	0,816878	0,002553
15	0,814341	0,002537
20	0,811819	0,002522
25	0,809314	0,002505
30	0,806823	0,002491
35	0,804348	0,002475
40	0,801888	0,002460
45	0,799443	0,002445
50	0,797013	0,002430
55	0,794597	0,002416
60	0,792197	0,002400
65	0,789810	0,002387
70	0,787438	0,002372
75	0,785080	0,002358
80	0,782737	0,002343
85	0,780407	0,002330

II. РАЗРАБОТКА

90	0,778091	0,002316
95	0,775789	0,002302
100	0,773500	0,002289

По данным видно, что удельный вес смеси уменьшается от удельного веса чистой нефти – 0,822 г/см³ до удельного веса чистого конденсата – 0,7735 г/см³. В уменьшении наблюдается четкая закономерность, используя которую, можно, по удельному весу смеси (жидкой фазы), определить долю (процент) растворенного в нефти газового конденсата, а затем, определить дебит конденсата конкретной скважины. Используя газоконденсатный фактор, можно определить дебит природного газа, разделив, таким образом, дебит смеси скважины на дебит природного газа, дебит газового конденсата, дебит растворенного в нефти газа и дебит нефти.

В настоящее время, дебит природного газа и нефти определяют на промысле глубинным дебитомером, путем снятия профиля притока в скважине, для чего привлекают специальные геофизические подразделения (партии).

Однако, таблицу данных, также можно составить по результатам лабораторных определений удельного веса смеси нефти и конденсата, следующим альтернативным способом.

1. При установившемся технологическом режиме работы скважины, отбирают три пробы отсепарированной (разгазированной) нефти (смеси).
2. В лаборатории определяют удельный вес нефти, до максимально возможного знака, но, не менее, десятитысячного. Например, 0,7735 г/см³.
3. Из трех значений удельного веса, выбирают наиболее вероятный, или определяют среднее значение.
4. Определенное значение удельного веса нефти (смеси) подставляют в следующую формулу:

$$\% \text{ конденсата} = \frac{63,817 - 77,35 \cdot \gamma_{см}}{0,0485 \gamma_{см}},$$

где, $\gamma_{см}$ – удельный вес нефти (смеси).

Формулу получили путем простых алгебраических преобразований формулы:

$$\gamma_{см} = \frac{g_{см}}{\frac{g_k}{\gamma_k} + \frac{g_n}{\gamma_n}},$$

где, $g_{см}$ - вес смеси;

g_k - вес конденсата;

g_n - вес нефти;

γ_k - удельный вес конденсата – 0,7735 г/см³;

γ_n - удельный вес нефти – 0,822 г/см³.

5. Зная дебит нефти (смеси) скважины и долю конденсата, определяют дебит конденсата скважины.

6. Зная дебит конденсата и газоконденсатный фактор, определяют дебит природного газа.

II. РАЗРАБОТКА

7. Затем, путем вычитания из общего дебита газа дебита природного газа и, из общего дебита нефти (смеси) дебита конденсата, определяют дебит растворенного в нефти газа и дебит чистой нефти скважины.

Рассмотрим на примере, при следующих исходных данных:

- Условная нефтяная скважина с внутрискважинным газлифтом.
- Замеренный дебит, отсепарированной нефти (смеси нефти и газоконденсата) скважины, с внутрискважинным газлифтом – 70 т/сут.
- Замеренный дебит газа скважины, с внутрискважинным газлифтом- 60 тыс.м³.
- Газоконденсатный фактор залежи Т-1А – 255 г/м³ в 2013г.
- Удельный вес отсепарированной нефти, определенный в лаборатории – $\gamma_{см}$ - 0,8143506 г/см³.

Производим следующие расчеты:

$$\% \text{ конденсата} = \frac{63,5817 - 77,35 \cdot 0,8143506}{0,0485 \cdot 0,8143506} = 14,980781\% .$$

$$\text{Дебит конденсата} = 0,14980781 \cdot 70 = 10,5 \text{ т/сут}$$

$$\text{Дебит природного газа} = 10,5 : 0,000255 = 44261 \text{ м}^3$$

$$\text{Дебит растворенного в нефти газа} = 60000 - 44261 = 15739 \text{ м}^3$$

$$\text{Дебит нефти} = 70 - 10,5 = 59,5 \text{ т/сут.}$$

Преимущества, предлагаемого аналитического способа, выражаются в стоимости определения дебитов. Так, новый возможный альтернативный способ (0,1 млн. тенге) в 15-30 раз меньше стоимости применяемого способа с глубинной дебитометрией (1,5-3,0 млн. тенге), в зависимости от исследуемой нефтяной скважины и применяемой техники и технологии.

Применение нового способа, несравненно, безопаснее способа с глубинной дебитометрией. И, наконец, применение нового альтернативного способа, оказывает ничтожное негативное влияние на окружающую среду, в сравнении с применяемым способом с глубинной дебитометрией.

Несмотря на явные преимущества, предлагаемый возможный альтернативный способ определения дебитов, является аналитическим, поэтому, до промышленного применения, его необходимо опробовать на 3-х нефтяных скважинах с внутрискважинным газлифтом, одновременно с определением дебитов глубинной дебитометрией. При удовлетворительных сравнимых результатов, полученных двумя способами, составляется нормативно технический документ (НТД) на промышленное применение нового способа, с согласованием в соответствующих государственных органах.

Список использованных источников

1. Надиров Н.К. и др. «Подсолевые нефти прикаспийской впадины». г. Алма-Ата, Наука, 1983, 304 стр.

II. РАЗРАБОТКА

2. Васильевский В.Н., Петров А.И. «Техника и технология определения параметров скважин и пластов». М., Недра, 1989, 272 стр.

УДК 622.276.031:532.11

*Герштанский О.С., д.т.н., Саенко О.Б., Саенко А.Е. (АО «НИПИнефтегаз»)
Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т., к.т.н. (АО «КазНИПИмунайгаз»)*

Обоснование условий разработки продуктивного пласта нефтяного месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения

В нефтегазодобывающей отрасли сложилось устойчивое мнение, что разработку продуктивных пластов нефтегазовых месторождений, путем закачки воды в пласт, следует вести с поддержанием пластового давления не ниже давления насыщения, то есть не ниже того давления, при котором в пласте начинается выделение из нефти растворенного газа. Для выполнения этого условия, эксплуатацию скважин рекомендовано вести при забойном давлении в следующих пределах [1]

$$P_{\text{заб}} = (0,75 \div 1,0)P_{\text{пл нас}} \text{ МПа.} \quad (1)$$

При этом, не принималось во внимание соотношение подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов, и влияние этого соотношения на объем извлекаемой нефти и на коэффициент извлечения нефти (КИН), за весь срок разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения.

Однако последующие теоретические и экспериментальные исследования, а также промысловый опыт, показали, что при разработке продуктивного пласта нефтяного месторождения, вытеснением нефти водой или другими рабочими агентами, характер фронта вытеснения, в значительной степени, зависит от соотношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов, отображаемого в виде [2]

$$K_{\text{подв}} = K_v / \mu_v / K_n / \mu_n, \quad (2)$$

где, K_v , K_n , μ_v , μ_n -фазовые проницаемость и динамические вязкости воды и нефти.

Исследованиями также установлено, что если при разработке продуктивного пласта нефтегазового месторождения соотношение вязкостей нефти и воды отвечает условию

$$7 \leq \bar{\mu} (\bar{\mu} = \mu_{\text{н пл}} / \mu_{\text{в пл}}) \leq 15, \quad (3)$$

то процесс характеризуется устойчивым вытеснением, близким к поршневому.

При нарушении условия (3), то есть при $7 > \bar{\mu} > 15$, характерного при вытеснении обычной водой нефти относительно пониженной или повышенной вязкости, движение водонефтяного фронта становится неустойчивым. Это

II. РАЗРАБОТКА

приводит к неравномерному фронту вытеснения, прорыву воды, по наиболее проницаемым интервалам пласта, опережающему обводнению скважин, снижению КИН, что обосновывается фильтрационными исследованиями на керне.

1. Обоснование целесообразности разработки продуктивного пласта нефтяного месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения

При разработке продуктивного пласта нефтяного месторождения, содержащего нефть относительно высокой вязкости в пластовых условиях, т.е. когда правая часть неравенства (3) принимает следующий вид

$$\bar{\mu}_{пл} \left(\bar{\mu}_{пл} = \frac{\mu_{н пл}}{\mu_{в пл}} \right) > 15, \quad (4)$$

увеличение *соотношения подвижностей вытесняющего агента* и нефти приводит к снижению извлекаемых запасов нефти.

В этом случае, эффективное вытеснение нефти, может быть достигнуто закачкой в пласт, в качестве вытесняющего рабочего агента, оторочки **загущенной воды** такой вязкости, которая обеспечивает соотношение вязкостей нефти и загущенной воды, в пластовых условиях, в рекомендуемых пределах по условию (3), то есть $\bar{\mu}_{пл} \left(\bar{\mu}_{пл} = \mu_{н пл} / \mu_{в пл загущ.} \right) \leq 15$. При этом достигается увеличение объема извлекаемой нефти и повышение (КИН), за весь срок разработки продуктивного пласта, примерно до 10%.

Однако известная технология разработки продуктивного пласта нефтяного месторождения вытеснением нефти загущенной водой имеет ограничения, так как по условию (3) она рекомендована, когда имеет место неравенство (4).

В том же случае, когда фактическое соотношение вязкостей нефти и воды, в пластовых условиях, не обеспечивает условие (3), т.е. когда имеет место неравенство следующего вида

$$7 > \bar{\mu}_{пл} \left(\bar{\mu}_{пл} = \frac{\mu_{н пл}}{\mu_{в пл}} \right), \quad (5)$$

рекомендации, относительно возможности достижения эффективной технологии разработки продуктивного пласта нефтяного месторождения, **отсутствуют.**

Предлагается обеспечить условия эффективной разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при условии, когда фактическое соотношение вязкостей нефти и воды, в пластовых условиях, отображается неравенством (5).

Сущность предложения состоит в том, что эффективную технологию разработки продуктивного пласта нефтяного месторождения, путем соблюдения условия (3), можно реализовать, если процесс этот осуществлять при пластовом давлении **ниже давления насыщения** нефти газом, обеспечивающим или приближающим соотношение вязкостей вытесняемого

II. РАЗРАБОТКА

и вытесняющего агентов, в пластовых условиях, к рекомендуемым пределам по условию (3).

Обеспечение или приближение соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего агентов, в пластовых условиях, к рекомендуемому условию (3), при эксплуатации продуктивного пласта нефтяного месторождения ниже давления насыщения, достигается за счет образования в пласте **2-фазной** нефтегазовой смеси (НГС) с возросшей вязкостью как ее ($\mu_{см\text{ нг пл н}}$), так и частично дегазированной нефти ($\mu_{н\text{ пл н}}$), с достижением устойчивости фронта вытеснения, наибольших объемов извлекаемой нефти и КИН, за весь срок разработки продуктивного пласта.

Для определения вязкости нефтегазовой смеси рекомендуется использовать, например, обобщенную формулу А. Эйнштейна, представив ее в следующем виде

$$\mu_{см\text{ пл}} = \mu_{ж\text{ пл}}(1 + u\beta_{г\text{ пл}}), \text{ мПа}\cdot\text{с}, \quad (6)$$

где, $\mu_{см\text{ пл}}$ – вязкость ВГС в пластовых условиях;

$\mu_{ж\text{ пл}}$ - вязкость жидкости;

u - эмпирический коэффициент, рекомендуют $u=2,5$, как для суспензии твердых шариков;

$\beta_{г\text{ пл}}$ – объемная доля газа в газонефтяной смеси, в пластовых условиях, то есть коэффициент газосодержания

$$\beta_{г\text{ пл}} = \frac{Q_{г\text{ пл}}}{Q_{г\text{ пл}} + Q_{н\text{ пл}}} \quad (7.1)$$

или

$$\beta_{г\text{ пл}} = \frac{\Gamma_{г\text{ пл}}}{\Gamma_{г\text{ пл}} + 1}, \quad (7.2)$$

где, $Q_{г\text{ пл}}$ и $Q_{н\text{ пл}}$ - дебит свободного газа и нефти в пластовых условиях;

$\Gamma_{г\text{ пл}}$ - удельное содержание в пластовой нефти газа, выделившегося из растворенного состояния в свободную фазу, при снижении пластового давления ниже давления насыщения, в пластовых условиях, определяется по исходным данным или по расчету.

Обосновывая разработку продуктивного пласта нефтяного месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения, необходимо, прежде всего, на основании лабораторных исследований, исключить создание условий выпадения из нефти парафина в самом пласте, что возможно при разработке продуктивного пласта, содержащего высокопарафинистую нефть. При этом, следует иметь ввиду, что при частичной дегазации нефти, в пластовых условиях, из нее выделяются, прежде всего, головные углеводороды, которые в меньшей степени способствуют выпадению парафина из нефти в твердую фазу.

II. РАЗРАБОТКА

Также следует ограничить снижение пластового давления до предельной величины, например, не более 65% от начального пластового давления, для обеспечения достаточных энергетических возможностей продуктивного пласта

$$P_{\text{пл опт}} \geq 0,65P_{\text{пл нач}}, \text{ МПа}, \quad (8)$$

где, $P_{\text{пл нач}}$ и $P_{\text{пл опт}}$ - пластовые давления начальное и оптимальное, МПа.

Кроме того, при снижении в пласте давления ниже давления насыщения, возможно достижение такого соотношения объемов газовой и жидкой фаз, в пластовых условиях, которое может привести к опережающему прорыву газа, относительно нефти, снижая ее фазовую проницаемость. Кроме того, надо иметь ввиду образование техногенных газовых шапок.

Поэтому, рассматривая вопрос разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при поддержании пластового давления ниже давления насыщения, необходимо, прежде всего, ограничить снижение этой величины до исключаяющей опережающий прорыв газа, относительно нефти.

Обычно, факт наступления опережающего прорыва газа, относительно нефти, фиксируется результатами промысловых исследований. В качестве предварительных рекомендаций, по ограничению степени снижения пластового давления ниже давления насыщения, можно использовать результаты исследований, полученные при изучении технологии водогазового воздействия (ВГВ). При реализации технологии ВГВ, оптимальное соотношение объемов газа к воде, в пластовых условиях, рекомендовано $k_{\text{ГВ}}=0,2 \div 0,5$ [3, 4]. Таким образом, в качестве **предельного соотношения** объемов газа к нефти $k_{\text{ГН опт}}$, в пластовых условиях, позволяющего предотвратить нежелательное опережающее продвижение газа, относительно нефти, можно принять верхнее значение, выше приведенного, рекомендованного соотношения объемов газа к нефти $k_{\text{ГН опт}} \leq 0,5$ (допрорывный объем) на основании того, что в пластовых условиях вязкость нефти, как правило, больше вязкости воды, а опережающее продвижение газа в среде повышенной вязкости более затруднительно.

Поскольку, согласно [3, 4], рекомендованное соотношение объемов газа к нефти $k_{\text{ГН опт}} \leq 0,5$, а формула А. Эйнштейна (6) содержит величину объемной доли газа в газонефтяной смеси, то есть коэффициент газосодержания $\beta_{\text{Г пл}}$, то эту величину удобнее выразить через соотношение объемов газа к нефти $k_{\text{ГН пл}}$ в следующем виде

$$\beta_{\text{Г пл}} = \frac{k_{\text{ГН пл}}}{k_{\text{ГН пл}} + 1}, \quad (9.1)$$

Тогда, выше принятое, условие $k_{\text{ГН пл опт}} \leq 0,5$, выраженное через $\beta_{\text{Г пл}}$ по (9.1), примет следующее численное выражение

$$\beta_{\text{Г пл опт}} = \frac{0,5}{0,5 + 1} \leq 0,33, \quad (9.2)$$

где, $k_{\text{ГН пл}}$ - соотношение объемов газа к нефти, в пластовых условиях, в общем случае определяемо из выражения

II. РАЗРАБОТКА

$$K_{гн пл} = \frac{Q_{г пл}}{Q_{н пл}} \quad (10)$$

Где, $\beta_{г пл опт}$ - оптимальный коэффициент газосодержания, определяемый по (7.1)

Вывод формулы (9.1) производится следующим образом -

$$\begin{aligned} \beta_{г пл} &= K_{гн пл} \frac{Q_{н пл}}{Q_{г пл} + Q_{н пл}} = K_{гн пл} \frac{Q_{н пл}/Q_{г пл}}{(Q_{г пл}/Q_{г пл} + Q_{н пл}/Q_{г пл})} = \\ &= \frac{K_{гн пл}}{K_{гн пл} [Q_{н пл} (Q_{г пл} + Q_{н пл})]} = \frac{1}{(1/K_{гн пл} + 1)} = \frac{1}{1/K_{гн пл} + 1} = \frac{K_{гн пл}}{1 + K_{гн пл}} \end{aligned}$$

Следовательно, доказано, что рекомендованному значению $K_{гн пл} \leq 0,5$ соответствует значение величины $\beta_{г пл опт} \leq 0,33$, позволяющее ограничить снижение пластового давления по отношению к давлению насыщения по величине $\beta_{г пл}$.

2. Оценка величины вязкости пластового флюида нефтяного месторождения при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения

Хочется с удовлетворением отметить, что некоторые исследователи положительно рассматривают возможность разработки продуктивного пласта нефтяного месторождения при эксплуатации скважин с забойным давлением **ниже давления насыщения**. Рекомендуют при этом оптимизировать величину забойного давления в зависимости от эффективности выработки запасов, с использованием композиционных моделей и методик, позволяющих учитывать проницаемость коллектора, соотношение подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов, изменение вязкости нефти, в пластовых условиях, в связи с ее **частичной дегазацией**, влияния состава и свойств выделившегося из нефти газа на эти изменения и др. [5].

Однако, этими рекомендациями, предлагается оптимизировать величину забойного давления, с учетом изменения вязкости пластовой нефти при ее **частичной дегазации**, не принимая во внимание тот факт, что, при эксплуатации скважины с забойным давлением ниже давления насыщения, происходит увеличение вязкости пластовой нефти не только за счет ее частичной дегазации, но и в результате образовавшейся при этом **2-фазной** нефтегазовой смеси со свободной газовой фазой, величину которой принято оценивать коэффициентом газосодержания $\beta_{г пл}$.

Относительно того, насколько важен, при одних и тех же пластовых условиях, учет увеличения не только вязкости частично дегазированной нефти, но и увеличение вязкости образовавшейся при этом нефтегазовой смеси, **поясним** на примере.

Предположим, что продуктивный пласт гипотетического нефтегазового месторождения А, близкого по геолого-промысловой характеристике к горизонту Ю-1С месторождения Каламкас РК, разрабатывается с

II. РАЗРАБОТКА

поддержанием пластового давления, путем закачки воды в пласт, при следующих параметрах: пластовое давление $P_{пл\ A}=8,0$ МПа, пластовая температура $T_{пл\ A}=315$ К, давление насыщения нефти газом, в пластовых условиях, $P_{пл\ нас\ A}=7,1$ МПа, начальная газонасыщенность, в стандартных условиях, $\Gamma_{пл\ ст\ A}=24,2$ м³/м³, вязкость нефти при давлении насыщения, в пластовых условиях, $\mu_{н\ пл\ A}=19,5$ мПа×с; вязкость закачиваемой воды, в пластовых условиях, $\mu_{в\ пл\ A}=0,7$ мПа×с; относительная вязкость $\bar{\mu}_{пл\ A} (\mu_{н\ пл\ A}/\mu_{в\ пл\ A})=19,5/0,7=27,857$; скважины эксплуатируются с забойным давлением $P_{заб\ A}=0,75P_{пл\ нас\ A}$ ($P_{заб\ A}=7,1\times 0,75=5,325$ МПа), то есть на 25% ниже давления насыщения, при котором вязкость частично дегазированной пластовой нефти, согласно результатам лабораторных исследований, составляет $\mu_{н\ заб\ A}=24,0$ мПа×с (рис. 1).

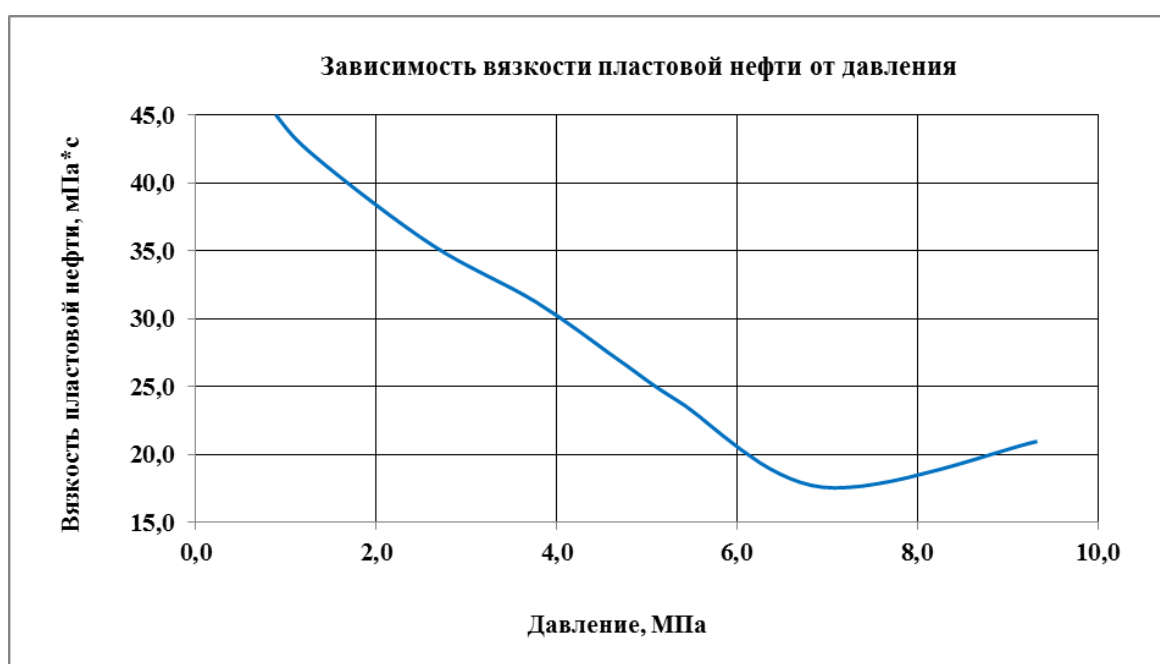


Рис. 1. Результаты лабораторных исследований по определению зависимости вязкости пластовой нефти от давления в продуктивном пласте гипотетического нефтегазового месторождения А, близкого по геолого-промысловой характеристике горизонту Ю-1С нефтегазового месторождения Каламкас, РК

Как следует из представленной функциональной зависимости, характер изменения вязкости пластовой нефти со снижением давления и соответствующего выделения из нефти растворенного газа, носит линейный характер. Объясняется это тем, что попутный газ месторождения Каламкас содержит в основном легкие углеводороды, содержание метана колеблется в пределах от 79,6 до 83,5% мол, содержание этана от 8,7 до 9,6% мол, содержание тяжелых углеводородов $C_{3+высш}$ от 5,1 до 7,3% мол.

Для нефтей с растворенным газом характер изменения функциональной зависимости вязкости пластовой нефти от давления будет нелинейным.

Для определения вязкости **нефтегазовой смеси** продуктивного пласта гипотетического нефтегазового месторождения А, при снижении забойного

II. РАЗРАБОТКА

давления ниже давления насыщения ($\mu_{см\ нг\ заб\ А}$), используем обобщенную формулу А. Эйнштейна (6), представив ее с обозначениями соответствующих величин, не меняя сущности, в следующем виде

$$\mu_{см\ нг\ заб\ А} = \mu_{н\ заб\ А} (1 + u\beta_{г\ заб\ А}), \text{ мПа} \times \text{с};$$

$$\mu_{см\ нг\ заб\ А} = 24,0(1 + 2,5 \times 0,0966) = 29,8 \text{ мПа} \times \text{с},$$

где, $\mu_{н\ заб\ А}$ - вязкость частично дегазации нефти, в забойных условиях, $\text{мПа} \times \text{с}$, по результатам лабораторных исследований (при $P_{заб\ А} = 5,325 \text{ МПа}$ и $T_{заб\ А} = 315 \text{ К}$) $\mu_{н\ заб\ А} = 24,0 \text{ мПа} \times \text{с}$ (см. рис.1);

u - эмпирический коэффициент, рекомендуется $u = 2,5$, как для суспензии твердых шариков; $\beta_{г\ заб\ А}$ - коэффициент газосодержания, в забойных условиях, определяется аналогично формуле (7.2), с обозначениями соответствующих величин в следующем виде

$$\beta_{г\ заб\ А} = \frac{\Gamma_{г\ заб\ А}}{\Gamma_{г\ заб\ А} + 1}; \quad (11)$$

$$\beta_{г\ заб\ А} = \frac{0,107}{0,107 + 1} = 0,0966,$$

где, $\Gamma_{г\ заб\ А}$ - удельное содержание в нефти свободного газа, выделившегося из растворенного состояния при снижении забойного давления ниже давления насыщения, приведенное к **забойным** условиям, то есть при $P_{заб\ А} = 5,325 \text{ МПа}$ и $T_{заб\ А} = 315 \text{ К}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$, определяется по результатам лабораторных исследований или по расчетной формуле

$$\Gamma_{г\ заб\ А} = \left(\Gamma_{нас\ пл\ А} - \frac{P_{заб\ А} \Gamma_{нас\ пл\ А}}{P_{нас\ пл\ А}} \right), \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}; \quad (12)$$

$$\Gamma_{г\ заб\ А} = \left(0,428 - \frac{5,325 \times 0,428}{7,1} \right) = 0,107 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3},$$

где, $P_{нас\ пл\ А}$ - давление насыщения нефти газом, МПа , по исходным данным $P_{нас\ пл\ А} = 7,1 \text{ МПа}$;

$\Gamma_{нас\ пл\ А}$ - газонасыщенность пластовой нефти, приведенная к **забойным** условиям, $\text{м}^3/\text{м}^3$, определяется по результатам лабораторных исследований или по формуле

$$\Gamma_{нас\ пл\ А} = \Gamma_{нас\ пл\ ст\ А} \frac{P_{пл\ А} Z_{заб\ А}}{P_{заб\ А} T}, \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}; \quad (13)$$

$$\Gamma_{нас\ пл\ А} = 24,2 \frac{0,1 \times 315 \times 0,876}{5,325 \times 293} = 0,428 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3},$$

где, $\Gamma_{нас\ пл\ ст\ А}$ - газонасыщенность пластовой нефти, приведенная к **стандартным** условиям, $\text{м}^3/\text{м}^3$, принимается по исходным данным результатов лабораторных исследований, $\Gamma_{нас\ пл\ ст} = 24,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

$Z_{заб\ А}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа в условиях $P_{заб} = 5,325 \text{ МПа}$ и $T_{пл} = 315 \text{ К}$, определяется по номограмме или по расчету, $Z_{заб\ А} = 0,876$.

Как следует из результатов лабораторных исследований (см. рис.1) и расчетов, при забойном давлении, на 25% ниже начального давления насыщения, значения величин вязкости нефтегазовой смеси ($\mu_{см\ нг\ заб\ А} = 29,8$

II. РАЗРАБОТКА

мПа×с) и вязкости, содержащейся в ней частично дегазированной нефти ($\mu_{н\ заб\ А}=24$ мПа×с), по сравнению с первоначальным значением величины вязкости пластовой нефти ($\mu_{н\ пл\ А}=19,5$ мПа×с), возросли соответственно на 52,8 и 23%.

Таким образом, при эксплуатации скважины с забойным давлением ниже давления насыщения ($P_{заб} < P_{нас\ пл}$) необходимо учитывать изменение вязкости пластовой нефти **не только** в связи с ее **частичной дегазацией**, но и с учетом увеличения вязкости образовавшейся **2-фазной** нефтегазовой смеси.

3. Порядок проектирования разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения

Проектирование разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения осуществляется следующим образом.

1. На основании геолого-промысловой изученности продуктивного пласта нефтегазового месторождения, наличия нарушения условия (3) по соотношению вязкостей нефти и закачиваемой воды, в пластовых условиях, отображаемого условием (5)

$$\gamma > \bar{\mu}_{пл} \left(\bar{\mu}_{пл} = \frac{\mu_{н\ пл}}{\mu_{в\ пл}} \right),$$

учета фактической степени недонасыщенности пластовой нефти газом, принимают решение о возможности разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения, при пластовом давлении **ниже давления насыщения**.

2. Производят построение геологической модели эксплуатационного объекта.

3. По результатам построения геологической модели эксплуатационного объекта, производят построение гидродинамической модели этого же объекта, при этом, предусматривают компенсацию возможного некоторого снижения темпов выработки запасов нефти, в связи со снижением продуктивности скважин в условиях эксплуатации их с забойным давлением несколько ниже давления насыщения известными методами, например, путем интенсификации отбора, проведения гидроразрыва пласта (ГРП), применения горизонтальных технологий (ГТ) и др.

4. Задаются различными значениями соотношений вязкостей нефти и нефтегазовой смеси ($\mu_{н\ пл\ факт\ 1}$ и $\mu_{см\ нг\ пл\ п}$) и воды $\mu_{в\ пл}$, в пластовых условиях, в пределах величин - от фактической (начальной) вязкости нефти, в пластовых условиях, до значений, рекомендованных в пределах по условию (3)

$$\gamma \leq \bar{\mu}_{пл} \left(\bar{\mu}_{пл} = \frac{\mu_{н\ пл} (\mu_{см\ нг\ пл\ п})}{\mu_{в\ пл}} \right) \leq 15,$$

II. РАЗРАБОТКА

и определяют, соответствующие этим соотношениям, значения величин вязкости газонефтяной смеси, путем решения выражения (3) относительно $\mu_{см\ нг\ пл\ n}$

$$\mu_{см\ нг\ пл\ n} = \bar{\mu}_{пл} \times \mu_{в\ пл}, \text{ МПа.} \quad (15)$$

Примечание: В выражении (15) пределы значений величин $\bar{\mu}$ и $\mu_{в\ пл}$ известны: $\bar{\mu}$ - безразмерная вязкость, то есть отношение вязкости нефти (вязкости нефтегазовой смеси) к воде, в пластовых условиях, определяется из условия (3) в пределах от 7 до 15; $\mu_{в\ пл}$ - вязкость закачиваемой воды, в пластовых условиях, принимается по исходным данным.

5. По результатам геологического и гидродинамического моделирования, или с использованием других известных методов расчета, с учетом схемы слоисто - и зонально-неоднородного пласта, при различных значениях пластового давления - от начального до ниже давления насыщения, и при различных значениях вязкости нефти и нефтегазовой смеси - от начальной до определенных по формуле (15), в пределах условия (3) ($\mu_{н\ пл\ 1\ факт}$, $\mu_{см\ нг\ пл\ 2}$, $\mu_{см\ нг\ пл\ 3}$, ..., $\mu_{см\ нг\ пл\ n}$), принимают и **рассчитывают** объемы нефти $\Sigma Q_{нг\ извл\ 1}$ утвержд (утвержденные ЦКР РК), $\Sigma Q_{нг\ извл\ 2}$, $\Sigma Q_{нг\ извл\ 3}$, ..., $\Sigma Q_{нг\ извл\ n}$, извлекаемые за весь срок разработки эксплуатационного объекта.

6. Производят графическое построение зависимости значений величин вязкости нефти ($\mu_{н\ пл\ 1}$) и нефтегазовой смеси ($\mu_{см\ нг\ пл\ n}$) в пределах, определенных условием (3), от соответствующих значений суммарных объемов извлекаемой нефти, за весь срок разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения $\Sigma Q_{нг\ извл\ 1}$ утвержд, $\Sigma Q_{нг\ извл\ 2}$, $\Sigma Q_{нг\ извл\ 3}$, ..., $\Sigma Q_{нг\ извл\ n}$, в виде кривой функциональной зависимости $\mu_{н\ пл\ нас}(\mu_{см\ нг\ пл}) = f(\Sigma Q_{нг\ извл})$, представленной, например, на рис. 3 и 4.

Примечание: Функциональные зависимости, графически отображенные на рис. 3 и 4, строятся по точкам от первой точки, соответствующей величине фактической вязкости пластовой нефти, в пластовых условиях ($\mu_{н\ пл\ 1\ факт}$), до «n-го» значения величины вязкости нефтегазовой смеси, в пластовых условиях ($\mu_{см\ нг\ пл\ n}$).

7. По графическому отображению функциональной зависимости $\mu_{н\ пл\ факт\ 1}(\mu_{см\ нг\ пл\ n}) = f(\Sigma Q_{нг\ извл\ n})$ определяют **оптимальное** значение величины вязкости, которым может оказаться или фактическая вязкость пластовой нефти $\mu_{н\ пл\ 1\ факт}$ (в этом случае реализация предполагаемого способа не потребует), или нефтегазовой смеси $\mu_{см\ нг\ пл\ опт}$, обеспечивающей максимальный суммарный объем извлекаемой нефти и КИН, за весь срок разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения (см. рис. 3 и 4).

Примечание: Построение кривой функциональной зависимости производится по функциональной зависимости следующего вида $\mu_{н\ пл\ 1\ факт}(\mu_{см\ нг\ пл\ n}) = f(\Sigma Q_{нг\ извл\ n})$, так как отправной точкой этой кривой является

II. РАЗРАБОТКА

значение величины фактической вязкости пластовой нефти $\mu_{н\text{ пл факт}}$, и может оказаться, что максимальный суммарный объем извлекаемой нефти, за весь срок разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения, будет обеспечен, например, при фактической вязкости пластовой нефти, то есть при $\mu_{н\text{ пл 1 факт}}$, в связи с чем, разрабатывать эксплуатационный объект нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения нефти газом окажется неэффективно, и реализация этой технологии не потребуется.

8. По значению величины фактической вязкости пластовой нефти $\mu_{н\text{ пл факт 1}}$ или по **оптимальному** значению вязкости нефтегазовой смеси $\mu_{см\text{ нг пл опт}}$, обеспечивающей максимальный суммарный объем извлекаемой нефти и КИН за весь срок разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения, определяют значение оптимальной величины пластового давления $P_{пл\text{ опт}}$, путем совместного решения системы **2-х уравнений**, из которых:

- **первое** – отображает зависимость коэффициента газосодержания от пластового давления $P_{пл\text{ n}}$ и вязкости нефтегазовой смеси ($\mu_{см\text{ нг пл n}}$)

$$\beta_{г\text{ пл n}} = \frac{(a\mu_{см\text{ пл n}} - P_{пл n} + b)}{y(P_{пл n} - b)}, \quad (16)$$

выведенное путем совместного решения 2-х уравнений, из которых:

- ✓ одним уравнением – является формула А. Эйнштейна (11), отображающая зависимость вязкости нефтегазовой смеси $\mu_{н\text{ нг пл n}}$ от коэффициента газосодержания $\beta_{г\text{ пл n}}$, представленное с соответствующими обозначениями, без изменения сущности, в виде

$$\mu_{см\text{ нг n}} = \mu_{н\text{ пл n}}(1 + y\beta_{г\text{ пл n}}), \quad \text{мПа} \times \text{с}; \quad (17)$$

- ✓ другим уравнением – отображающее зависимость вязкости частично дегазированной пластовой нефти $\mu_{н\text{ пл n}}$ от различных значений пластового давления $P_{пл n}$

$$\mu_{н\text{ пл n}} = \frac{(P_{пл n} - b)}{a}, \text{ мПа} \times \text{с}, \quad (18)$$

полученное решением относительно вязкости частично дегазированной пластовой нефти ($\mu_{н\text{ пл n}}$), уравнения зависимости пластового давления от вязкости частично дегазированной пластовой нефти, поскольку, не всегда располагают подобными результатами лабораторных исследований, представленных, например, в виде кривой функциональной зависимости (см. рис. 2), допустив, с приближением, линейный характер этой зависимости в следующем виде

$$P_{пл n} = a\mu_{н\text{ пл n}} + b, \text{ МПа}, \quad (19)$$

где, a и b - коэффициенты уравнения линейной зависимости пластового давления от вязкости частично дегазированной пластовой нефти, значения которых определяются по любым, как минимум двум, результатам лабораторных исследований известным методом, приведенным в **Приложении** «Определение коэффициентов a и b линейной зависимости

II. РАЗРАБОТКА

$P_{пл} = f(\mu_{н пл})$ продуктивных пластов гипотетических нефтегазовых месторождений Б и В»;

• **второе** - отображает зависимость коэффициента газосодержания, в пластовых условиях, от различных значений пластового давления

$$\beta_{г пл н} = \frac{\left(\Gamma_{нас пл н} - \frac{P_{пл н} \Gamma_{нас пл н}}{P_{пл нас}} \right)}{\left(\Gamma_{нас пл н} - \frac{P_{пл н} \Gamma_{нас пл н}}{P_{пл нас}} \right) + 1}, \quad (20)$$

выведенное совместным решением 2-х уравнений, из которых:

✓ одно уравнение - отображает зависимость коэффициента газосодержания $\beta_{г пл н}$ от удельного содержание в нефти свободного газа, выделившегося из растворенного состояния при снижении давления ниже давления насыщения, в пластовых условиях, представленное, с обозначениями соответствующих величин, согласно выражению (7.2) в следующем виде

$$\beta_{г пл н} = \frac{\Gamma_{г пл н}}{\Gamma_{г пл н} + 1};$$

✓ другое уравнение - отображает зависимость удельного объема свободного газа, выделившегося из нефти при пластовом давлении ниже давления насыщения, в пластовых условиях, от величины пластового давления, представленное аналогично выражению (13)

$$\Gamma_{н пл н} = \left(\Gamma_{нас пл} - \frac{P_{пл н} \Gamma_{нас пл}}{P_{пл нас}} \right) \frac{M^3}{M^3},$$

где, $\Gamma_{нас пл}$ - газонасыщенность пластовой нефти, в пластовых условиях, m^3/m^3 , принимается по результатам лабораторных исследований или определяется по формуле (14)

$$\Gamma_{нас пл} = \Gamma_{нас пл ст} \frac{P_{пл} Z_{пл н}}{P_{пл н} T}, \frac{M^3}{M^3},$$

где, $\Gamma_{нас пл ст}$ - газонасыщенность пластовой нефти, в ст. условиях, m^3/m^3 , принимается по исходным данным результатов лабораторных исследований;

$P_{пл н}$ - пластовое давление «n-го» значения, МПа;

$Z_{пл н}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа, при $P_{пл н}$ и $T_{пл}$.

9. Приравнявая правые части уравнений (20) и (16), получаем уравнение

$$\frac{\left(\Gamma_{нас пл н} - \frac{P_{пл н} \Gamma_{нас пл н}}{P_{пл нас}} \right)}{\left(\Gamma_{нас пл н} - \frac{P_{пл н} \Gamma_{нас пл н}}{P_{пл нас}} \right) + 1} = \frac{(a\mu_{см пл н} - P_{пл н} + b)}{y(P_{пл н} - b)}, \quad (21)$$

решение которого, относительно $P_{пл н}$, с подставленными в него исходными и расчетными значениями входящих величин, приведенных в таблице, а также оптимальной величины фактической вязкости пластовой нефти или нефтегазовой смеси ($\mu_{н пл 1 факт}$ или $\mu_{см пл опт}$), определенной из функциональной

II. РАЗРАБОТКА

зависимости $\mu_{н\text{ пл } 1 \text{ факт}} (\mu_{см\text{ нг\text{ пл } n}) = f(\Sigma Q_{нг\text{ извл}})$ (рис. 3 и 4), позволяет **предварительно** (условно) определить величину оптимального пластового давления $P_{пл\text{ опт усл}}$

$$P_{пл\text{ опт усл}} = \frac{(P_{пл\text{ нас}} \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} } y} + \Gamma_{пл\text{ нас\text{ опт} } y} b + \Gamma_{пл\text{ нас\text{ опт} } a} \mu_{см\text{ пл\text{ опт} }} + P_{пл\text{ нас}} \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} }} + P_{пл\text{ нас}} + \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} }} b) \pm \sqrt{(P_{пл\text{ нас}} \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} } y} + \Gamma_{пл\text{ нас\text{ опт} } y} b + \Gamma_{пл\text{ нас\text{ опт} } a} \mu_{см\text{ пл\text{ опт} }} + P_{пл\text{ нас}} \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} }} + P_{пл\text{ нас}} + \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} }} b)^2 - 4 \times \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} }} (1+y) P_{пл\text{ нас}} (\Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} } y} b + \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} } a} \mu_{см\text{ пл\text{ опт} }} + \mu_{см\text{ пл\text{ опт} }} + \Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} }} b + b)}}{2 \times \Gamma_{пл\text{ нас}} (1+y)}, \text{ МПа.} \quad (22)$$

Примечание: Необходимость в **предварительном** (условном) определении **оптимальной** величины пластового давления $P_{пл\text{ опт усл}}$ продиктована тем, что значение величины удельного газосодержания пластовой нефти $\Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} }}$, определяемой по результатам лабораторных исследований или по формуле (14), при подстановке в уравнение (22) требует приведения к пластовым **оптимальным** условиям, то есть к условиям $P_{пл\text{ опт}}$ и $T_{пл}$, в то время как величина оптимального пластового давления $P_{пл\text{ опт}}$ **не известна**, так как является **искомой** величиной. Поэтому, эта величина предварительно принимается равной, наиболее близкой к ней, известной величине, например, начальной величине давления насыщения пластовой нефти газом, то есть предварительно допускается $P_{пл\text{ опт}} = P_{пл\text{ нас}}$.

10. По предварительно найденному (условному) значению оптимальной величины пластового давления $P_{пл\text{ опт усл}}$, **математическим методом последовательных приближений** уточняется, предварительно найденное, значение удельного газосодержания пластовой нефти, в оптимальных пластовых условиях, по формуле (14)

$$\Gamma_{нас\text{ пл\text{ опт} }} = \Gamma_{нас\text{ пл ст}} \frac{P_{пл\text{ опт}} Z_{пл}}{P_{пл\text{ опт усл}} T}, \quad \frac{M^3}{M^3}$$

и, по уточненному значению удельного газосодержания пластовой нефти, в оптимальных пластовых условиях, по той же формуле (22), **уточняется** значение оптимальной величины пластового давления $P_{пл\text{ опт}}$, поддержание которого, при разработке продуктивного пласта нефтегазового месторождения, обеспечит максимальный суммарный объем извлекаемой нефти и наибольший КИН за весь срок разработки.

11. Определяют оптимальный удельный объем свободного газа, выделившийся из нефти при оптимальном значении величины пластового давления, в пластовых условиях, из выражения, аналогичного выражению (13)

$$\Gamma_{н\text{ пл\text{ опт} }} = \left(\Gamma_{нас\text{ пл}} - \frac{P_{пл\text{ опт}} \Gamma_{нас\text{ пл}}}{P_{пл\text{ нас}}} \right), \quad \frac{M^3}{M^3}$$

12. По уточненным значениям оптимальной величины пластового давления $P_{пл\text{ опт}}$ и пластовой температуре $T_{пл}$, определяют коэффициент газосодержания нефти в пластовых оптимальных условиях, из выражения, аналогичного (7.2)

II. РАЗРАБОТКА

$$\beta_{\Gamma_{\text{пл опт}}} = \frac{\Gamma_{\text{пл опт}}}{\Gamma_{\text{пл опт}} + 1}$$

сопоставляют с предельными значениями $\beta_{\Gamma_{\text{пл опт}}} \leq 0,33$ и $P_{\text{пл опт}} \leq 0,65 P_{\text{пл нач}}$ по условиям (7.2) и (9.2), и, в случае нарушения этих условий, производят увеличение оптимального пластового давления $P_{\text{пл опт}}$ до обеспечивающего выполнение этих условий.

Технология разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при поддержании пластового давления ниже давления насыщения защищена патентом РК в 2013г. [6].

Предложенная возможность, в определенных условиях осуществлять разработку продуктивного пласта нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения, ломает прежние устоявшиеся представления о процессах, происходящих в продуктивных пластах нефтегазовых месторождений при вытеснении нефти водой. Позволяет, принципиально по-новому, рассматривать физическую сущность процессов, происходящих в продуктивных пластах, в условиях снижения пластового давления ниже давления насыщения, предоставляя возможность эффективно управлять этими процессами.

8.3.4. Примеры (численные) расчета оптимальных параметров технологического процесса разработки продуктивного пласта при пластовом давлении ниже давления насыщения

Расчет оптимальных параметров технологического процесса разработки продуктивного пласта при поддержании пластового давления ниже давления насыщения, показан на примере 2-х продуктивных пластов гипотетических нефтегазовых месторождений Б и В, исходные и расчетные характеристики которых представлены ниже, а также на рис. 3 и 4, в таблице и в Приложении.

Пример №1 (гипотетическое нефтегазовое месторождение Б)

Продуктивный пласт гипотетического нефтегазового месторождения Б, по геоло-промысловым данным, близкий горизонту Ю-8, месторождения Жетыбай, РК, характеризуется следующими параметрами:

- утвержденные извлекаемые запасы: нефти $\Sigma Q_{\text{нг извл утвржд.Б}} - 20528$ тыс. т;

газа $\Sigma Q_{\text{гв извл утвржд.Б}} - 2463$ млн. м³;

- утвержденный КИН=**0,381**;
- пластовое давление $P_{\text{пл Б}}=20,9$ МПа;
- пластовая температура $T_{\text{пл Б}}=388$ К;
- давление насыщения, в пластовых условиях, $P_{\text{пл нас Б}}=18,9$ МПа;
- газонасыщенность нефти:
 - ✓ в ст. условиях $\Gamma_{\text{нас пл Б ст}}=102$ м³/м³ (по исходным данным);
 - ✓ при давлении насыщения $P_{\text{пл нас Б}}=18,9$ МПа и пластовой температуре $\Gamma_{\text{нас пл Б}}=0,715$ м³/м³ определяется по формуле (14)

II. РАЗРАБОТКА

$$\Gamma_{\text{нас пл Б}} = 102 \frac{0,1 \times 388 \times 1,0}{18,9 \times 293} = 0,715 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3};$$

- плотность нефти (принимается по исходным данным):
 - ✓ в ст. условиях $\rho_{\text{н Б ст}}=849 \text{ кг/м}^3$;
 - ✓ в пластовых условиях $\rho_{\text{н Б}}=760 \text{ кг/м}^3$;
- вязкость нефти (по результатам лабораторных исследований):
 - ✓ при пластовой температуре и фактическом пластовом давлении – $\mu_{\text{н пл нас Б}}=1,7 \text{ мПа}\times\text{с}$;
 - ✓ при пластовой температуре и ст. давлении $P_{\text{Б ст}}=0,1 \text{ МПа}$ – $\mu_{\text{н Р ст}}=5,9 \text{ мПа}\times\text{с}$;
- вязкость воды в пластовых условиях $\mu_{\text{в пл Б}}=0,6 \text{ мПа}\times\text{с}$ (по исходным данным);
 - плотность газа:
 - ✓ в ст. условиях $\rho_{\text{г Б}}=0,8 \text{ кг/м}^3$ (по исходным данным);
 - ✓ плотность газа относительная $\rho_{\text{г Б}}=0,62$ (по исходным данным).

Расчет технологического процесса осуществляется следующим образом.

1. Для построения кривой $\mu_{\text{см нг пл п Б}} = f(\Sigma Q_{\text{нг извл п Б}}$ принимаются различные значения соотношений вязкостей нефти и нефтегазовой смеси и воды, в пластовых условиях, $\mu_{\text{пл Б}}$, в пределах от начального до различных, в пределах по условию (3), и, соответствующие этим величинам, значения величин вязкости нефтегазовой смеси ($\mu_{\text{см нг пл п Б}}$), определенные из выражения (15)

$$\mu_{\text{см нг пл п Б}} = \mu_{\text{пл п Б}} \times \mu_{\text{в пл Б}}, \text{ МПа}\times\text{с},$$

а также вязкость закачиваемой в пласт воды, в пластовых условиях, приведены в таблице.

Таблица. Исходные и расчетные данные к расчету оптимальных процесса разработки продуктивных пластов гипотетических месторождения А, Б и В при пластовом давлении ниже давления насыщения

Наименование	Размерность	Значения	Обозначения		
			А	Б	В
1	2	3	4	5	6
Исходные значения					
Удельное газосодержание пластовой нефти при давлении насыщения и пластовой температуре, в ст. условиях	$\text{м}^3/\text{м}^3$	$\Gamma_{\text{пл нас ст}}$	24,2	102	59,4
Удельное газосодержание пластовой нефти при давлении насыщения и пластовой температуре, в пластовых условиях	$\text{м}^3/\text{м}^3$	$\Gamma_{\text{пл нас}}$	0,107	0,715	0,727
Пластовое давление фактическое (начальное)	МПа	$P_{\text{пл факт}}$	8,0	18,9	10,54
Пластовая температура	К	$T_{\text{пл}}$	315	388	330
Давление насыщения нефти газом, в пластовых условиях	МПа	$P_{\text{пл нас}}$	7,1	18,9	9,2
Вязкость нефти, в начальных условиях пластового давления насыщения	мПа×с	$\mu_{\text{н нас пл факт}}$	19,5	1,7	3,2
Вязкость нефти, в условиях пластовой температуры и ст. давления	мПа×с	$\mu_{\text{н нас у}}$		6,9	8,9
Вязкость воды, в пластовых условиях	мПа×с	$\mu_{\text{в пл}}$	0,7	0,6	0,853
Коэффициенты линейного уравнения	-	a	-	-	-1,42
	-	b	14,78	25,04	13,75

II. РАЗРАБОТКА

Расчетные значения оптимальных величин					
Вязкость нефти (нефтегазовой смеси) оптимальная, в пластовых условиях	мПа×с	$\mu_{н\text{ пл опт}}$ ($\mu_{смн\text{гпл опт}}$)		4,2	6,0
Вязкость частично дегазированной нефти оптимальная, в пластовых условиях	мПа×с	$\mu_{н\text{ пл опт}}$		3,0	4,33
Вязкость относительная, в пластовых условиях	-	$\mu_{см\text{ нг пл опт}}/\mu_{в\text{ пл}}$		7,0	7,0
Пластовое давление оптимальное	МПа	$P_{\text{пл опт}}$		14,56	7,5
Степень снижения оптимального пластового давления относительно давления насыщения	%	ΔP		23	18,4

2 По результатам геологического и гидродинамического моделирования или с использованием других известных методов расчета, с учетом схемы слоисто - и зонально-неоднородного пласта, при поддержании пластового давления, в пределах давления насыщения и ниже давления насыщения, принимают и **рассчитывают** при различных значениях величины вязкости нефти и нефтегазовой смеси, от начальной до определенных по формуле (14), в пределах по условию (3) ($\mu_{н\text{ пл Б 1 факт}}$, $\mu_{см\text{ нг пл Б 2}}$, ..., $\mu_{см\text{ нг пл Б n}}$) объемы нефти $\Sigma Q_{\text{нг извл Б 1 утвержд}}$ (утвержденный ЦКР РК), $\Sigma Q_{\text{нг извл Б 2}}$, $\Sigma Q_{\text{нг извл Б 3}}$, ..., $\Sigma Q_{\text{нг извл Б n}}$, извлекаемые за весь срок разработки этого эксплуатационного объекта.

3 Определяют объемы нефти $\Sigma Q_{\text{нг извл Б 1 утвержд}}$, $\Sigma Q_{\text{нг извл Б 2}}$, ..., $\Sigma Q_{\text{нг извл Б n}}$, вытесняемые водой, за весь срок разработки продуктивного пласта, при соответствующих различных значениях величины вязкости пластовой нефти или нефтегазовой смеси от фактической, до определенных по формуле (14), в пределах условия (3) ($\mu_{н\text{ пл 1 факт Б}}$, $\mu_{см\text{ нг пл 2 Б}}$, $\mu_{см\text{ нг пл 3 Б}}$, ..., $\mu_{см\text{ нг пл n Б}}$), приведенные в табл. (значения коэффициентов $a_B = -4,087$ и $b_B = 25,8479$ линейного уравнения ($P_{\text{пл n Б}} = a_B \mu_{н\text{ пл n Б}} + b_B$) определены в **Приложении** и приведены в табл.).

4 Производят графическое построение зависимости значений вязкости нефти ($\mu_{н\text{ пл Б 1 факт}}$) и нефтегазовой смеси ($\mu_{см\text{ нг пл Б n}}$) в пределах, определенных условием (3), от соответствующих значений суммарных объемов извлекаемой нефти за весь срок разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения $\Sigma Q_{\text{нг извл Б 1 утвержд}}$, $\Sigma Q_{\text{нг извл Б 2}}$, $\Sigma Q_{\text{нг извл Б 3}}$, ..., $\Sigma Q_{\text{нг извл Б n}}$, в виде кривой функциональной зависимости $\mu_{н\text{ пл нас Б 1 факт}}$ ($\mu_{см\text{ нг пл Б}} = f(\Sigma Q_{\text{нг извл Б}}$, представленной на рис. 2.

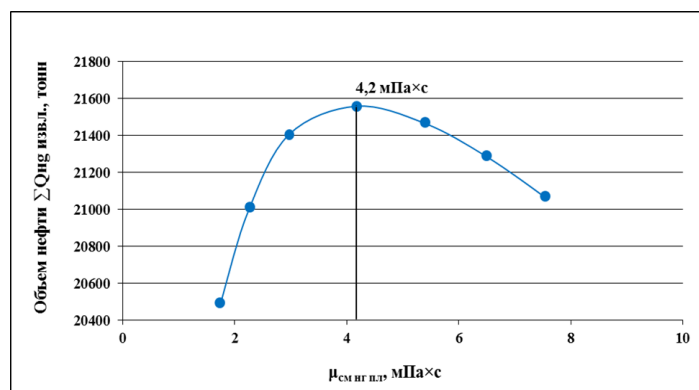


Рис.2. Гипотетическое нефтегазовое месторождение Б.

II. РАЗРАБОТКА

Кривая функциональной зависимости объемов нефти $\Sigma Q_{\text{нг извл Б}}$, вытесняемых водой за весь срок разработки продуктивного пласта, при соответствующих различных значениях величины вязкости пластовой нефти (нефтегазовой смеси) от начальной, до определенных по формуле (15), в пределах условия по (3) ($\mu_{\text{см нг пл Б 1 факт}}, \mu_{\text{см нг пл Б 2}}, \dots, \mu_{\text{см нг пл Б n}}$) (см. Приложение)

Примечание: Кривая функциональной зависимости, отображенная на рис. 2, строится по точкам от первой точки, соответствующей фактической величине вязкости пластовой нефти, в пластовых условиях ($\mu_{\text{н пл Б 1 факт}}$), до «n-ГО» значения величины вязкости нефтегазовой смеси, в пластовых условиях ($\mu_{\text{см нг пл Б n}}$), соответствующим утвержденному, и расчетным объемам, извлекаемой нефти.

5. Определяют **оптимальную** величину вязкости нефтегазовой смеси $\mu_{\text{см нг пл опт Б}} = 4,2$ мПа×с по кривой функциональной зависимости $\mu_{\text{см нг пл Б}} = f(\Sigma Q_{\text{нг извл Б}}$, построенной по данным, представленным в табл. (рис. 3).

6. Определяют предварительно величину оптимального пластового давления $P_{\text{пл опт Б усл}}$, путем решения, выше приведенного, квадратичного уравнения (22)

$$P_{\text{пл опт усл, МПа}} = \frac{(P_{\text{пл нас Б}} \Gamma_{\text{нас пл опт Б}} U_{\text{Б}} + \Gamma_{\text{пл нас опт Б}} U_{\text{Б}}^2 b_{\text{Б}} + \Gamma_{\text{пл нас опт Б}} a_{\text{Б}} \mu_{\text{см пл опт Б}} + P_{\text{пл нас Б}} \Gamma_{\text{нас пл опт Б}} + P_{\text{пл нас Б}} + \Gamma_{\text{нас пл опт Б}} b_{\text{Б}}) \pm \sqrt{(\Gamma_{\text{пл нас Б}} \Gamma_{\text{нас пл опт Б}} U_{\text{Б}} + \Gamma_{\text{пл нас опт Б}} U_{\text{Б}}^2 b_{\text{Б}} + \Gamma_{\text{пл нас опт Б}} a_{\text{Б}} \mu_{\text{см пл опт Б}} + P_{\text{пл нас Б}} \Gamma_{\text{нас пл опт Б}} + P_{\text{пл нас Б}} + \Gamma_{\text{нас пл опт Б}} b_{\text{Б}})^2}}{2 \times \Gamma_{\text{пл нас опт Б}} (1 + U_{\text{Б}})}$$

Примечание: Так как оптимальное удельное газосодержание пластовой нефти $\Gamma_{\text{нас пл опт Б}}$, определяемое по результатам лабораторных исследований или по формуле (14), приводится к оптимальным условиям по **искомой** (на данном этапе расчета **неизвестной**) оптимальной величине пластового давления $P_{\text{пл опт Б}}$, то величина эта ($P_{\text{пл опт Б}}$) **предварительно** принимается равной, например, величине $P_{\text{пл нас факт Б}}$, с последующим уточнением величины $\Gamma_{\text{нас пл опт Б}}$ по величине $P_{\text{пл опт усл Б}}$, используя математический метод последовательных приближений.

7. Подставив в уравнение (22), приведенные в табл. исходные и расчетные значения входящих величин, в том числе предварительно принятую $\Gamma_{\text{нас пл опт Б}} = \Gamma_{\text{нас пл Б факт}}$, а также оптимальную величину вязкости пластовой нефти $\mu_{\text{н пл опт Б}}$ (нефтегазовой смеси $\mu_{\text{см пл опт Б}}$), в пластовых условиях, полученную из кривой (рис. 3), определяют **предварительно** искомую величину оптимального пластового давления $P_{\text{пл опт Б усл}}$

$$P_{\text{пл опт Б усл}} = \frac{(18,9 \times 0,715 \times 2,5 + 0,715 \times 2,5 \times 25,046 - 3,615 \times 0,715 \times 4,2 + 18,9 \times 0,715 + 18,9 + 0,715 \times 25,046)}{2 \times 0,715 (1 + 2,5)}$$

II. РАЗРАБОТКА

$$\frac{\pm\sqrt{(18,9 \times 0,715 \times 2,5 + 0,715 \times 2,5 \times 25,046 - 3,615 \times 0,715 \times 4,2 + 18,9 \times 0,715 + 18,9 + 0,715 \times 25,046)^2}}{-4 \times 0,715(1+2,5)18,9(0,715 \times 2,5 \times 25,046 - 3,615 \times 0,715 \times 4,2 - 3,615 \times 4,2 + 0,715 \times 25,046 + 25,046)}$$

$$= 14,2 \text{ МПа.}$$

8. По предварительно найденному значению оптимальной величины пластового давления $P_{\text{пл опт Б усл}}$, используя математический метод последовательных приближений, **уточняют** предварительно найденное значение удельного газосодержания пластовой нефти, в пластовых условиях $\Gamma_{\text{нас пл опт Б}}$, по формуле (14), произведя в ней замену предварительно принятого значения $P_{\text{пл нас Б}}$ на предварительно определенное значение величины $P_{\text{пл опт Б усл}}$

$$\Gamma_{\text{нас пл опт Б}} = \Gamma_{\text{нас пл ст Б}} \frac{P_{\text{пл}} Z_{\text{пл}}}{P_{\text{пл опт Б усл}} T}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3;$$

$$\Gamma_{\text{нас пл опт Б}} = 102 \frac{0,1 \times 388 \times 1,0}{14,2 \times 293} = 0,9512 \text{ мПа} \times \text{с},$$

и по уточненному значению удельного газосодержания пластовой нефти, в пластовых условиях, **уточняют** значение оптимальной величины пластового давления по той же формуле (22)

$$P_{\text{пл опт Б}} =$$

$$\frac{(18,9 \times 0,9512 \times 2,5 + 0,9512 \times 2,5 \times 25,046 - 3,615 \times 0,9512 \times 4,2 + 18,9 \times 0,9512 + 18,9 + 0,9512 \times 25,046)}{2 \times 0,9512(1+2,5)}$$

$$\frac{\pm\sqrt{(18,9 \times 0,715 \times 2,5 + 0,715 \times 2,5 \times 25,046 - 3,615 \times 0,715 \times 4,2 + 18,9 \times 0,715 + 18,9 + 0,715 \times 25,046)^2}}{-4 \times 0,9512(1+2,5)18,9(0,9512 \times 2,5 \times 25,046 - 3,615 \times 0,9512 \times 4,2 - 3,615 \times 4,2 + 0,9512 \times 25,046 + 25,046)}$$

$$= 14,56 \text{ МПа}$$

поддержание которого, при разработке продуктивного пласта нефтегазового месторождения, обеспечит максимальный суммарный объем извлекаемой нефти и получение наибольшего КИН за весь срок его разработки.

9. Определяют оптимальную величину вязкости частично дегазированной нефти по зависимости вязкости пластовой нефти $\mu_{\text{н пл н Б}}$ от пластового давления $P_{\text{пл н Б}}$, отображенной, согласно формуле (18), с соответствующими обозначениями, в следующем виде

$$\mu_{\text{н пл н Б}} = \frac{(P_{\text{пл опт Б}} - b_{\text{Б}})}{a_{\text{Б}}}, \text{ мПа} \times \text{с},$$

$$\mu_{\text{н пл н Б}} = \frac{(14,56 - 25,046)}{-3,615} = 2,9 \text{ мПа} \times \text{с},$$

где, $a_{\text{Б}}$ и $b_{\text{Б}}$ - коэффициенты линейного уравнения ($P_{\text{пл н Б}} = a_{\text{Б}} \mu_{\text{н пл н Б}} + b_{\text{Б}}$), значения которых $a_{\text{Б}} = -3,615$ и $b_{\text{Б}} = 25,046$ определены в Приложении и приведены в табл.

10. Определяют оптимальное значение коэффициента газосодержания нефти при оптимальном пластовом давлении $P_{\text{пл опт Б}}$ и пластовой температуре

II. РАЗРАБОТКА

$T_{пл\ Б}$ из выражения (9.1) и сопоставляют с предельным $\beta_{г\ пл\ опт\ Б} \leq 0,33$, рекомендуемым по условию (9.2)

$$\beta_{г\ пл\ опт\ Б} = \frac{\Gamma_{вн\ пл\ опт\ Б}}{\Gamma_{в\ пл\ опт\ Б} + 1};$$

$$\beta_{г\ пл\ опт\ Б} = \frac{0,213}{0,213 + 1} = 0,1756,$$

где, $\Gamma_{н\ пл\ опт\ Б}$ - удельное газосодержание (удельный объем выделившегося газа), в условиях оптимального пластового давления $P_{пл\ опт\ Б}$ и пластовой температуры $T_{пл\ Б}$, $м^3/м^3$, определяется аналогично выражению (14)

$$\Gamma_{вн\ пл\ опт\ Б} = \Gamma_{нас\ пл\ ст\ Б} \frac{P_{пл\ Б} Z_{пл\ Б}}{P_{пл\ опт\ Б} T_{пл\ Б}} \frac{м^3}{м^3};$$

$$\Gamma_{вн\ пл\ опт\ Б} = 23,42 \frac{0,1 \times 388 \times 1,0}{14,56 \times 293} = 0,213 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

где, $\Gamma_{вн\ пл\ опт\ ст\ Б}$ - удельное газосодержание, в условиях оптимального пластового давления $P_{пл\ опт\ Б}$ и пластовой температуры $T_{пл\ Б}$, приведенное к ст. условиям, $м^3/м^3$, определяется аналогично выражению (13)

$$\Gamma_{вн\ пл\ опт\ ст\ Б} = \left(\Gamma_{нас\ пл\ Б} - \frac{P_{пл\ Б} \Gamma_{нас\ пл\ Б}}{P_{пл\ нас\ Б}} \right) \frac{м^3}{м^3};$$

$$\Gamma_{вн\ пл\ опт\ ст\ Б} = \left(102 - \frac{14,56 \times 102}{18,9} \right) = 23,42 \frac{м^3}{м^3},$$

где, $\Gamma_{нас\ пл\ ст\ Б}$ - удельная газонасыщенность пластовой нефти, в условиях пластовых давлений насыщения $P_{пл\ нас\ Б}$ и температуры $T_{пл\ Б}$, $м^3/м^3$, приведенное к ст. условиям, $\Gamma_{нас\ пл\ ст\ Б} = 102 \text{ м}^3/\text{м}^3$, принимается по исходным данным (см. табл.).

Как следует из представленных результатов расчетов, значения оптимальных величин вязкости нефтегазовой смеси и, соответствующей ей, частично дегазированной нефти, составляют соответственно $\mu_{см\ нг\ пл\ опт\ Б} = 4,2$ мПа·с и $\mu_{н\ пл\ опт\ Б} = 2,9$ мПа·с, оптимальная величина пластового давления составляет $P_{пл\ опт\ Б} = 14,56$ МПа (на $\approx 23\%$ ниже давления насыщения $P_{нас\ пл\ Б} = 18,9$ МПа), оптимальное значение величины коэффициента газосодержания, при оптимальном пластовом давлении $P_{пл\ опт\ Б}$ и пластовой температуре $T_{пл\ Б}$, составляет $\beta_{г\ пл\ опт\ Б} = 0,1756 < 0,33$, то есть укладывается в предел по условию (9.2).

11. Определяют по условию (8) соотношение между $P_{пл\ нач}$ и $P_{пл\ опт}$

$$P_{пл\ опт} \geq 0,65 P_{пл\ нач}, \text{ МПа};$$

$$P_{пл\ опт} = 14,56 \geq 0,65 \times 20,9 = 13,558 \text{ МПа};$$

и убеждаются, что найденное значение $P_{пл\ опт} = 14,56 \text{ МПа} > 13,558 \text{ МПа}$, то есть отвечает условию (8).

Пример №2 (гипотетическое нефтегазовое месторождение В)

II. РАЗРАБОТКА

Продуктивный пласт гипотетического нефтегазового месторождения В, по начальным данным, близкий 4 блоку разработки XIV горизонта месторождения Узень, РК:

- извлекаемые запасы: нефти $\Sigma Q_{\text{нг извл утвержд.В}} - 13000$ тыс. т;
газа $\Sigma Q_{\text{гв извл утвержд.В}} - 2463$ млн. м³;
- КИН=0,467;
- пластовое давление $P_{\text{пл В}}=10,54$ МПа;
- пластовая температура $T_{\text{пл В}}=330$ К;
- давление насыщения нефти газом, в пластовых условиях, $P_{\text{пл нас В}}=9,2$ МПа;
- газонасыщенность нефти:
 - ✓ в стандартных условиях $\Gamma_{\text{пл в ст}}=59,4$ м³/м³ (по исходным данным);
 - ✓ при давлении насыщения $P_{\text{пл нас В}}=9,2$ МПа и пластовой температуре определена по формуле (14)

$$\Gamma_{\text{пл в}} = \Gamma_{\text{нас пл в}} \frac{P_{\text{пл в}} Z_{\text{пл в}}}{P_{\text{пл опт в усл}} T}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3;$$

$$\Gamma_{\text{нас пл в}} = 59,4 \frac{0,1 \times 330 \times 1,0}{9,2 \times 293} = 0,727 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3};$$

- плотность нефти (принимается по исходным данным):
 - ✓ в ст. условиях $\rho_{\text{н в ст}}=863,6$ кг/м³;
 - ✓ в пластовых условиях $\rho_{\text{н пл факт В}}=771$ кг/м³;
- вязкость воды, в пластовых условиях, $\mu_{\text{н пл в}}=0,853$ мПа×с (по исходным данным);
 - плотность газа, в ст. условиях, $\rho_{\text{г в ст}}=0,8$ кг/м³, относительная $\rho_{\text{г в ст}}=0,62$;
 - вязкость нефти (по исходным данным):
 - ✓ при пластовой температуре и фактическом пластовом давлении – $\mu_{\text{н нас В}}=3,2$ мПа×с;
 - ✓ при пластовой температуре и ст. давлении $P_{\text{у}}=0,1$ МПа – $\mu_{\text{н у В}}=8,9$ мПа×с.

1. Для построения кривой $\mu_{\text{см нг пл п в}} = f(\Sigma Q_{\text{нг извл п в}})$ принимаются различные значения соотношений вязкостей нефти и нефтегазовой смеси и воды, в пластовых условиях, $\mu_{\text{пл в}}$, в пределах от начального до различных в пределах по условию (3), и соответствующие этим величинам значения величин вязкость нефтегазовой смеси ($\mu_{\text{см нг пл п в}}$), определенные из выражения (15)

$$\mu_{\text{см нг пл опт в}} = \mu_{\text{пл опт в}} \times \mu_{\text{в пл в}}, \text{МПа} \times \text{с},$$

II. РАЗРАБОТКА

а также вязкость закачиваемой воды, в пластовых условиях, приведены в табл.

2. По результатам геологического и гидродинамического моделирования, или с использованием других известных методов расчета, с учетом схемы слоисто - и зонально-неоднородного пласта, при поддержании пластового давления в пределах давления насыщения и ниже давления насыщения, принимают и **рассчитывают**, при различных значениях величины вязкости нефти и нефтегазовой смеси, от начальной до определенных по формуле (14), в пределах по условию (3) ($\mu_{н\text{ пл В } 1 \text{ ф акт}}$, $\mu_{см\text{ нг пл В } 2}$, ..., $\mu_{см\text{ нг пл В } n}$) объемы нефти $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } 1 \text{ утвержд}}$ (утвержденный ЦКР РК), $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } 2}$, $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } 3}$, ..., $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } n}$, извлекаемые, за весь срок разработки, этого эксплуатационного объекта.

3. Определяют объемы нефти $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } 1 \text{ утвержд}}$, $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } 2}$, ..., $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } n}$, вытесняемые водой, за весь срок разработки продуктивного пласта при соответствующих различных значениях величины вязкости пластовой нефти или нефтегазовой смеси от начальной, до определенных по формуле (14) в пределах условия (3) ($\mu_{н\text{ пл нач В } 1}$, $\mu_{см\text{ нг пл В } 2}$, ..., $\mu_{см\text{ нг пл В } n}$), приведенные в табл. (значения $a_B = -4,087$ и $b_B = 25,8479$ линейного уравнения ($P_{пл\text{ В}} = a_B \mu_{н\text{ пл } n} + b_B$) определены в **Приложении** и приведены в табл.).

4. Производят графическое построение зависимости вязкости нефти ($\mu_{н\text{ пл В } 1 \text{ ф акт}}$) и нефтегазовой смеси ($\mu_{см\text{ нг пл В } n}$) в пределах, определенных условием (3), от соответствующих суммарных объемов извлекаемой нефти за весь срок разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } 1 \text{ утвержд}}$, $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } 2}$, $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } 3}$, ..., $\Sigma Q_{нг\text{ извл В } n}$, в виде кривой $\mu_{н\text{ пл нас В } 1 \text{ ф акт}}$ ($\mu_{см\text{ нг пл В}}$) = $f(\Sigma Q_{нг\text{ извл В}}$, представленной на рис. 3.

Примечание: Кривая функциональной зависимости, отображенная на рис. 3, строится по точкам от первой точки, соответствующей величине начальной вязкости пластовой нефти, в пластовых условиях ($\mu_{н\text{ пл В } 1 \text{ ф акт}}$), до «n-го» значения величины вязкости нефтегазовой смеси, в пластовых условиях ($\mu_{см\text{ нг пл В } n}$).

5. Определяют значение **оптимальной** величины вязкости нефтегазовой смеси $\mu_{см\text{ нг пл опт В}} = 6,0$ мПа×с по кривой $\mu_{см\text{ нг пл В}} = f(\Sigma Q_{нг\text{ извл В}}$ (рис. 3);

II. РАЗРАБОТКА

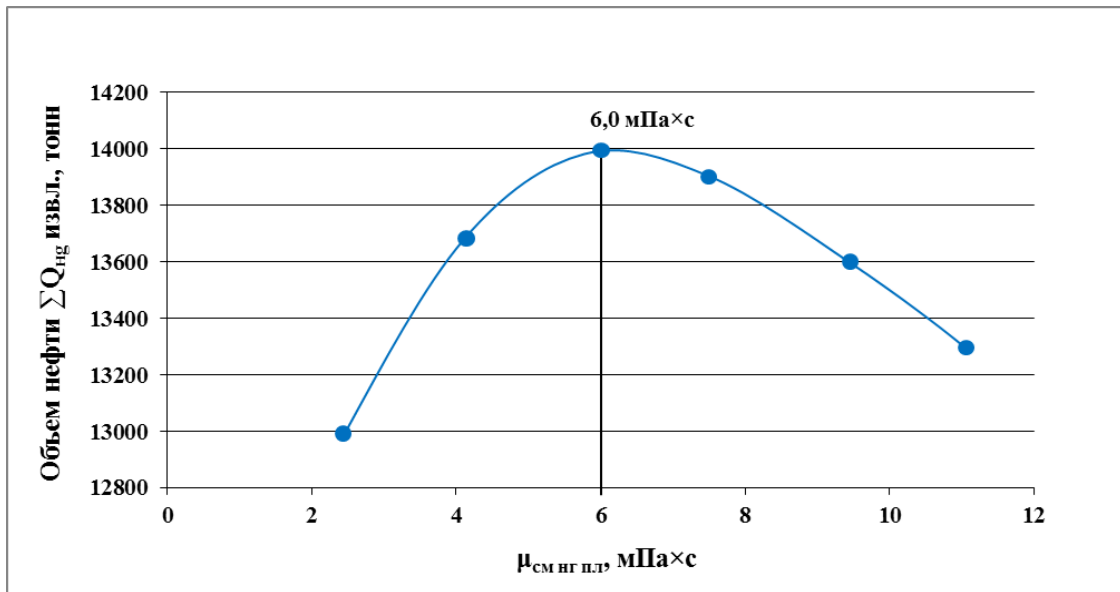


Рис.3. Гипотетическое нефтегазовое месторождение В.

Кривая функциональной зависимости объемов нефти $\Sigma Q_{нг\ извл\ В}$, извлеченных за весь срок разработки продуктивного пласта, при соответствующих различных значениях величины вязкости пластовой нефти (нефтегазовой смеси), от начальной, до определенных по (15), в пределах условия (3) ($\mu_{см\ нг\ пл\ В\ 1\ факт}$, $\mu_{см\ нг\ пл\ В\ 2}$, ..., $\mu_{см\ нг\ пл\ В\ n}$) (см. Приложение).

1. Определяется **предварительная** величина оптимального пластового давления $P_{пл\ опт\ В\ усл}$, путем решения, выше приведенного, квадратичного уравнения (22)

$P_{пл\ опт\ усл\ В}$, МПа =

$$= \frac{(P_{пл\ нас\ В} \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} u_B + \Gamma_{пл\ нас\ опт\ В} u_B^2 b_B + \Gamma_{пл\ нас\ опт\ В} a_B \mu_{см\ пл\ опт\ В} + P_{пл\ нас\ В} \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} + P_{пл\ нас\ В} + \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} b_B) \pm \sqrt{(P_{пл\ нас\ В} \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} u_B + \Gamma_{пл\ нас\ опт\ В} u_B^2 b_B + \Gamma_{пл\ нас\ опт\ В} a_B \mu_{см\ пл\ опт\ В} + P_{пл\ нас\ В} \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} + P_{пл\ нас\ В} + \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} b_B)^2 - 4 \times \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} (1 + u_B) P_{пл\ нас\ В} (\Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} u_B^2 b_B + \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} a_B \mu_{см\ пл\ опт\ В} + \Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} b_B)}$$

Примечание: Так как оптимальное удельное газосодержание пластовой нефти $\Gamma_{нас\ пл\ опт\ В}$, определяемое по результатам лабораторных исследований или по формуле (14), приводится к оптимальным условиям по **искомой** (на данном этапе расчета **неизвестной**) оптимальной величине пластового давления $P_{пл\ опт\ В}$, то величина эта ($P_{пл\ опт\ В}$) **предварительно** принимается, например, равной $P_{пл\ нас\ В\ факт}$, с последующим уточнением величины $\Gamma_{нас\ пл\ опт\ В}$ по величине $P_{пл\ опт\ усл\ В}$ математическим методом последовательных приближений.

1. Подставив в уравнение (22), приведенные в табл. исходные и расчетные значения входящих величин, в том числе предварительно принятое $\Gamma_{нас\ пл\ опт\ В} = \Gamma_{нас\ пл\ В\ факт}$, а также оптимальное значение величины вязкости нефти (нефтегазовой смеси) $\mu_{см\ пл\ опт\ В}$, в пластовых условиях, полученное из

II. РАЗРАБОТКА

функциональной зависимости $\mu_{н\text{ пл нас в}} (\mu_{см\text{ нг пл в н}}) = f(\Sigma Q_{нг\text{ извл в}})$ (рис. 3), предварительно определяют искомую величину оптимального пластового давления $P_{пл\text{ опт усл в}}$ по формуле (22)

$$P_{пл\text{ опт в усл}} = \frac{(9,2 \times 0,727 \times 2,5 + 0,727 \times 2,5 \times 13,75 - 1,42 \times 0,727 \times 6,0 + 9,2 \times 0,727 + 9,2 + 0,727 \times 13,75)}{2 \times 0,727(1 + 2,5)}$$

$$\pm \frac{\sqrt{(9,2 \times 0,727 \times 2,5 + 0,727 \times 2,5 \times 13,75 - 1,42 \times 0,727 \times 6,0 + 9,2 \times 0,727 + 9,2 + 0,727 \times 13,75)^2 - 4 \times 0,727(1 + 2,5)9,2(0,727 \times 2,5 \times 13,75 - 1,42 \times 0,727 \times 6,0 - 1,42 \times 6,0 + 0,727 \times 13,75 + 13,75)}}{2 \times 0,727(1 + 2,5)}$$

$$= 7,3 \text{ МПа.}$$

2. По предварительно найденному значению оптимальной величины пластового давления $P_{пл\text{ опт в усл}}$, используя математический метод последовательных приближений, **уточняют** предварительно найденное значение удельного газосодержания пластовой нефти, в пластовых условиях $\Gamma_{нас\text{ пл опт в}}$, по формуле (14), произведя в ней замену предварительно принятого значения $P_{пл\text{ нас в}}$ на предварительно определенное $P_{пл\text{ опт в усл}}$

$$\Gamma_{пл\text{ опт в}} = \Gamma_{нас\text{ пл ст в}} \frac{P_{пл\text{ в}} Z_{пл\text{ в}}}{P_{пл\text{ опт в усл}} T}; \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$\Gamma_{пл\text{ опт в}} = 59,4 \frac{0,1 \times 330 \times 1,0}{7,3 \times 293} = 0,9164 \text{ мПа} \times \text{с,}$$

и, по уточненному значению удельного газосодержания нефти, в пластовых условиях, $\Gamma_{нас\text{ пл опт в}}$, уточняют значение оптимальной величины пластового давления по (22)

$$P_{пл\text{ опт в}} = \frac{(9,2 \times 0,9164 \times 2,5 + 0,9164 \times 2,5 \times 13,75 - 1,42 \times 0,9164 \times 6,0 + 9,2 \times 0,9164 + 9,2 + 0,9164 \times 13,75)}{2 \times 0,9164 \times (1 + 2,5)}$$

$$\pm \frac{\sqrt{(9,2 \times 0,9164 \times 2,5 + 0,9164 \times 2,5 \times 13,75 - 1,42 \times 0,9164 \times 6,0 + 9,2 \times 0,9164 + 9,2 + 0,9164 \times 13,75)^2 - 4 \times 0,9164 \times (1 + 2,5)9,2(0,9164 \times 2,5 \times 13,75 - 1,42 \times 0,9164 \times 6,0 - 1,42 \times 6,0 + 0,9164 \times 13,75 + 13,75)}}{2 \times 0,9164 \times (1 + 2,5)}$$

$$= 7,5 \text{ МПа,}$$

поддержание которого обеспечивает максимальный суммарный объем извлекаемой нефти и наибольший КИН, за весь срок разработки продуктивного пласта.

3. Оптимальную величину вязкости частично дегазированной нефти определяют по функциональной зависимости вязкости пластовой нефти $\mu_{н\text{ пл в}}$ от пластового давления $P_{пл\text{ в}}$, отображенной, согласно формуле (18) с соответствующими обозначениями, в следующем виде

$$\mu_{н\text{ пл в}} = \frac{(P_{пл\text{ в}} - b_B)}{a_B}, \text{ мПа} \times \text{с,}$$

II. РАЗРАБОТКА

$$\mu_{н пл в} = \frac{(7,5 - 13,75)}{-1,42} = 4,4 \text{ мПа} \times \text{с},$$

где a_B и b_B - коэффициенты, значения которых $a_B = -1,42$ и $b_B = 13,75$ приведены в табл.

4. Определяют оптимальную величину коэффициента газосодержания нефти $\beta_{г пл опт в}$ при пластовых оптимальном давлении $P_{пл опт в}$ и температуре $T_{пл в}$ из (9.1) и сопоставляют с предельным по условию (9.2) $\beta_{г пл опт в} \geq 0,33$

$$\beta_{г пл опт в} = \frac{\Gamma_{в пл опт в}}{\Gamma_{в пл опт в} + 1};$$

$$\beta_{г пл опт в} = \frac{0,165}{0,165 + 1} = 0,14,$$

где, $\Gamma_{в пл опт в}$ - удельное газосодержание при оптимальном пластовом давлении $P_{пл опт в}$ и пластовой температуры $T_{пл в}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$, определяется аналогично (14)

$$\Gamma_{в пл опт в} = \Gamma_{нас пл ст в} \frac{P_{пл в} Z_{пл в}}{P_{пл опт в} T}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3;$$

$$\Gamma_{в пл опт в} = 10,976 \frac{0,1 \times 330 \times 1,0}{7,5 \times 293} = 0,165 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

где, $\Gamma_{в пл опт в}$ - удельное газосодержание, при оптимальном пластовом давлении $P_{пл опт в}$ и пластовой температуры $T_{пл в}$, в ст. условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$, аналогично (14)

$$\Gamma_{в пл в} = \left(\Gamma_{нас пл в} - \frac{P_{пл в} \Gamma_{нас пл в}}{P_{пл нас в}} \right), \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3};$$

$$\Gamma_{в пл в} = \left(59,4 - \frac{7,5 \times 59,4}{9,2} \right) = 10,976 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3},$$

где, $\Gamma_{нас пл ст в}$ - удельная газонасыщенность пластовой нефти, в условиях пластовых давлении насыщения $P_{пл нас в}$ и температуры $T_{пл в}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$, $\Gamma_{нас пл ст в} = 59,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, принимается по исходным данным (см. табл.).

Как следует из представленных результатов расчетов, значения оптимальных величин вязкостей нефтегазовой смеси и, соответствующей ей, частично дегазированной нефти, составляют соответственно $\mu_{см нг пл опт в} = 6,0 \text{ мПа} \times \text{с}$ и $\mu_{н пл опт в} = 4,54 \text{ мПа} \times \text{с}$, оптимальная величина пластового давления составляет $P_{пл опт в} = 7,5 \text{ МПа}$ (т.е. на $\approx 18,4\%$ ниже давления насыщения $P_{пл нас в} = 9,2 \text{ МПа}$), оптимальное значение величины коэффициента газонасыщенности нефти, при оптимальном пластовом давлении $P_{пл опт в} = 7,5 \text{ МПа}$ и пластовой температуре $T_{пл}$, составляет $\beta_{г пл опт в} = 0,14 < 0,33$, то есть соответствует условию (9.2).

1. Определяют по условию соотношение между $P_{пл нач}$ и $P_{пл опт}$
 $P_{пл опт} \geq 0,65 P_{пл нач}, \text{ МПа};$

$$P_{пл опт} = 7,5 \geq 0,65 \times 10,54 = 6,851 \text{ МПа},$$

II. РАЗРАБОТКА

и убеждаются, что найденное значение $P_{пл\text{ опт}}=7,5 \text{ МПа} > 6,851 \text{ МПа}$, то есть отвечает условию (8).

Приложение

Определение коэффициентов a и b в линейной зависимости

$P_{пл} = f(\mu_{н\text{ нас пл}})$ продуктивных пластов гипотетических нефтегазовых месторождений Б и В

Значения коэффициентов a и b от давления $P_{пл\text{ н}} = f(\mu_{н\text{ пл н}})$ определяют по уравнению

$$P_n = a\mu_{н\text{ пл н}} + b, \quad (\text{П. 1})$$

используя, как минимум, два значения вязкости пластовой нефти, определенных по результатам лабораторных исследований или расчетов, при пластовой температуре $T_{пл}$ и различных давлениях.

1.1. Месторождение Б (аналогичное геолого-промысловой характеристике VIII горизонта месторождения Жетыбай)

В условиях пластовой температуры $T_{пл\text{ Б}}=383 \text{ К}$ величина давления $P_{Б1}=P_{нас\text{ Б}}=18,9 \text{ МПа}$ соответствует вязкость пластовой нефти $\mu_{Б1}=\mu_{н\text{ пл нас Б}}=1,7 \text{ МПа}\times\text{с}$ и давлению $P_{Б2}=P_{\gamma}=0,1 \text{ МПа}$ соответствует вязкость пластовой нефти $\mu_{Б2}=\mu_{н\text{ }\gamma}=6,9 \text{ МПа}\times\text{с}$.

Порядок определения коэффициентов a_B и b_B линейного уравнения с соответствующими значениями $P_{Б1}$, $P_{Б2}$ и $\mu_{Б1}$, $\mu_{Б2}$ следующий.

На основе уравнения (П.1) составляют систему уравнений (П.1.1) и (П.1.2)

$$P_{Б1} = a_B\mu_{н\text{ пл Б }1} + b_B; \quad (\text{П. 1.1})$$

$$18,9 = 3,2a_B + b_B;$$

$$P_{Б2} = a_B\mu_{н\text{ пл Б }2} + b_B; \quad (\text{П. 1.2})$$

$$0,1 = 6,9a_B + b_B.$$

Решив уравнение (П.1.1) относительно b_B , определяют

$$b_B = 18,9 - 1,7a_B.$$

Подставив значение b_B в уравнение (П.1.2) и, решив его относительно a_B , определяют

$$0,1 = 6,9a_B + b_B;$$

$$0,1 = 6,9a_B + 18,9 - 1,7a_B;$$

$$a_B = -\frac{18,8}{5,2} = -3,615.$$

Подставив значение a_B в уравнение (П.1.1) и, решив относительно b_B , получают

$$b_B = 18,9 - 1,7a_B;$$

$$b_B = 18,9 + 1,7 \times 3,615 = 25,046.$$

II. РАЗРАБОТКА

Подставив в уравнение (II.1.1) полученные значения a_B и b_B и, решив его относительно давления насыщения ($P_{насB}=18,9$ МПа)

$$P_{насB} = -3,615 \times 1,7 + 25,046 = 18,9 \text{ МПа.}$$

убедимся в правильности определенных значений a_B и b_B .

1.2. Месторождение В (аналогичное геолого-промысловой характеристике 4 блока XIV горизонта месторождения Узень)

Аналогично определяют коэффициенты a_B и b_B линейного уравнения (II.1) с соответствующими значениями $P_{B1}=P_{пл\ наc}=9,2$ МПа, $P_{B2}=P_y=0,1$ МПа и $\mu_{н\ пл\ B1}=3,2$ мПа \times с, $\mu_{н\ пл\ B2}=9,6$ мПа \times с.

На основе уравнения (1) составляют систему уравнений (1.1) и (1.2)

$$P_{B1} = a_B \mu_{н\ пл\ B1} + b_B;$$

$$9,2 = 3,2a_B + b_B;$$

$$P_{B2} = a_B \mu_{н\ пл\ B2} + b_B;$$

$$0,1 = 9,6a_B + b_B.$$

Решив уравнение (1.1) относительно b_B , определяют

$$b_B = 9,2 - 3,2a_B.$$

Подставив значение b_B в уравнение (1.2) и, решив его относительно a_B , определяют

$$0,1 = 9,6a_B + b_B;$$

$$0,1 = 9,6a_B + 9,2 - 3,2a_B;$$

$$a_B = -\frac{9,1}{6,4} = -1,42.$$

Подставив значение a_B в уравнение (1.1) и, решив его относительно b_B , определяют

$$b_B = 9,2 - 3,2a_B;$$

$$b_B = 9,2 + 3,2 \times 1,42 = 13,75.$$

Подставив в уравнение (II.1.1) полученные значения a_B и b_B и, решив его относительно давления насыщения ($P_{нас}=9,2$ МПа), убедимся в правильности определения значений a_B и b_B .

$$P_{насB} = -1,42 \times 3,2 + 13,75 = 9,2 \text{ МПа.}$$

Список использованных источников

1. Мелик-Пашаев В.С., Власенко В.В., Серегина В.Н. «Давление насыщения в нефтяных залежах», М., «Недра», 1978г. – стр.
2. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е.// Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. - М.- Нефть и газ.- 1997г.- стр.

II. РАЗРАБОТКА

3. [Степанова Г.С.] (ОАО«ВНИИнефть»), Д.Н. Михайлов (Институт физики Земли РАН) «Обоснование новой технологии водогазового воздействия, использующей эффект пенообразования». Материалы Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», ОАО «ВНИИнефть», М., 2007г., стр.
4. «Экспериментальная оценка на основе сравнительных фильтрационных исследований на дезинтегрированном керновом материале эффективности применения технологии водогазового воздействия (ВГВ) на месторождении Каламкас». Отчет ВНИИнефть по Договору № 61/10-н//180/01-013/10 от 01.07.2010 г. М., 2010г.
5. Нечаева Е.В. //Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на эффективность выработки запасов.- Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: специальность 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.- Российский Госуниверситет нефти и газа им. И. М. Губкина.- Москва.- 2010-24 с.
6. Патент № 28081 РК по заявке _№ 2013/0145.1 от 08.02.2013 «Способ оптимизации пластового давления при разработке продуктивного пласта нефтегазового месторождения». Авторы: Муллаев Б.Т., Герштанский О.С., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Саенко А.Е.

УДК 622.245.422

Герштанский О.С., д.т.н., Крылов Д.А., к.т.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Влияние природных факторов на качество цементирования обсадных колонн

Почти сто лет развивается нефтегазовая отрасль, но проблема качественного разобщения пород до сих пор остается не разрешенной, несмотря на то, что за это время значительно улучшились тампонажные материалы, стала более совершенной технология цементирования обсадных колонн, достигнут высокий прогресс в автоматизации этого процесса и контроля за его реализацией.

Статистический анализ качества цементирования скважин, расположенных на разных месторождениях, залегающих на различной глубине, имеющих отличительные геолого-геофизические характеристики и петрофизические свойства показывает, что, несмотря на существенно отличающиеся факторы, изменение качества цементирования скважин в процессе разработки месторождений имеют одинаковую динамику. Как правило, на начальных стадиях разработки качество цементирования скважин низкое, а через 2 - 3 года оно постепенно улучшается, и спустя 5 - 6 лет стабилизируется на более высоком уровне. При этом технология вскрытия пород и цементирования скважин в этот период остается без изменения. В большинстве скважин наблюдается рост плотности контакта цементного камня с обсадными трубами по направлению от устья к забою.

Экспериментальные исследования показывают, что наиболее вероятной причиной, влияющей на адгезию цементного камня с металлом обсадных труб, является электрический потенциал колонны, который может изменяться в процессе разработки залежи под воздействием как объективных, так и субъективных факторов. На формирование микроканалов в цементном кольце влияют: седиментация, контракция и отфильтровывание части жидкости затворения в проницаемые породы.

На рис. 1 (слева) приведены кривые изменения среднего коэффициента качества цементирования ($K_{ц}$) по всем скважинам, пробуренным за период от начала эксплуатации месторождения и до 10 лет. Приведенная на рисунке информация касается скважин, расположенных на месторождениях Узень, Каламкас и Каражанбас, имеющих совершенно разные геолого-петрофизические характеристики. Но динамика изменения $K_{ц}$ во времени на этих площадях практически не отличается: в первые 2 – 3 года качество цементирования эксплуатационных колонн низкое, затем улучшается, и через 5 - 6 лет достигает максимальной величины. В последующие годы $K_{ц}$ сохраняется. Эта закономерность не зависит от глубины залегания залежи и характера насыщения продуктивной толщи. Данные, приведенные на рисунке, как сказано выше, касаются месторождений,

III. БУРЕНИЕ

Динамика К_ц

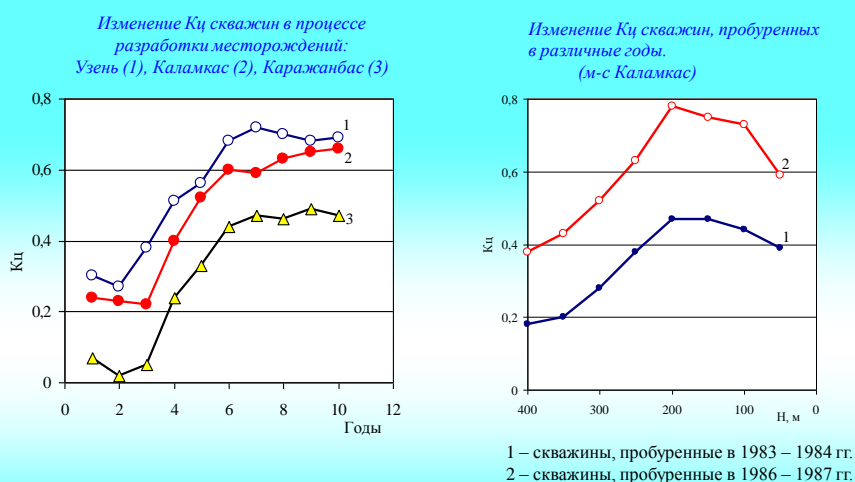


Рис. 1

Влияние на К_ц

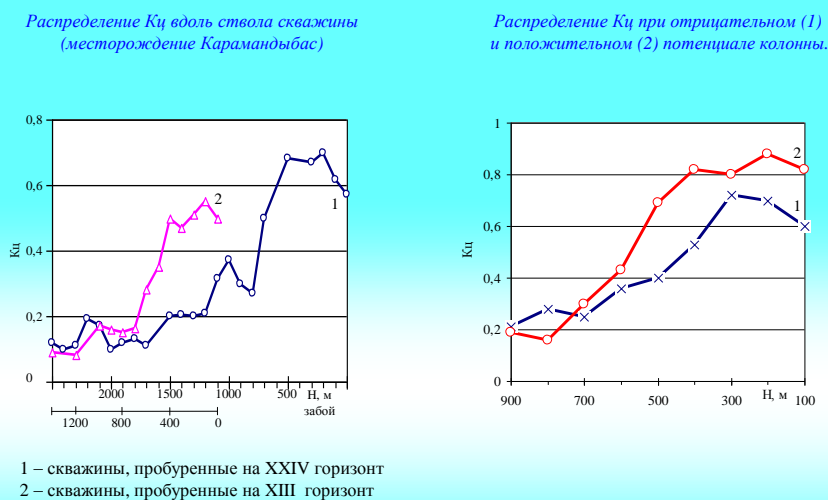


Рис. 2

расположенных на территории Мангышлака. Но такая же динамика была нами получена и на других месторождениях. Проведенный анализ показывает, что на этот процесс не всегда оказывает влияние технология бурения и цементирования скважин. Об этом свидетельствуют случаи, когда рядом расположенные скважины, пробуренные одной бригадой и зацементированные по одинаковой технологии, имеют различный контакт цементного камня с обсадными колоннами. Но в среднем по месторождению изменение $K_{ц}$ скважин имеют динамику, приведенную на рис. 1. Естественно,

III. БУРЕНИЕ

возникает вопрос: “Какими же факторами обусловлена эта закономерность?”. Имеются все основания предполагать, что на нее влияет изменение объемного электрического потенциала, который образуется при бурении скважины. В качестве примера представлена информация на рис. 1 и 2.

На рис. 1 (справа) приведено распределение качества цементирования скважин месторождения Каламкас в интервале до 400м выше забоя с шагом квантования равным 50м. Одна группа скважин пробурена в 1983 – 1984гг. (кривая 1), другая - в 1986 – 1987гг. (кривая 2). Из сопоставления полученных кривых видно, что с увеличением количества пробуренных скважин характер кривых мало изменяется, а средняя величина $K_{ц}$ возрастает на 0,22. Это означает, что в 1986 – 1987гг. качество цементирования скважин улучшилось по сравнению с 1983 – 1984гг., и это улучшение произошло равномерно по всему приведенному интервалу.

На рис. 2 (слева) показаны кривые распределения среднего коэффициента качества цементирования скважин, отобранных по случайной выборке из групп, пробуренных на XXIV и XIII горизонты месторождения Карамандыбас (Мангышлак). Интервал квантования 100 м. Из анализа приведенных кривых видно, что геологические факторы не оказали влияния на качество цементирования скважин, так как XIII горизонт вскрыт скважинами 1-й и 2-й группы, а их $K_{ц}$ различно. Наиболее вероятной причиной этого явилось изменение объемного потенциала горной породы на забое этих скважин. Об этом свидетельствует и кривые, приведенные на рисунке справа. Методика построения кривых 1 и 2 заключалась в следующем. Скважины были разбиты на две группы: с положительным и отрицательным потенциалом на устье. В каждой группе был вычислен средний коэффициент $K_{ц}$ с шагом квантования 100 м от забоя до 900 м. Из приведенных кривых видно, что выше 600 м их $K_{ц}$ практически совпадают. Расхождения прослеживаются только в нижележащем интервале (от забоя до 600 м). Причем, $K_{ц}$ скважин, имеющих положительный потенциал (кривая 2), выше, нежели скважин с отрицательным потенциалом (кривая 1). На основании этого можно утверждать, что адгезия цементного камня с металлом колонны зависит от ее потенциала.

С целью изучения возможного влияния электрического поля на формирование цементного камня, были построены специальные модели обсаженных скважин, схемы которых приведенные на рис. 3.

III. БУРЕНИЕ

Схемы моделей для исследования влияния ЭП на цементный камень

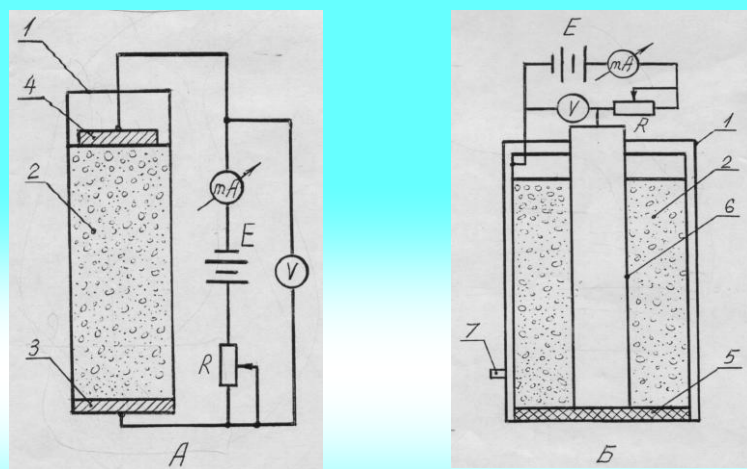


Рис.3

На этих моделях исследовалось влияние как вертикального электрического поля (модель А) на пористость и проницаемость цементного камня, так и радиального поля (модель Б) - на контакт цементного кольца с внутренней и внешней разделяющей границей. На модели подавалось различное напряжение (от 0 до 10 вольт), а миллиамперметром измеряли величину электрического тока в модели. После ОЗЦ модель разбиралась и изучалась проницаемость цементного камня у полюсов (отрицательного и положительного) и в середине образца (модель А), а также состояние контакта цементного камня на разделяющих границах с колонной и породой (модель Б). Полученные образцы приведены на рис. 4.

Влияние ЭП на состояние цементного камня на границах:

с колонной

с породой

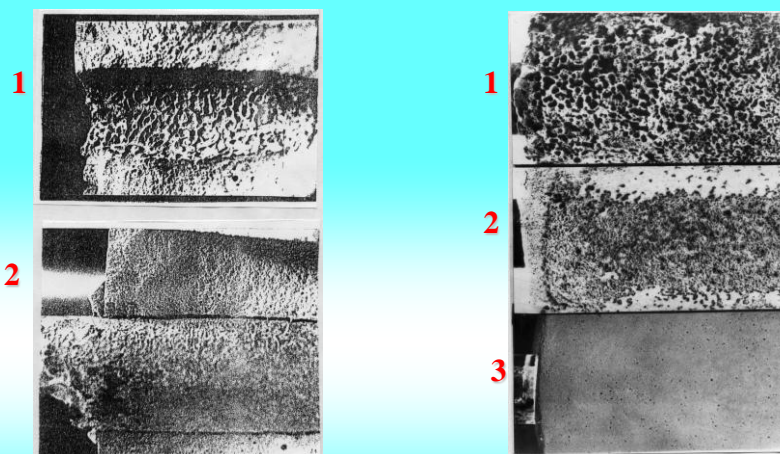


Рис. 4

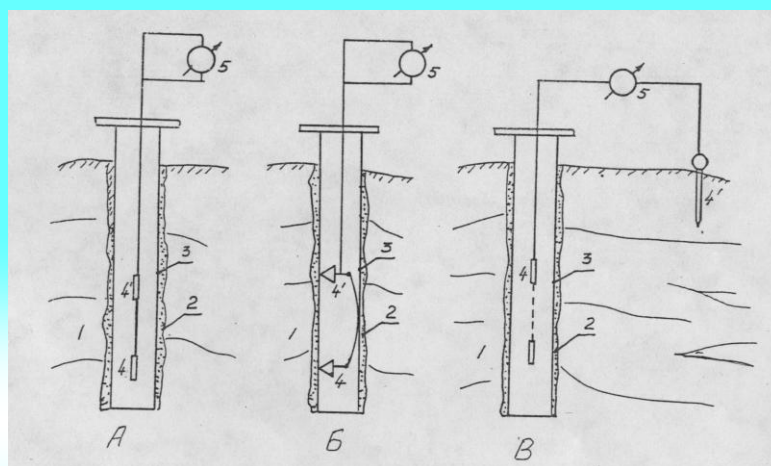
III. БУРЕНИЕ

Слева показано состояние цементного камня на границе с колонной в случае подключения к ней отрицательного электрода. Видно, что контакт практически отсутствует. Средняя величина образовавшего зазора до одного миллиметра. Справа показаны образцы, полученные при контактировании с отрицательным электродом источника. На нижний образец (№3) электрический потенциал не подавался, т.е. ЭДС = 0. В этом образце получен хороший контакт с трубой и породой. На средний образец (№2) подано напряжение 0,5 вольта. На поверхности четко видны осадения карбонатных солей. Верхний образец (№1) находился под напряжением 5 вольт. На его внешней границе появились газозаполненные язвенные образования. На всех трех образцах получена хорошая адгезия с трубой (она находилась под положительным потенциалом). На образце №1 даже произошло окисление металла, и образовалась коррозия.

Для изучения распределения электрического поля внутри эксплуатационных колонн скважин и на внутренней поверхности обсадных труб была использована специальная аппаратура. Схематически она представлена на рис. 5. На приведенных рисунках показана методика измерения разности потенциалов между электродами 4 и 4¹ в растворе, которым заполнена скважина "А" и "Б" - на стенке колонны, а на "В" потенциала колонны, относительно удаленного электрода 4¹.

Распределения электрического потенциала относительно удаленного электрода показаны на рис. 6. В скважине месторождения Карамандыбас сделана запись в процессе твердения цементного раствора в течение двух суток 7 и 8 августа 1989 г. Видно, что изменение положительного потенциала происходит на забое в период формирования кристаллической структуры. В приведенном на рисунке интервале контакт цементного

Методы исследования электрических полей в скважинах



А – проводимости растворов и разности потенциалов внутри скважины;
Б – разность потенциалов в колонне;
В – разности потенциалов между электродами в скважине (4) и на поверхности (4¹)
1 – горная порода, 2 – цементный камень, 3 – обс. колонна, 4 – электроды, 5 – измерительный прибор.

Рис. 5

III. БУРЕНИЕ

На рис. 7 приведены кривые, характеризующие измерение состояния контакта цементного камня при различных воздействиях на колонну. Слева показана диаграмма АКЦ, полученная после снижения уровня раствора в колонне до 700 метров. Сопоставление этой кривой с данными стандартного каротажа (КС, ПС и кавернометрии) показывает, что нарушение контакта цементного камня с обсадными трубами произошло в интервалах проницаемых пород. В то время как при гидростатическом давлении в колонне неплотный контакт был только на отдельных участках. Это объясняется тем, что во время цементирования часть жидкости затвердения отфильтровалась в проницаемые породы. Это привело к снижению водоцементного отношения, усадке цементного камня, и, как следствие, к образованию микрозазоров в интервале проницаемых пропластков. После снижения уровня жидкости в колонне этих участках появилась волна по колонне (A_k).

К нарушению контакта цементного камня с обсадными трубами могут также приводить и механические воздействия на колонну, каковыми являются: опрессовка, перфорация, термогазохимическое воздействие на пласт, разбуривание цементного стакана, изменение режимов работы скважины и т.д. На рисунке справа приведена скважина, на которой, по данным АКЦ, сформировался плотный контакт цементного камня с обсадной колонной. После перфорации на некоторых участках контакт был нарушен, и появилась волна по колонне. Создалось впечатление, что произошло разрушение цементного кольца. После проведения исследований в колонне акустическим цементомером под избыточным давлением равным 40 и 80 кг/см², амплитуды A_k сначала уменьшились, а затем полностью исчезли (за исключением незначительных интервалов). Из этого можно сделать вывод, что во время перфорации произошло не разрушение цементного кольца, а проявились участки, на которых была низкая плотность контакта цементного камня с колонной. Они образуются в интервалах значительного отфильтровывания жидкости затвердения цемента в пласт.

Акустический цементомер может быть также использован для контроля за динамикой формирования цементного камня в скважине и изучения влияния различных факторов на этот процесс. Получаемые результаты приведены на рис. 9. Суть проведения исследований состоит в записи кривых волны по колонне A_k , проводимых через равные промежутки времени, в течение всего периода формирования контакта цементного камня с колонной, и нанесения их на общий планшет. На рисунке слева приведены диаграммы, записанные при твердении портландцемента ($B/C = 0,5$) без добавления химреагентов. Приведенные данные показывают, что в зоне каверн контакт цементного камня с колонной не сформировался. Он получен только в интервалах слабопроницаемых пород. По мнению ведущих специалистов, контакт не образуется по причине неполного вытеснения бурового раствора из каверн. В период ОЗЦ происходит его гравитационное замещение с формированием вертикальных микроканалов в цементном

III. БУРЕНИЕ

кольце. Впоследствии, по этим каналам флюид из защемленных зон и из пласта поднимается к устью, образуя межколонные давления. Для предотвращения перетока флюида по межколонному пространству, оно должно быть герметичным. Наилучшие результаты были достигнуты в скважинах путем применения следующих технологий.

1. Использование тампонажных растворов с дифференцированными сроками твердения (схватывания).
2. Расхаживание или вращение обсадной колонны в период ОЗЦ (не более 10 - 15 минут после окончания цементирования).

На рис. 8 (справа) показана динамика твердения цементного раствора с использованием технологии дифференцированного схватывания различных его порций. Она основана на добавлении в воду затворения химреагентов, позволяющих порционно ускорять или замедлять процесс твердения раствора. Из приведенного рисунка



видно, что этот процесс начался с забоя и распространяется к устью. Таким образом, формирование камня на забое происходит под давлением вышележащих порций раствора. Это предотвращает проникновение пластового флюида в кольцевое пространство скважины в период ОЗЦ и образование, как каналов, так и защемленных зон, а также способствует хорошей адгезии цемента с металлом обсадных труб.

Расхаживание и вращение обсадной колонны создает условия для лучшего перемещения твердеющего раствора вдоль ствола скважины и компенсации объема, образовавшегося за счет усадки, контракции и отфильтровывания части жидкости затворения в пласт в период ОЗЦ.

Анализ эффективности применения различных расширяющихся добавок в цемент с целью получения герметичного кольца показал, что этот

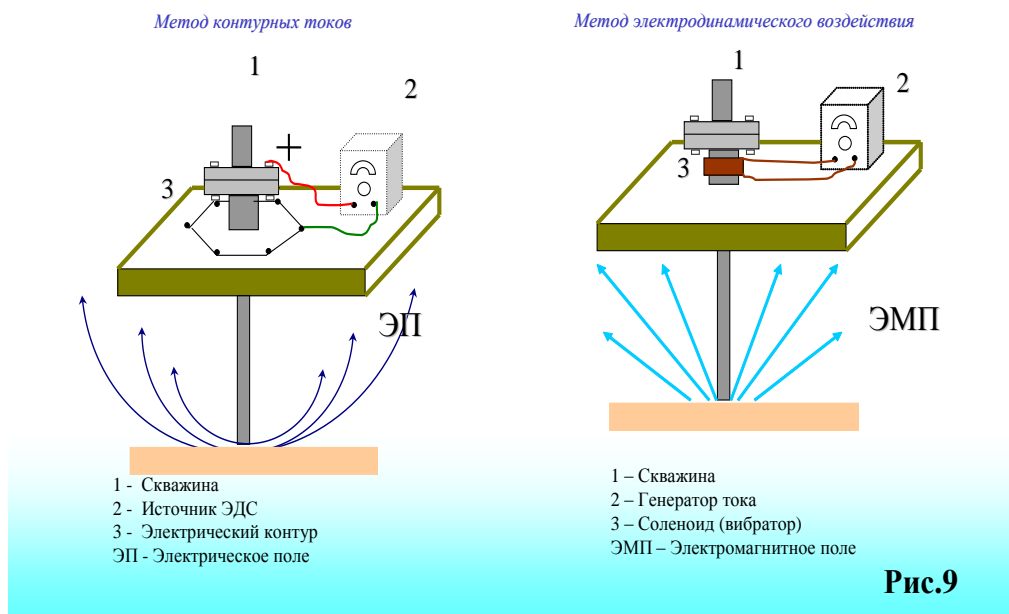
Ш. БУРЕНИЕ

способ практически не дает ожидаемого эффекта, так как эффект расширения заканчивается на этапе задавливания раствора в кольцевое пространство скважины.

В приложении к данному обзору приведен краткий список опубликованных работ, в которых их авторы доказывают образование и влияние электрических и магнитных полей как на этапе строительства скважин, так и в процессе эксплуатации месторождений. Установлено их влияние на процесс фильтрации флюидов в пористых средах, каковой является и цементное кольцо, а также на проникновение пластового флюида через полупроницаемую кольматационную зону.

На рис. 9 приведены три схемы применения электрического (ЭП), электромагнитного (ЭМП) и вибрационного полей как в период строительства скважин,

Способы воздействия на процесс формирования цементного камня в скважинах



так и в процессе их эксплуатации (с целью снижения отложений и восстановления проницаемости призабойной зоны пласта). Слева показана схема реализации метода контурных токов. Суть его заключается в том, что вокруг скважины монтируют металлический контур (3), к которому, как показано на схеме, подключают источник постоянного напряжения (2). При его включении в скважине и вокруг нее образуются электрическое поле. С его помощью можно воздействовать на формирование цементного камня. Справа приведена схема реализации электромагнитного и гидродинамического способа. Этот способ состоит в воздействии на процессы, происходящие, в основном, в стволе скважины. Методология его применения заключается в том, что на колонной головке монтируют соленоид или магнитоstrictionный (пьезокерамический) преобразователь

Ш. БУРЕНИЕ

(3). Вместо генератора напряжения используют генератор тока (2). Импульсы акустической энергии (или электромагнитного тока) распространяются, в основном, по стволу скважины. При этом энергия не рассеивается.

Заключение

Лабораторными экспериментами доказано, что электрическое поле оказывает существенное влияние на проницаемость цементного камня и на его состояние у разделяющих границ. При определенных условиях контакт становится не плотным, а цементный камень имеет низкую прочность и высокую проницаемость.

Установлено также наличие электрических полей в скважинах после их строительства и во время эксплуатации, которые влияют как на фильтрационный процесс, так и на отложения минеральных солей и высокомолекулярных углеводородов, имеющих полярную структуру.

Негативное влияние электрических зарядов и полей может быть сведено к минимуму путем:

- 1) применения тампонажных растворов с дифференцированными сроками твердения;
- 2) вращения или расхаживания обсадных колонн в начальный период ОЗЦ;
- 3) создания на устье скважин искусственных электрических, магнитных, или вибрационных полей.

Список использованных источников

1. Бережной А.И., и др. Электрические и механические методы воздействия при цементировании скважин. – М., “Недра”, 1976.
2. Булатов А.И., Крылов Д.А., и др. О влиянии магнитных и электрических поля на качество цементирования скважин. – Тр. ВНИИКр, “Теория и практика крепления скважин”, Краснодар, 1989.
3. Булатов А.И., Дулаев В.Х., Ильясов Е.П. и др. Влияние геолого-технических факторов на качество цементирования скважин “Бурение”, РНТС, М-, 1982, вып. 21, 44с.
4. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов, “Недра”, 1985г, 231с.
5. Верещака И.О., и др. Окислительно-восстановительные потенциалы буровых и тампонажных растворов.- М.Нефтяная и газовая промышленность. №1, 1978, С. 21-23.
6. Запорожец А.С., и др. Тр.ВНИИКр, Электродный потенциал обсадных колонн при формировании цементного камня. Формирование и работа цементного камня. Краснодар, 1973, с. 67-68.
7. Зейналов Ф.Ю., и др. Предотвращение заколонных водогазонефтепроявлений. “Газовая промышленность”, 1988, №4, с 42-43.

III. БУРЕНИЕ

8. Серяков А.С. Формирование тампонажного камня в затрубном пространстве под воздействием естественного электрического поля скважин. “Формирование и работа тампонажного камня в скважине”. Краснодар, 1984.
9. Симкин Э.М., и др. Роль электрических явлений в процессах фильтрации. М, «Нефтяное хозяйство», 1979, №3, с.53-55.
10. Кедровский О.Л., и др. Исследование влияние электрического поля на фильтрацию нефти в низкопроницаемом пласте. М, “Нефтяное хозяйство”, 1986, №12, с.45-47.
11. Предотвращение каналообразований и заколонных проявлений при цементировании скважин/ Макаренко П.П., и др. “Газовая промышленность”.-1995.-№10.-С. 9-10.
12. Шамшетдинов К.Л., и др. Измерение потенциала обсадных колонн. Вопросы теории и практики и электрохимической защиты от коррозии в нефтегазпроме. М., Тр.ВНИИСТ, 1977, вып.41, с.21-26.

УДК 622.248

Герштанский О.С., д.т.н., Крылов Д.А., к.т.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Методология исследований и ликвидация межколонных давлений

Анализ роста количества скважин, выходящих из бурения, и скважин, в которых появились межколонные давления, позволяет сделать заключение, что только в единичных скважинах давление в межколонном пространстве обнаруживается сразу после завершения их строительством, а, в основном, оно появляется через 5-6 лет. Такой срок, до появления МКД, можно объяснить медленным перемещением флюида из пласта по микроканалам в цементном кольце под воздействием перепада забойного и устьевого давления. Наиболее вероятной причиной этого могут быть диффузия или электроосмотическое давление, которые возникают между различными флюидами, разделенными полупроницаемыми экранами. Таким экраном может быть кольматационный слой, образующийся на стенках скважины в интервале проницаемых пород. Помимо этого, на перемещение флюида в МКП могут влиять капиллярные силы, которые, при определенных условиях, возникают в микроканалах цементного кольца. Эти давления могут достигать десятки бар.

Тепловое поле, которое образуется в процессе эксплуатации скважин, приводит не только к изменению объема флюида, находящего в замкнутом пространстве, и, как следствие, росту давления, но и воздействует на другие факторы, влияющие на перемещение флюида в МКП. Помимо физико-химических процессов, на МКД влияет и геология разреза, вскрытого скважиной.

III. БУРЕНИЕ

На рис. 1 представлена информация об изменении фонда скважин и их количества с МКД, с начала разработки месторождения Карачаганак (1985 г.) и до настоящего времени, а также усредненного коэффициента качества цементирования ($K_{ц}$) всех скважин, которые вышли из бурения в течение конкретного года с 1985 по 1995 гг. Из приведенных данных видно, что средний $K_{ц}$ за этот период, практически, не изменяется (остается на уровне 39-43%). Из этого следует, что этот фактор не может быть причиной роста числа скважин с МКД. По нашему мнению, уменьшение их количества, начиная с 1999 года, связано как с объективными, так и с субъективными факторами. Основными из них являются: внедрение на месторождении комплексных мероприятий, направленных на ликвидацию МКД, проводимых КПО б.в., падение пластового давления и рост профессионализма обслуживающего персонала скважины.

За весь период эксплуатации месторождения, с 1985 по 2008 гг., нами составлен полный фонд, включающий 165 скважин, в которых когда-либо были МКД.

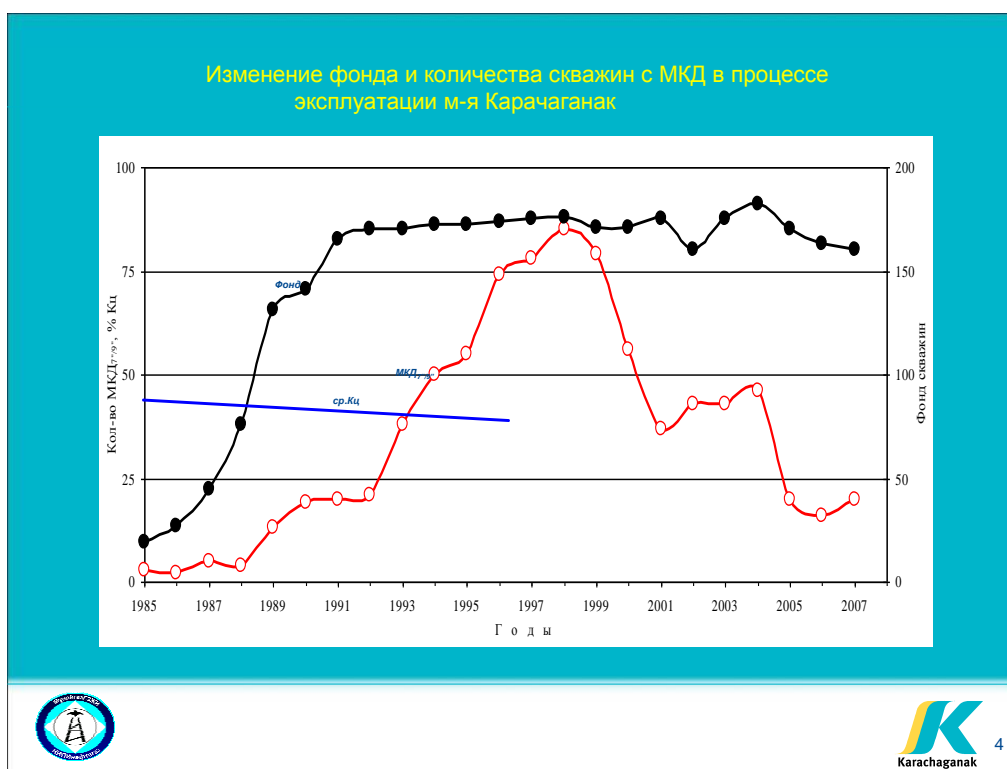


Рис. 1

III. БУРЕНИЕ

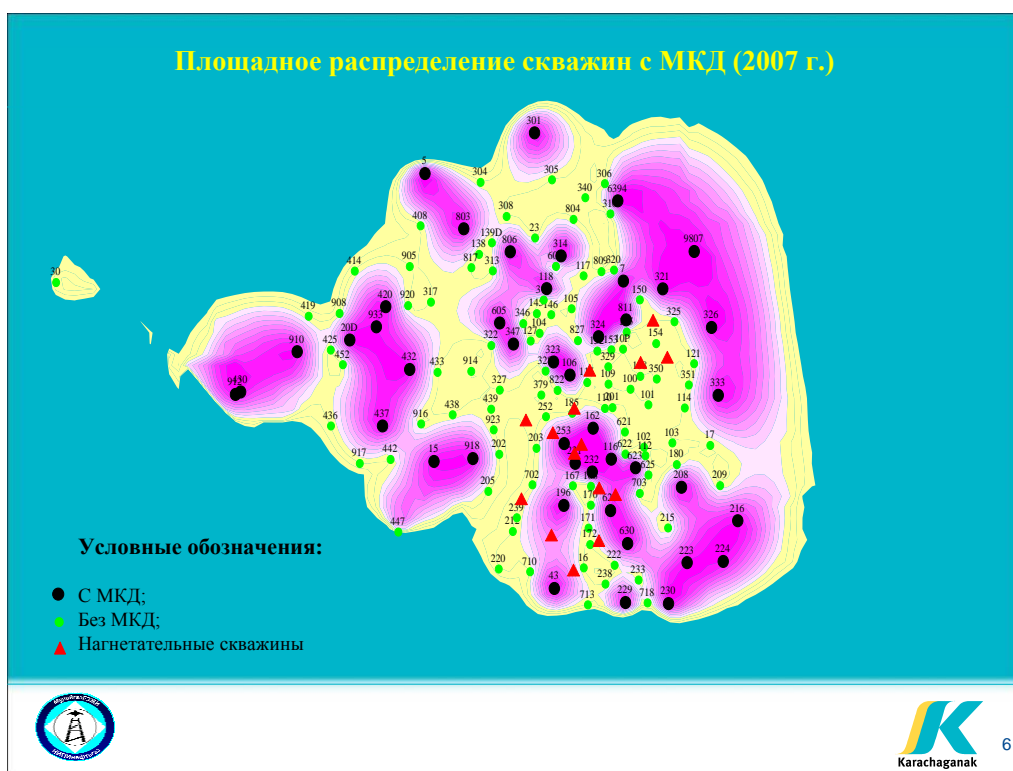


Рис. 3

Примерно такой же характер носит распределение и теллурических полей (естественные электрические поля) на земной поверхности.

В таблице на рис. 4 приведены скважины, в которых были зафиксированы давления в 2006 и 2007 гг. Из таблицы видно, что если МКД в скважинах в 2006 г. отсутствуют, то они появляются в 2007 г., или были в 2006 г., а в 2007 г. - исчезли.

МКД₇₀₀ в скважинах 2006 – 2007 гг.

№№ п/п	№№ Сств.	Объект	Категория скважины	ПДЛ бар	2006 г.		2007 г.			
					7/9° бар	% от ПДЛ	7/9° бар	% от ПДЛ		
1	7	1	в консервации	236	5	2,1%	пот.-е			
2	17	1	в консервации	210	2	1,0%	пот.-е			
3	43	-	инжендерованная	210	9	4,3%	4	36	17,1%	4
4	106	2	добывающая	223	10	4,5%	пот.-е	18	8,1%	4
5	107	2	нагнетательная	237	110	46,4%	3	45	19,0%	4
6	112	Г	инжендерованная	223	1	0,4%	пот.-е			
7	117	3	добывающая	281	2	0,7%	пот.-е			
8	118	1	добывающая	215	15	7,0%	4			
9	150	1	в консервации	198	2	1,0%	пот.-е			
10	162	2+3	добывающая	262	3	1,1%	пот.-е			
11	196	2	добывающая	238	15	6,3%	4	17	7,1%	4
12	202	2	в консервации	231	3	1,3%	4	5	2,2%	4
13	207	2	нагнетательная	233	26	11,2%	4	40	17,2%	4
14	208	1	в консервации	223				4	1,8%	пот.-е
15	213	2	нагнетательная	252				2	0,8%	пот.-е
16	216	3	добывающая	209	2	1,0%	пот.-е			
17	221	2	нагнетательная	195				40	20,5%	4
18	223	2+3	добывающая	198	20	10,1%	4	3	1,5%	4
19	230	2+3	инжендерованная	209	3	1,4%	пот.-е	8	3,8%	пот.-е
20	231	2+3	добывающая	208	18	8,7%	4	35	16,8%	4
21	232	2+3	добывающая	223	25	11,2%	4	43	19,3%	4
22	239	2+3	добывающая	226	2	0,9%	пот.-е			
23	253	2	инжендерованная	198				2	1,0%	пот.-е
24	301	3	наблюдательная	223				17	7,6%	4
25	314	2+3	добывающая	223	8	3,6%	пот.-е			
26	321	1	в консервации	218	4	1,8%	пот.-е	3	1,4%	пот.-е
27	324	3+3	добывающая	246				17	6,9%	4
28	330	2	нагнетательная	246	2	0,8%	4	4	1,6%	4
29	333	2+3	инжендерованная	223	12	5,4%	4	2	0,9%	пот.-е
30	347	2+3	добывающая	215	5	2,3%	пот.-е			
31	350	2	добывающая	224	4	1,8%	пот.-е			
32	420	2+3	добывающая	196	5	2,6%	пот.-е	5	2,6%	пот.-е
33	430	3	добывающая	224	15	6,7%	4	17	7,6%	4
34	432	2	добывающая	223				38	17,0%	4
35	436	2+3	добывающая	223	2	0,9%	пот.-е			
36	437	2+3	добывающая	246	10	4,1%	пот.-е			
37	605	2+3	добывающая	182				8	4,4%	пот.-е
38	623	1	в консервации	223	7	3,1%	4			
39	626	2	нагнетательная	246	2	0,8%	пот.-е	1	0,4%	пот.-е
40	628	1+2	инжендерованная	228				13	5,7%	4
41	630	1+2+3	инжендерованная	232	11	4,7%	4	6	2,6%	4
42	700	2	нагнетательная	250	5	2,0%	пот.-е	3	1,2%	пот.-е
43	701	2	нагнетательная	246	8	3,3%	4	20	8,1%	4
44	715	2	нагнетательная	238				1	0,4%	4
45	910	3	добывающая	213	13	6,1%	4	3	1,4%	пот.-е
46	910	2+3	добывающая	246	4	1,6%	пот.-е			
47	703D	2	нагнетательная	233				27	12,1%	4

Рис. 4

III. БУРЕНИЕ

Скважины, с исчезнувшими давлениями в 2006 и в 2007 гг., были нанесены на сейсмическую карту кровли I объекта (рис. 5).



Рис. 5

Из приведенных данных следует, что появление и исчезновение давлений в МКП происходит, в основном, в зонах геологической неоднородности, которые наиболее подвержены воздействию физических полей.

Если в банк данных (рис. 2) занесены все скважины с МКД, независимо от их категории, то в таблицу (рис. 6) были включены только ликвидированные и ожидающие ликвидации скважины. Всего таких скважин 28.

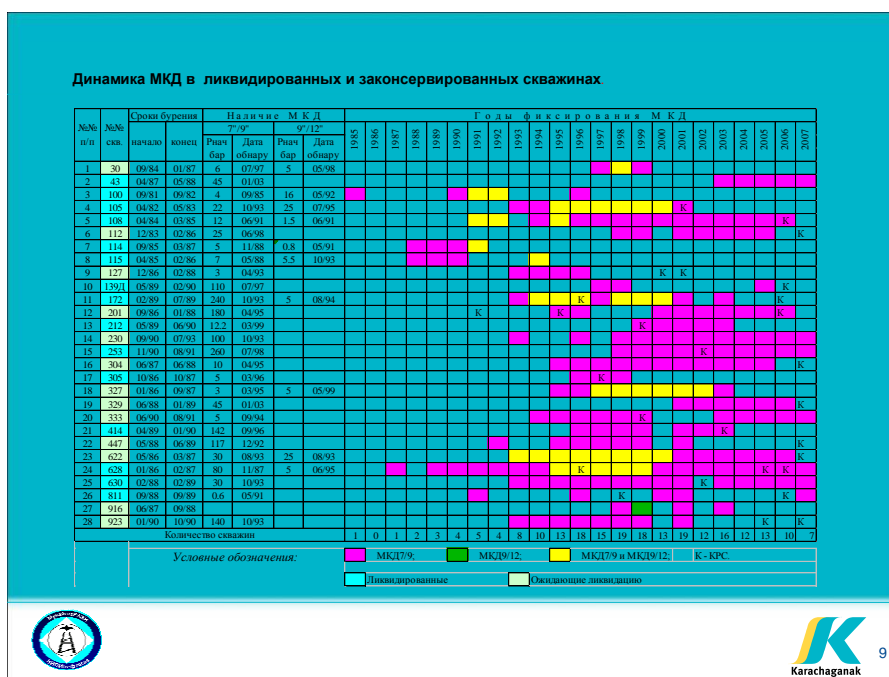


Рис. 6

III. БУРЕНИЕ

Из сопоставления таблиц видно, что динамика МКД в этих скважинах практически одинаковая, несмотря на то, что последние скважины выведены из эксплуатации, и поэтому на их МКД режимы работы и человеческий фактор не могут оказывать влияния. В качестве примера, динамики изменения МКД, в ликвидированных и ожидающих ликвидации скважинах, приведены кривые ежесуточного мониторинга в скважинах № 212 и 333 (рис. 7). Из графиков очевидно, что никакой закономерности в изменении давлений во времени не прослеживается - оно спонтанно появляется и так же исчезает. На этот процесс влияние может оказывать только природный фактор.

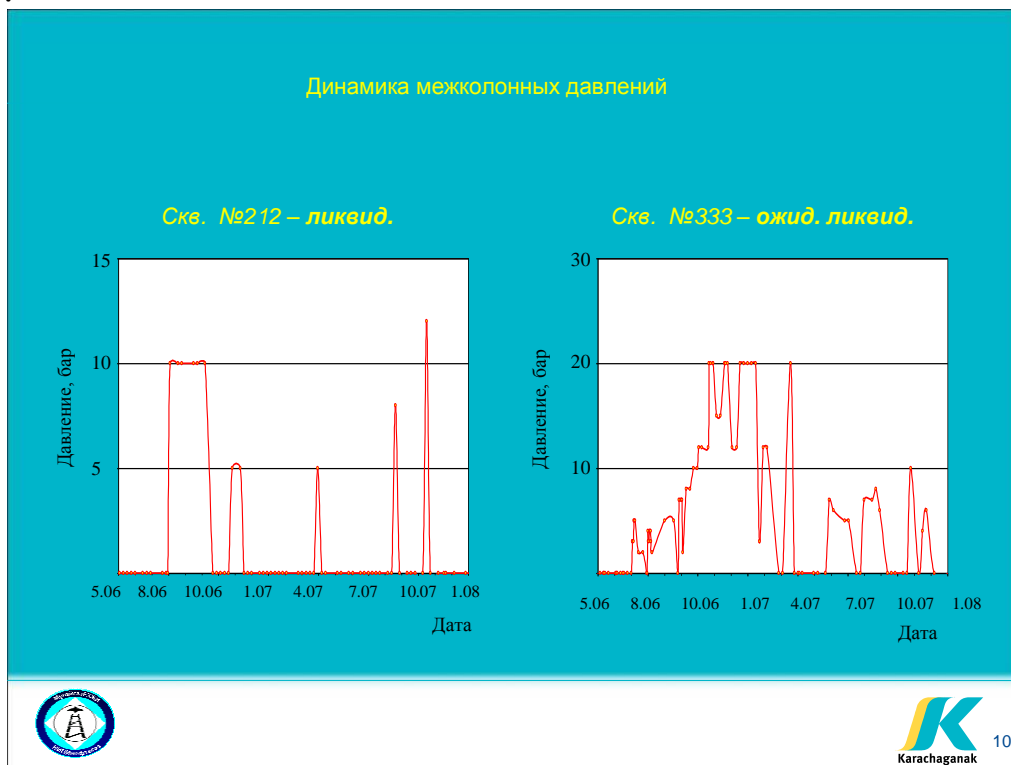


Рис. 7

Из анализа материалов выполненных исследований следует, что все причины межколонных давлений в скважинах можно разделить на две группы.

Причиной одной группы являются флюидальные каналы, соединяющие источник с устьем скважины, при наличии между ними градиента давления. Для ликвидации МКД в скважинах этой группы необходимо восстановить герметичность цементного кольца. При стравливании флюида из МКП этой группы скважин, выходит значительный объем жидкости и газа.

В другой группе причинами МКД являются физико-химические процессы, протекающие при воздействии физических полей, и таких скважин большинство. В них флюидальные каналы или отсутствуют, или имеют малую проницаемость. Во время стравливания давления, сначала выходит незначительный объем флюида, и приток быстро затухает. Во флюиде агрессивные элементы (H_2S , CO_2 , меркаптан) или вообще отсутствуют, или

III. БУРЕНИЕ

содержаться в малых концентрациях, значительно ниже ПДК. Таким образом, скважины второй группы не представляют никакой опасности ни для экологии, ни для обслуживающего персонала.

Из вышеизложенного следует, что выявление причин МКД (источников и каналов) является принципиально важной задачей. С этой целью нами, совместно со специалистами КПО б.в., были разработаны технические средства (передвижная лабораторная установка и насосный агрегат), а также методические приемы выявления источников и каналов миграции флюида.

На рис. 8 показана передвижная лабораторная установка (ПЛУ) и схема ее подключения к скважине. С ее помощью можно решать целый комплекс задач по выявлению причин и источников МКД.

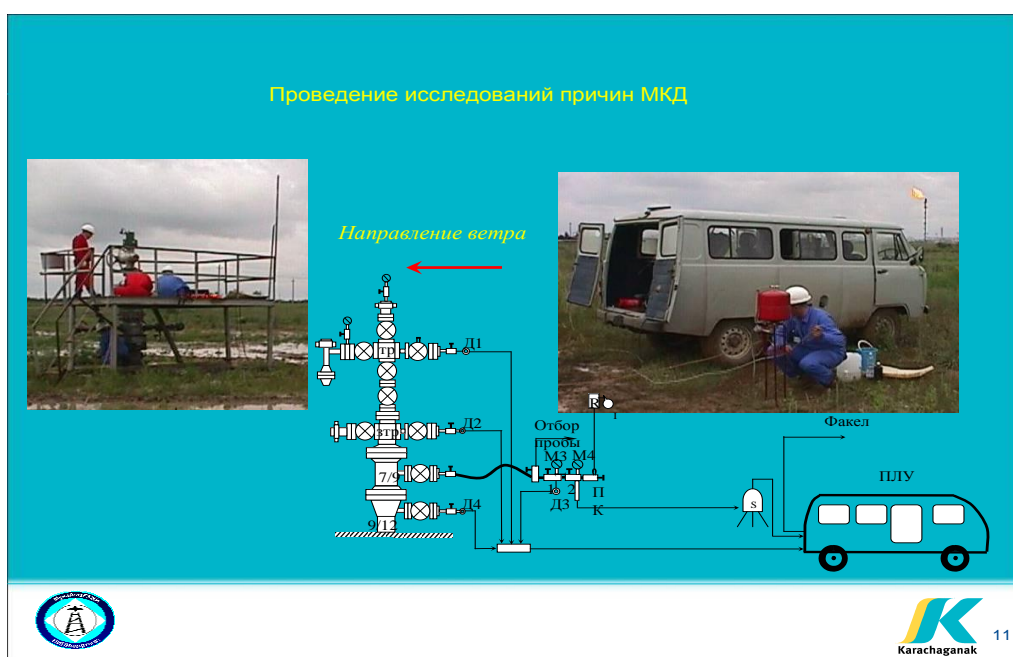


Рис. 8

А на рис. 9 представлен автономный насосный агрегат, позволяющий проводить как исследования причин МКД, так и закачку технологических растворов с целью снижения и ликвидации МКД. Он содержит дозировочный насос, емкость для приготовления техраствора и электростанцию, обеспечивающих автономную работу агрегата на скважинах.

III. БУРЕНИЕ

Характер изменения кривых ежесуточного мониторинга трубного и межколонного давлений с учетом влияния температурного фактора приведены на рис. 11. При остановке работы добывающей скважины № 340, температура и давление в МКП снижаются, забойное и трубное давления растут, при пуске происходит обратный процесс. В нагнетательной скважине № 221 температура изменяется синхронно с забойным и устьевыми давлениями. Но при многофакторном влиянии на МКД и многокомпонентном составе флюида в МКП такая зависимость не всегда выполняется.

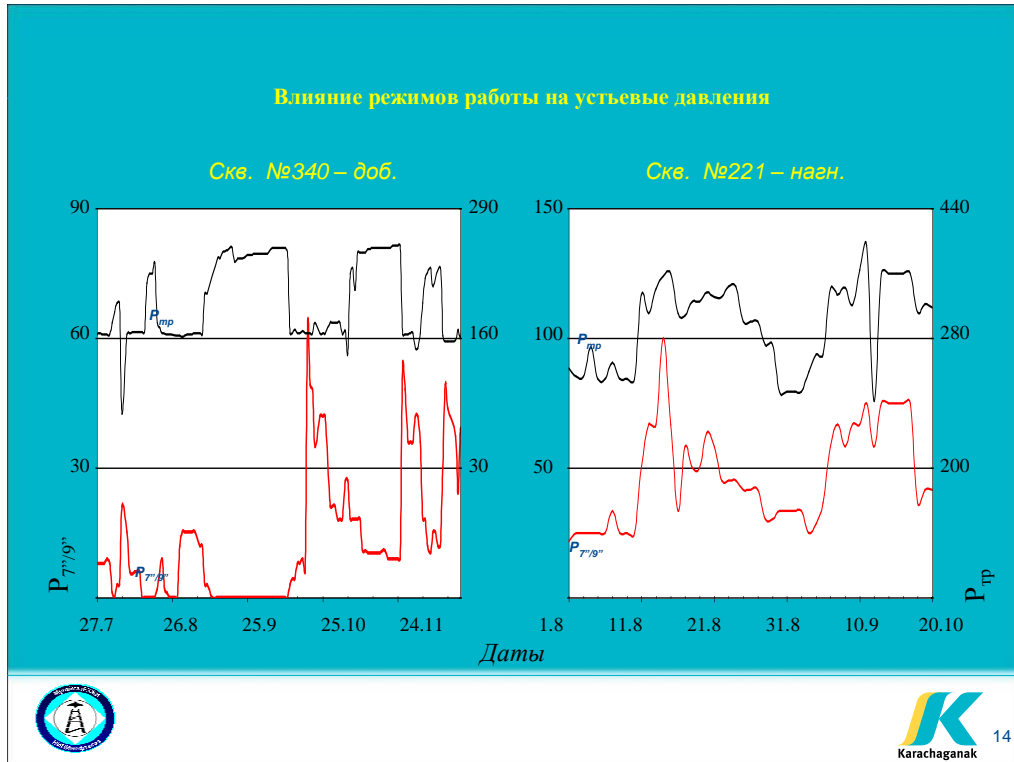


Рис. 11

В качестве доказательства этого, приведены кривые ежесуточного мониторинга по добывающей скважине № 196 (рис. 12). Видно, что влияние температурного фактора прослеживается не всегда.

III. БУРЕНИЕ

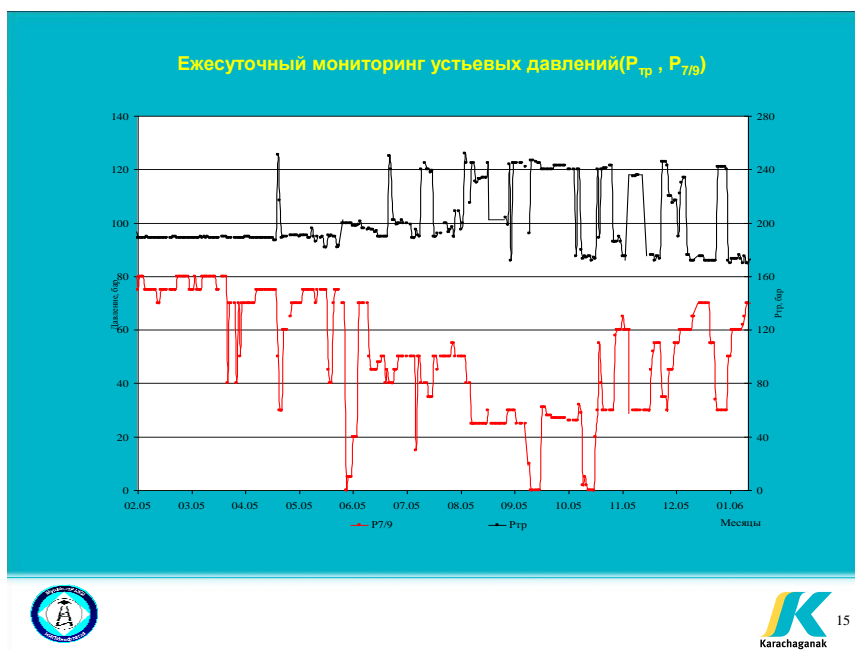


Рис. 12

В комплекс проведения исследований по выявлению причин МКД, а также при работах по ликвидации межколонного давления, иногда включают метод многократного стравливания флюида из МКП. С использованием мобильной лаборатории можно провести более глубокую разгрузку кольцевого пространства, тем самым снизить устьевое давление в МКП до нулевого уровня. Такой способ применяют не только на Карачаганаке, но и на других месторождениях, например, на Тенгизе (рис. 13). В некоторых скважинах применение этого метода приводит к росту МКД. Это чаще встречается там, где из МКП выходит более тяжелый флюид, по сравнению с поступающим из источника, или в случае дренирования флюидальных каналов.

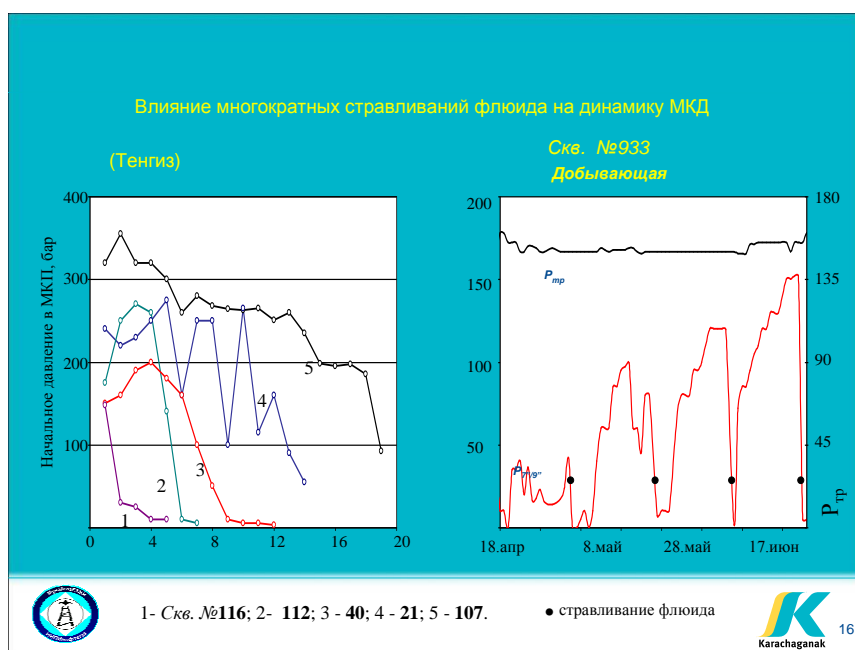


Рис. 13

III. БУРЕНИЕ

Иногда, с целью создания противодействия на источник, используют комплексный метод, включающий закачку раствора с последующим стравливанием флюида из МКП. Его обычно применяют в скважинах с низкой приемистостью межколонного пространства, когда задавить вязкие тампонажные растворы, практически, не представляется возможным. В таких скважинах чаще получают временный эффект, так как давление через некоторое время снова восстанавливается (рис. 14).

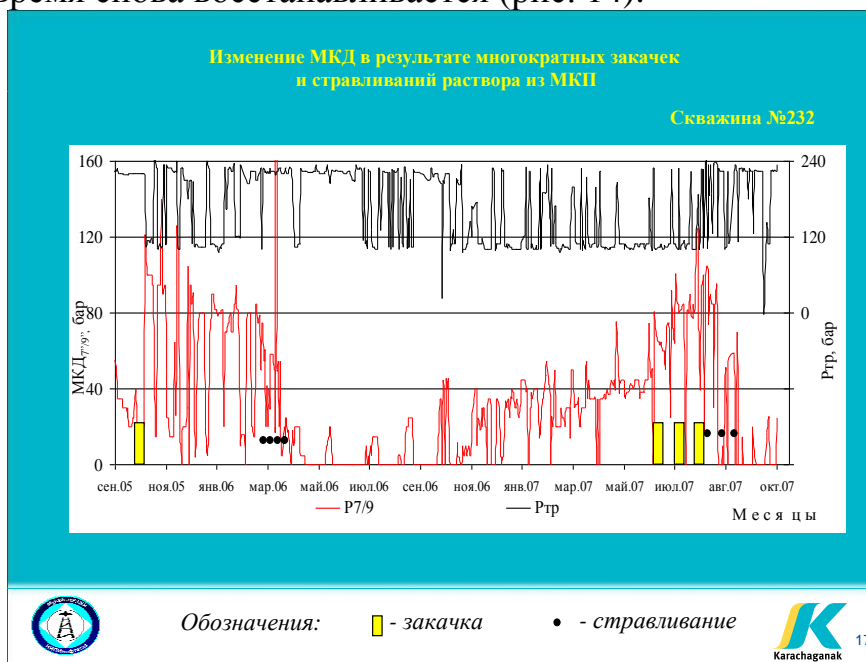
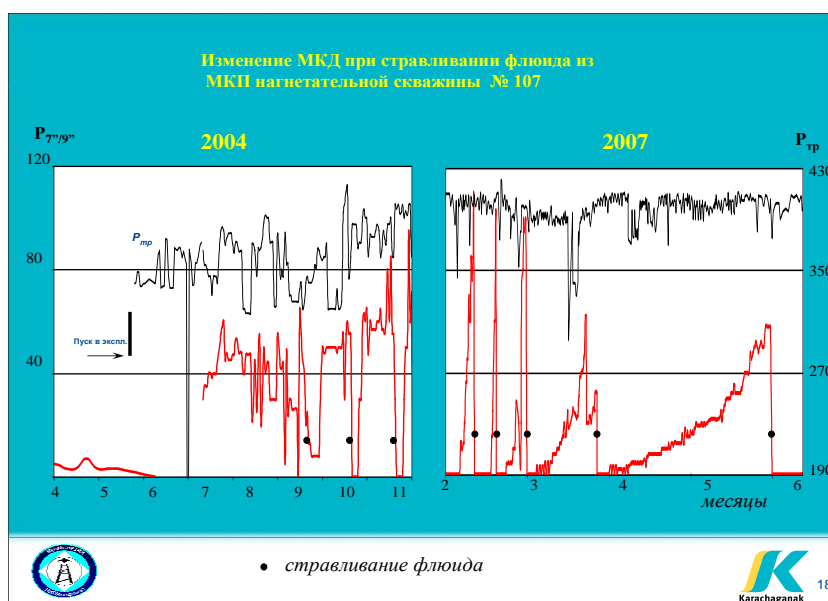


Рис. 14

В скважинах, в МКП которых находится зацементированный флюид (в плохо или незацементированных зонах), динамика восстановления межколонных давлений, в случае применения такой технологии, имеет вид, приведенный на рис. 15 (нагнетательная скважина № 107). По мере увеличения объемов стравленного флюида скорость восстановления давления в МКП снижается.



III. БУРЕНИЕ

Рис. 15

Гидродинамические исследования насосным агрегатом позволяют довольно точно определить приемистость МКП скважины и фильтрационные характеристики микроканалов, соединяющих межколонное пространство с источником МКД. Для этой цели применяют или метод поддержания постоянным давления нагнетания, или метод многократного его восстановления (рис. 16, кривые A_1 и B_1).

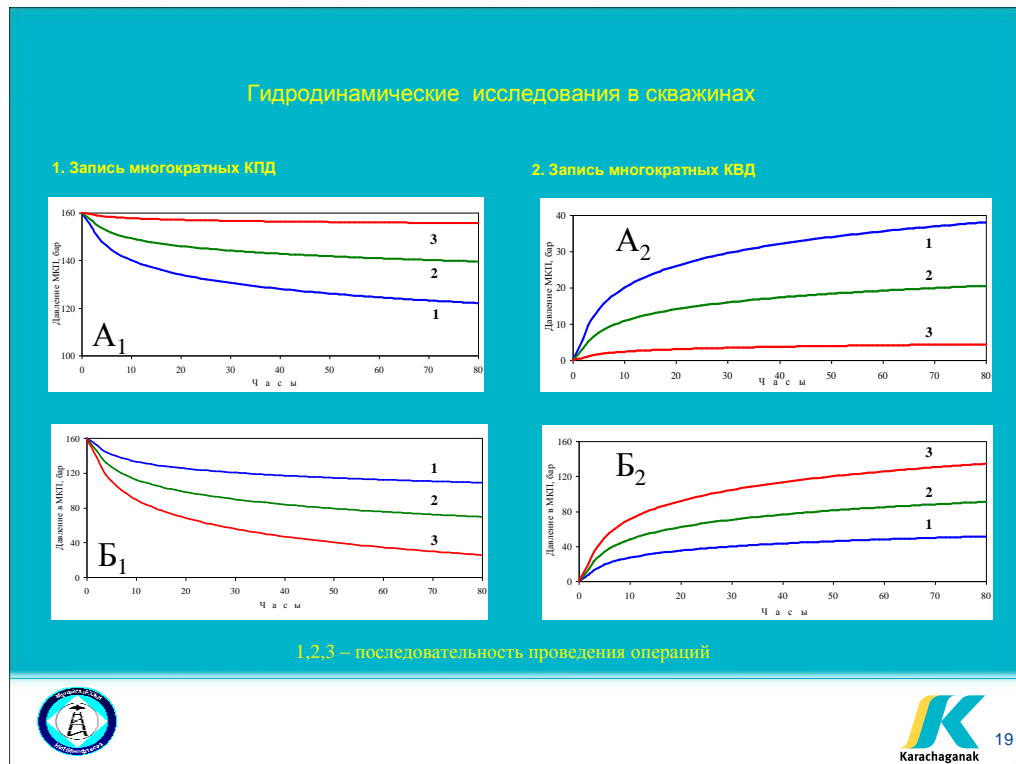


Рис. 16

Случай снижения кривых падения давления (A_1) характерен для герметичного или низкопроницаемого МКП, а B_1 связан с увеличением скорости оттока флюида из в МКП в источник или дренирования переточного канала. Различное поведение кривых при многократном восстановлении давлений, после стравливания флюида из межколонного пространства, представлены кривыми A_2 и B_2 . При снижении уровня КВД (кривые A_2) –связь с источником слабая или отсутствует. Если величина давления восстанавливается на постоянном уровне или увеличивается (кривые B_2), то это свидетельствует о наличии канала в цементном кольце или устьевых уплотнений.

По кривым падения давления, после его многократного восстановления, можно не только получать информацию о приемистости (рис. 17, слева), но и, с помощью компьютерной обработки, получить империческую формулу для прогнозирования изменения приемистости при заданном давлении

III. БУРЕНИЕ

закачки раствора, и построить прогнозную кривую (справа), по которой можно оценивать изменения проницаемости каналов, соединяющих устье МКП с источниками, в процессе многодневного применения данной технологии.

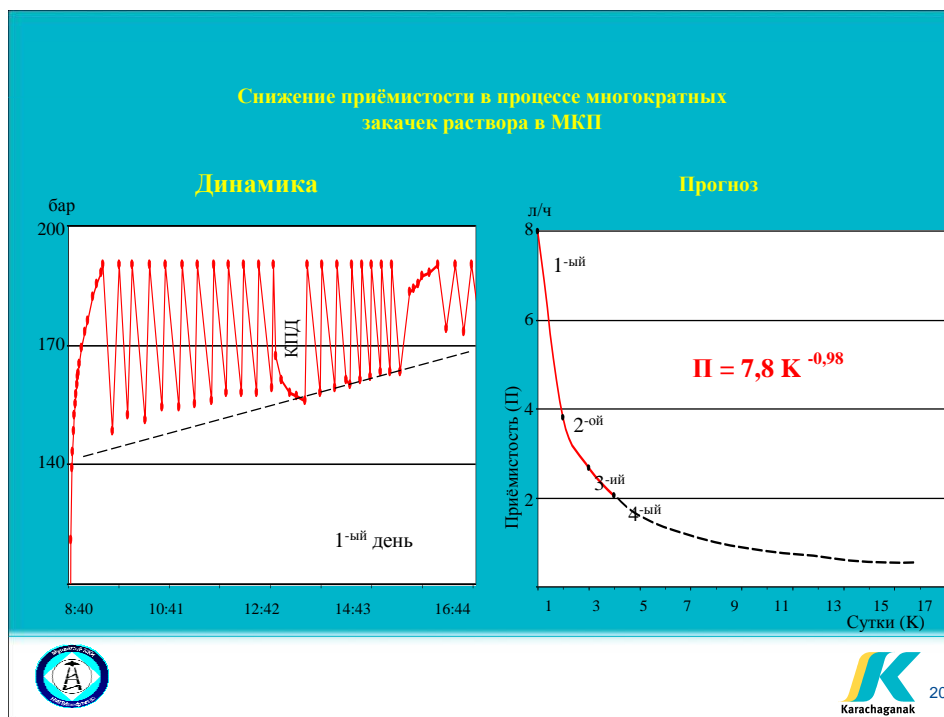


Рис. 17

При выполнении исследований ПЛУ во многих скважинах с МКД отбирают пробы. По плотности отбираемых проб нами был проведен расчет давления в МКП на глубине 4700 м. Сопоставления полученных значений с текущими пластовыми давлениями показывает, что в большинстве скважин межколонные давления превышают пластовые (рис. 18).

Соотношение пластового и расчётного давления в МКП

№№ п/п	№№ Скв	Колонна 7"			P _{уст.} , бар	ρ _{ф.} , г/см ³	P _{р.} , бар	P _{пл.} , бар	P _{з.} - P _{пл.} = ΔP, бар
		Глубина спуска, м	ВПЦ, м	Кц					
1	43	5355	980	0,30	35	1,17	550	553	-3
2	112	3588	0	0,57	8	0,86	404	430	-26
3	196	4599	420	0,16	30	1,17	550	426	+ 124
4	231	5241	0	0,74	38	1,06	498	419	+ 79
5	232	5011	390	0,34	45	1,07	503	418	+ 85
6	301*	5289	0	0,26	110	1,13	571	544	+ 27
7	340	5238	2280	0,18	35	0,89	418	481	-63
8	430*	5228	420	0,24	15	1,07	540	526	+ 14
9	452	5246	1150	0,32	125	1,18	555	438	+ 116
10	630	3960	0	0,25	30	0,86	404	549	-145
11	701	4627	510	0,42	25	1,03	484	507	-23
12	715	5194	1070	0,38	10	1,05	494	470	+ 24
13	812	5245	0	0,33	12	1,09	512	449	+ 63

Обозначения:
 ВПЦ - высота подъема цемента,
 Кц - коэффициент качества цементирования колонны 7"
 P_{уст.} - Начальное устьевое давление
 ρ_{ф.} - плотность выходящего флюида.
 P_{р.} - расчётное давление (4700 м.)
 P_{пл.} - Пластовое давление
 + репрессия; - депрессия.
 301* - Давление приведено к глубине 5050 м.

III. БУРЕНИЕ

Рис. 18

Если учесть, что плотность флюида на устье ниже, чем на забое, то разница давлений будет более ощутимой. Кроме того, при расчетах не учитывались устьевые давления в МКП, которые создают дополнительное противодействие на источник. На основании полученных результатов был сделан вывод, что только пластовые давления не могли быть причиной МКД. По-видимому, наряду с пластовым давлением, были и другие факторы способствующие перемещению флюида по кольцевому пространству.

Соотношение объемов задавленного и стравленного раствора из МКП

№№ п/п	№№ Скв	P_{779}^* , бар	Дата закачки	Объем закачки, л	Плотность раствора, г/см ³	Давление нагнетания, бар	Рст, бар	Дата стравливания	Объем стравливания, л	ΔQ , л
1	5 (газ)	5	1.06-4.10.07	1180	1,25	20	0	22.06.2007	6 жид	1174,3
2	43	35	30.5-4.7.07	42,05	1,40	140	125	17.7-25.9.07	37,9 жид	4,15
3	107	70	18.7-26.9.06	263	1,42	190	70	20.8-22.9.07	217 жид	46
4	112	8	09.11.06	11,1	1,30	100	7	10.11.06	8 жид + 8 газ	3,1
5	196	30	31.5-7.8.07	86	1,40	160	50	28.8-25.9.07	77,5 жид + 209 газ	-8,5
6	202	5	20.10.06	66,8	1,42	3	0	-	-	67
7	231	38	4.7-7.8.07	159,8	1,40	150	134	28.8-25.9.07	171,7 жид	-11,9
8	232	45	8.6-18.7.07	69,3	1,40	160	80	28.8-27.9.07	20,2 жид	49,1
9	301	110	10.08.05	46	1,00	180	180	17.08.05-22.03.06	40 жид	6
10	340	35	18.10.05	26,1	1,52	170	70	17.03.06	8 жид	18,1
11	430	15	21.6-7.8.07	125	1,40	160	142	28.8-25.9.07	69,4 жид	55,6
12	437 (газ)	10	3.4.10.07	478	1,25	20	0	-	-	478
13	452	125	19.10.05	5,1	1,52	170	140	04.12.05	2,1 жид	3
14	630	30	23.08.06	28	1,20	170	76	27.09.06	7 жид + 33 газ	21
15	701	25	24.06.06	84	1,22	120	30	02.08.06	19 жид	65
16	715	10	20.10.05	8,9	1,52	110	10	15.08.06	0,2	8,7
17	812	12	23.06.06	60	1,25	140	20	-	-	60

Обозначения: замещение газа раствором формата калия;
 ΔQ – разность закаченного и стравленного объема.
Рст – установившееся давление в МКП после закачки раствора

Рис. 19

В таблице (рис. 19) приведены скважины, в МКП которых задавливали растворы различной плотности при давлениях, значительно превышающих начальные МКД на устье. Установившиеся, после остановки закачки, давления ($P_{ст}$) удерживали в течение нескольких суток. После этого, задавленный раствор стравливали до нулевого давления в МКП. Из сопоставления объемов закаченного и стравленного раствора видно, что они незначительно отличаются, т.е. что закачали, то и стравливали. На основании этого, было сделано заключение об отсутствии перетока флюида из МКП в источник, т.е. пространство герметично или имеет очень низкую проницаемость. Полученные результаты свидетельствуют о наличии детекторной (односторонней) проводимости в МКП, т.е. из источника флюид поступает, а в источник – не задавливается. Обычно такие явления наблюдаются в средах, где присутствуют физические поля, создающие электроосмотические давления или возникают капиллярные силы.

III. БУРЕНИЕ

межколонное давление. Но такая зависимость имеет место не во всех скважинах. По нашему мнению, в этом направлении необходимо провести более детальные исследования. Не исключено, что этот метод может быть использован для воздействия на снижение и даже ликвидацию МКД.

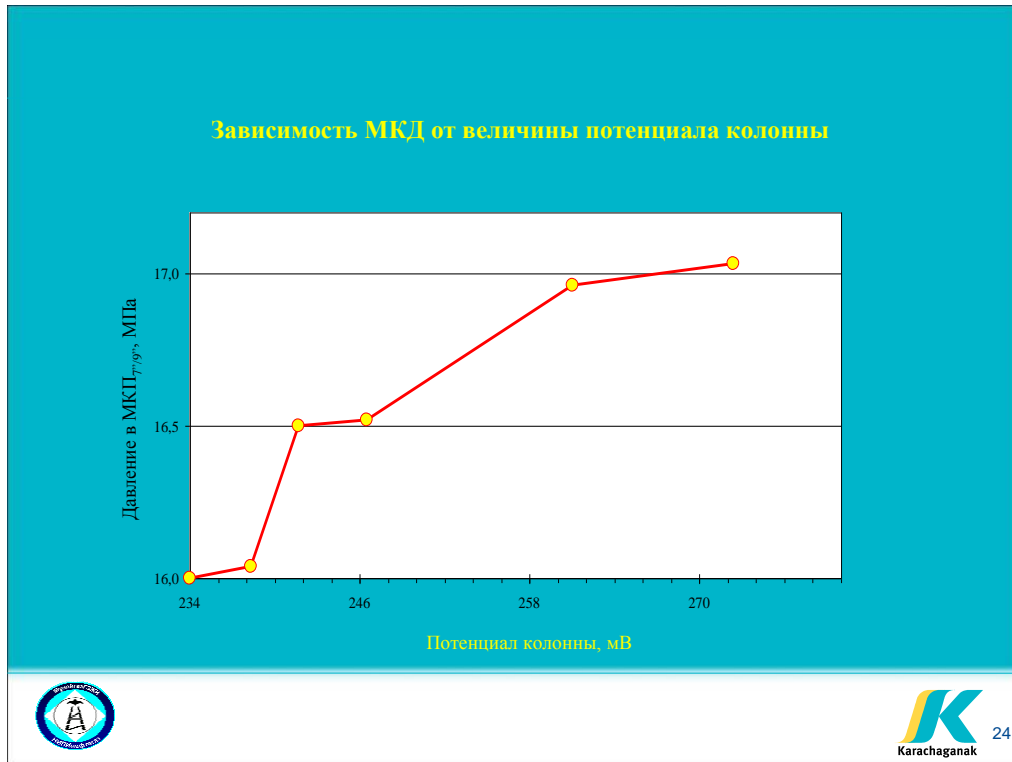


Рис. 21

Анализ, проведенных исследований и накопленных данных, показывает:

1. Межколонные давления в большинстве скважин появляются через 5 – 6 лет после окончания их строительства. Если бы причиной МКД было некачественное цементирование (например, каналы в цементном кольце), то сроки появления давлений были бы более ранними.
2. На величину МКД оказывает влияние динамика пластового давления.
3. В процессе эксплуатации месторождения, МКД, в большинстве скважин, появляются спонтанно и так же исчезают. Этот процесс происходит под воздействием природных факторов.
4. Скважины с МКД и без МКД имеют площадное распределение. Конфигурация этих зон изменяется во времени.
5. Установлено, что причинами межколонных давлений могут быть не только каналы, соединяющие источник с межколонным пространством, но и физико–химические явления, обусловленные природными факторами.
6. В большинстве скважин, при стравливании флюида из МКП, сначала выходит ограниченный объем и затем, при открытом вентиле, выход флюида практически прекращается. Вывод – пространство герметично. Через некоторое время давление снова восстанавливается.

III. БУРЕНИЕ

7. Во время задавливания технологического раствора в МКП (с целью создания противодействия на источник), на устье создают давление значительно превосходящее начальное – раствор в МКП не поступает. Вывод - пространство герметично. При стравливании из МКП выходит практически весь закачанный раствор. Давление в большинстве скважин восстанавливается.

8. Факты, изложенные в п. 6 и 7, имеют место во всех категориях скважин.

9. По причинам МКД и опрессовок колонн, ни в одной скважине не происходило аварий или каких – либо экологических нарушений, хотя величины этих давлений иногда значительно превосходили ПДД.

10. Различные приемы, направленные на снижение или ликвидацию МКД (независимо от его величины), чаще дают положительные результаты в случае замещения углеводородного флюида на раствор, или при наличии высокопроницаемых флюидалльных каналов.

Анализ, полученных на различных месторождениях, материалов и объективности, выдаваемых заключений, по скважинам с межколонными давлениями показывает, что современная оценка межколонных давлений с позиций категории опасности, не всегда позволяет однозначно оценить состояние скважины. По нашему мнению, было бы более правильно это делать с позиции оценки риска и ввести понятие уровней риска по:

1. давлениям в кольцевых пространствах;
2. объемам выходящего из МКП флюида;
3. концентрации опасных веществ (сероводорода, углекислого газа, меркаптана и др.) для окружающей среды и обслуживающего персонала скважины, в стравливаемом флюиде.

Это будет особенно актуальным во время эксплуатации месторождения Кашаган, где наблюдается высокая аномальность пластовых давлений и концентрация H_2S до 22%.

УДК 622.24.002.2

Егоров В.В. (АО «НИПИнефтегаз»)

Некоторые проблемы при строительстве скважин на месторождениях Кумколь и Восточный Кумколь (контрактная территория АО «ТУРГАЙ ПЕТРОЛЕУМ»)

На месторождениях Кумколь и Восточный Кумколь строительство скважин некоторый промежуток времени осуществлялось по конструкциям, приведенным в таблице 1.

III. БУРЕНИЕ

Таблица 1. Проектная конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долото	колонна		
Кумколь				
1. Кондуктор	295,3	244,5	500	0
2. Промежуточная	215,9	168,3	1250	0
3. Эксплуатационный хвостовик	149,2	127	1150-1400	1150
Восточный Кумколь				
1 Кондуктор	295,3	244,5	700	0
2 Промежуточная	215,9	168,3	1250	0
3 Эксплуатационный хвостовик	149,2	127	1150-1400	1150

Основными проблемами при бурении под кондуктор и промежуточную колонну, по приведенной конструкции, были:

- образование сальников на элементах компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и, связанные с этим, посадки бурильных и обсадных колонн при их спуске;
- затяжки при подъеме бурильного инструмента;
- дополнительные проработки ствола скважины и вынужденные спускоподъемные операции для очистки долота и КНБК.

Детальный анализ суточных рапортов, данных станции геолого-технического контроля, посещений буровых, встреч со специалистами подрядных буровых организаций и Недропользователя, проведенные расчеты гидравлики промывки, позволили сделать выводы о причинах возникновения проблем при строительстве скважин на месторождениях Кумколь и Восточный Кумколь.

Так, при бурении под кондуктор в интервале 0-500 м (Кумколь) и 0-700 м (Восточный Кумколь), производительность насосов составляла 25-30 л/с, тогда как проектная производительность - 50 л/с.

При бурении под промежуточную колонну в интервале 500-1250 м (Кумколь) и 700-1250 м (Восточный Кумколь), производительность насосов не превышала 30 л/с. Проектом предусмотрена производительность насоса 35 л/с.

В частности, при проектной производительности насосов в интервале 0-700 м (Восточный Кумколь) 50 л/с, фактически, ни на одной скважине производительность не достигала 30 л/с, а на скважине №19 (Восточный Кумколь), составляла всего 13-15 л/с, на скважине №21 - 15-22 л/с, т.е. производительность была ниже проектной в 2-3 раза.

При такой производительности скорость восходящего потока в затрубном пространстве очень низкая и выбуренная порода не поднимается на поверхность, неоднократно истирается долотом, переходит в раствор, образуются сальники на долоте и КНБК, появляются затяжки и посадки инструмента, разрушается глинистая корка на стенках скважины.

III. БУРЕНИЕ

Практика буровых работ показывает, что при скорости восходящего потока в затрубном пространстве менее 0,9 м/сек (при роторном бурении), на долоте и элементах бурильной колонны образуются сальники. В таблице 2 приведены результаты расчетов промывки скважины по интервалам бурения и соотношениям диаметров долот и бурильного инструмента.

Таблица 2. Показатели промывки скважин месторождения Восточный Кумколь

Интервал 0-700м			
<i>Определение времени выноса частиц на поверхность</i>			
<i>H</i>	глубина бурения	м	700
<i>D_{дол}</i>	диаметр долота (скважины)	м	0,295
<i>D</i>	наружный диаметр бур. труб	м	0,114
<i>p</i>	плотность бурового раствора	г/см ³	1,2
<i>p</i>	плотность породы	г/см ³	2
<i>d_ч</i>	диаметр выносимых частиц	мм	5
<i>Q</i>	производительность насосов	дм ³ /с	25
<i>F_к</i>	поперечное сечение кольцевого пространства	м ²	0,06
<i>V</i>	скорость восходящего потока	м/с	0,43
<i>c</i>	скорость подъема частицы породы в кольцевом пространстве	м/с	0,13
<i>u</i>	скорость погружения частицы	м/с	0,27
<i>k</i>	коэффициент, зависящий от формы частицы (от 0,159 до 0,074)		0,159
	Продолжительность движения частицы от забоя до устья	мин	89,2
Интервал 700-1250м			
<i>Определение времени выноса частиц на поверхность</i>			
<i>H</i>	глубина бурения	м	1250
<i>D_{дол}</i>	диаметр долота (скважины)	м	0,2159
<i>D</i>	наружный диаметр бур. труб	м	0,114
<i>p</i>	плотность бурового раствора	г/см ³	1,2
<i>p</i>	плотность породы	г/см ³	2,1
<i>d_ч</i>	диаметр выносимых частиц	мм	5
<i>Q</i>	производительность насосов	дм ³ /с	25
<i>F_к</i>	поперечное сечение кольцевого пространства	м ²	0,03
<i>V</i>	скорость восходящего потока	м/с	0,95
<i>c</i>	скорость подъема частицы породы в кольцевом пространстве	м/с	0,61
<i>u</i>	скорость погружения частицы	м/с	0,30
<i>k</i>	коэффициент, зависящий от формы частицы (от 0,159 до 0,074)		0,159
	Продолжительность движения частицы от забоя до устья	мин	34,1
Интервал 1250-1400м			
<i>Определение времени выноса частиц на поверхность</i>			
<i>H</i>	глубина бурения	м	1400
<i>D_{дол}</i>	диаметр долота (скважины)	м	0,1492
<i>D</i>	наружный диаметр бур. труб	м	0,089
<i>p</i>	плотность бурового раствора	г/см ³	1,05
<i>p</i>	плотность породы	г/см ³	2,1
<i>d_ч</i>	диаметр выносимых частиц	мм	5
<i>Q</i>	производительность насосов	дм ³ /с	25
<i>F_к</i>	поперечное сечение кольцевого пространства	м ²	0,01
<i>V</i>	скорость восходящего потока	м/с	2,22
<i>c</i>	скорость подъема частицы породы в кольцевом пространстве	м/с	1,77
<i>u</i>	скорость погружения частицы	м/с	0,40

III. БУРЕНИЕ

<i>k</i>	коэффициент, зависящий от формы частицы (от 0,159 до 0,074)		0,159
<i>Продолжительность движения частицы от забоя до устья</i>		мин	13,2

Так, при производительности 25 л/с (бурильные трубы 114 мм), в интервале 0-700 м скорость восходящего потока не превышает 0,43 м/с, а с учетом сил гравитации, скорость подъема частицы шлама в затрубном пространстве составит 0,13 м/с, и, для выноса шлама с забоя на поверхность, необходимо промывать скважину не менее 1,5 часа. В тоже время, по документам (таблица 3), на скважинах № 17, 19, 20 общее время промывки скважины, за все время ее бурения, составляет всего 3,6; 14,2 и 17,1 часа соответственно.

Недостаточная производительность насосов, неудовлетворительная очистка раствора, несоблюдение проектных КНБК и являются основными причинами образования сальников, посадок, затяжек, проработок. А при более низкой производительности, эта ситуация еще более усугубляется. Применение бурильных труб 114 мм (по проекту 127 мм) так же снижает скорость восходящего потока в затрубном пространстве, относительно запроектированных показателей.

В интервале 700-1250 м производительность по проекту - 35 л/с. На практике, на всех скважинах производительность не превышала 30 л/с и колебалась в диапазоне 15-30 л/с. И только на скважине № 22, при бурении небольшого интервала, производительность была 38 л/с. Здесь значительно меньше проблем, имеющих место в верхнем интервале. Как показывают расчеты, скорость восходящего потока при расходе 25 л/с составит 0,95 м/с, что соответствует рекомендациям, а скорость подъема частицы шлама в затрубном пространстве составит 0,61 м/с, и для выноса шлама с забоя на поверхность необходимо промывать скважину 34,1 мин.

Далее, в интервале 1250-1400 м производительность была выше проектной (16 л/сек) и составляла от 15 до 30 л/с. Проблемы с очисткой ствола отсутствуют. Расчеты показывают, что скорость восходящего потока при расходе 25 л/с составит 2,2 м/с, что в два раза превышает рекомендации, а скорость подъема частицы шлама в затрубном пространстве составит 1,77 м/сек, и для выноса шлама с забоя на поверхность необходимо промывать скважину всего 13,2 мин. Неоправданное увеличение производительности насосов в данном интервале, в 1,5-2 раза, значительно увеличивает гидродинамические сопротивления в затрубном пространстве и, естественно, давление на пласт, что отрицательно скажется на результатах освоения скважины.

В дальнейшем, при проведении авторского надзора по месторождению Кумколь, проанализировано бурение скважин № 1081, 2303, 3377, 2202, 1132, 2278, 2283, 2222 и других, на предмет выполнения проектных решений. В таблицах 3 и 4 приведены показатели проводки по месторождениям Восточный Кумколь и Кумколь.

III. БУРЕНИЕ

Данные станции ГТИ подтверждают, что, практически, на всех скважинах, в интервале бурения 0-700 м (Восточный Кумколь) и 0-500 м (Кумколь), производительность насосов не превышает 30 л/с при проектной - 50 л/с. Недостаточная производительность отмечается и в интервале 700-1250 м (Восточный Кумколь) и 500-1250 м (Кумколь) – не более 30 л/с, при проектной - 35 л/с. В интервале бурения под хвостовик, производительность, практически, на всех скважинах выше проектной.

Таблица 3. Показатели проводки скважин Восточный Кумколь

Показатель		16 В.К.	17 В.К.	18 В.К.	19 В.К.	20 В.К.	21 В.К.	22 В.К.	
Время бурения (час)		291,7	147,7	133,7	185,2	179,4	169,1	182,8	
Время промывки скважины (час)		58,7	3,6	33,7	14,2	17,1	45,2	36,8	
Время наращиваний (час)		45,2	36	28,8	42,7	29,8	34,6	36,1	
Время СПО (час)		181,6	90,1	102,3	111,7	66	81,9	96,4	
Время аварий (час)		0	0	88,7	237	133,3	34	0,0	
Календарное время строительства (час)		1003,1	563	783	1162,6	650,3	639,8	832,7	
Производительность насосов (л/с):	проект								
	0-700м	50	5-30	25-30	25-27	13-15	24-28	13-22	25-30
	700-1250м	35	15-30	22-30	25-27	18-21	24-28	16-25	25-38
	1250-1400м	16	15-30	24-28	25-27	9-15	24-32	16-19	17-19
Наличие калибраторов в КНБК		нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	
Буровой Подрядчик		АО «ОМГ»	ТОО «НТС»	ТОО «НТС»	АО «ОМГ»	ТОО «НТС»	АО «ОМГ»	ТОО «НТС»	

Таблица 4. Показатели проводки скважин Кумколь

Показатель		1081 К.	2303 К.	1132 К.	2278 К.	2202 К.	3377 К.	2222 К.	2283 К.	
Время бурения (час)		191,7	110,3	225,2	237	160,9	187,6	167,6	156,8	
Время промывки скважины (час)		39,0	22,9	14,8	55,5	14,4	14,2	24,5	9,1	
Время наращиваний (час)		39,8	27,3	47,9	40,9	38,9	39,1	37,8	33,8	
Время СПО (час)		145,7	80,7	99	120,2	93,2	66,8	94,3	82	
Время аварий (час)		0,0	0,0	0,0	11,8	592,9	5,3	0	22,1	
Календарное время строительства (час)		647,8	387,6	654,1	747,3	1335,4	532	634,1	572,8	
Производительность насосов (л/с):	проект									
	0-500м	50	15-30	25-30	10-18	6-27	20-22	н.д.	17-20	15-25
	500-1250м	35	20-25	25-30	18-27	21-30	20-25	20-30	20-35	25-30
	1250-1400м	16	10-15	25	20-30	20-30	19-34	16-22	20-22	25-28
Наличие калибраторов в КНБК		нет	да	нет	нет	нет	нет	нет	нет	
Буровой Подрядчик		АО «ОМГ»	ТОО «НТС»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	

III. БУРЕНИЕ

Недостаточная производительность насосов - является одной из причин, приводящих к образованию сальников и зашламлению забоя скважины и, как следствие, приводит к дополнительным проработкам ствола скважины.

Бурение всех интервалов производится с нарушением проектных КНБК, без калибраторов, что создает предпосылки к появлению затяжек и посадок до 20 т и более, а включение калибраторов в КНБК, при проработке скважины, приводит к нарушению целостности ствола, появлению осыпей.

Насосные группы всех буровых установок не обеспечивают необходимой производительности для качественной промывки ствола. При наличии одного насоса на буровой ТОО «НТС», создается производительность до 35 л/с. Буровые АО «ОМГ» укомплектованы двумя насосами и, без проблем, могут создавать необходимую производительность, но, по непонятным причинам, не создают требуемого проектом расхода.

Системы очистки буровых растворов работают не в полной мере (порваны сетки вибросит, пескоотделители работают эпизодически).

Буровые работы на месторождениях Кумколь и Восточный Кумколь ведутся с использованием одних и тех же буровых установок и одними и теми же буровыми подрядчиками. Поэтому и проблемы бурения на обоих месторождениях одинаковые.

В таблицах 5 и 6 отражена работа буровых подрядчиков при бурении скважин.

Таблица 5. Показатели работы ТОО «НТС»

Показатель		17 В.К.	18 В.К.	20 В.К.	22 В.К.	2303 К.	Среднее на 1 скважину
Время бурения (час)		147,7	133,7	179,4	182,8	110,3	150,78
Время промывки скважины (час)		3,6	33,7	17,1	36,8	22,9	22,82
Время наращиваний (час)		36	28,8	29,8	36,1	27,3	31,6
Время СПО (час)		90,1	102,3	66	96,4	80,7	87,1
Время аварий (час)		0	88,7	133,3	0	0	44,4
Календарное время строительства (час)		563	783	650,3	832,7	387,6	643,32
Производительность насосов (л/с):	проект						
	0-700м (0-500м)	50	25-30	25-27	24-28	25-30	25-30
	700-1250м (500-1250м)	35	22-30	25-27	24-28	25-38	25-30
	1250-1400м	16	24-28	25-27	24-32	17-19	25
Наличие калибраторов в КНБК		нет	нет	нет	нет	да	
Буровой Подрядчик		ТОО «НТС»	ТОО «НТС»	ТОО «НТС»	ТОО «НТС»	ТОО «НТС»	

III. БУРЕНИЕ

Таблица 6. Показатели работы АО «ОМГ»

Показатель		16 В.К.	19 В.К.	21 В.К.	2278 К.	2202 К.	3377 К.	2222 К.	2283 К.	1081 К.	1132 К.	Среднее на 1 скважину
Время бурения (час)		291,7	185,2	169,1	237	160,9	187,6	167,6	156,8	191,7	225,2	197,28
Время промывки скважины (час)		58,7	14,2	45,2	55,5	14,4	14,2	24,5	9,1	39,0	14,8	28,96
Время наращиваний (час)		45,2	42,7	34,6	40,9	38,9	39,1	37,8	33,8	39,8	47,9	40,07
Время СПО (час)		181,6	111,7	81,9	120,2	93,2	66,8	94,3	82	145,7	99	107,64
Время аварий (час)		0	237	34	11,8	592,9	5,3	0	22,1	0,0	0,0	90,31
Календарное время строительства (час)		1003,1	1162,6	639,8	747,3	1335,4	532	634,1	572,8	647,8	654,1	792,9
Производительность насосов (л/с):	проект											
0-700м (0-500м)		50	5-30	13-15	13-22	6-27	20-22	н.д.	17-20	15-25	15-30	10-18
700-1250м (500-1250м)		35	15-30	18-21	16-25	21-30	20-25	20-30	20-35	25-30	20-25	18-27
1250-1400м		16	15-30	9-15	16-19	20-30	19-34	16-22	20-22	25-28	10-15	20-30
Наличие калибраторов в КНБК		нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Буровой Подрядчик		АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»	АО «ОМГ»

III. БУРЕНИЕ

В таблице 7 приведены сравнительные показатели работы буровых подрядчиков при бурении скважин на месторождениях Кумколь и Восточный Кумколь.

Проанализированы данные по пяти скважинам, пробуренным ТОО «НТС», и по десяти скважинам, пробуренным АО «ОМГ». В среднем, по каждой пробуренной скважине, АО «ОМГ» затрачивает на бурение на 47 часов больше, на наращивания - на 8,4 часа, на проведение СПО - на 20,5 часа, время аварий на 46 часов больше, чем у ТОО «НТС». Календарное время строительства каждой скважины, пробуренной АО «ОМГ», на 149,6 часа (6,2 сут.) больше, чем время строительства скважин ТОО «НТС». Это говорит о том, что организация работ у буровых подрядчиков значительно различается.

Таблица 7. Сравнительные показатели

Показатель	Среднее на 1 скважину	
	ТОО «НТС»	АО «ОМГ»
Время бурения (час)	150,78	197,28
Время промывки скважины (час)	22,82	28,96
Время наращиваний (час)	31,6	40,07
Время СПО (час)	87,1	107,64
Время аварий (час)	44,4	90,31
Календарное время строительства (час)	643,32	792,9

Из проанализированных 5 скважин, пробуренных ТОО «НТС», самый продолжительный цикл строительства составляет 832,7 часа (34,7 сут.) (скважина № 22 Восточный Кумколь), самый минимальный - 387,6 часа (16,1 сут.) (скважина № 2303).

Из проанализированных 10 скважин, пробуренных АО «ОМГ», самый продолжительный цикл строительства составляет 1335,4 часа (55,6 сут.) (скважина № 2202), самый минимальный - 532 часа (22,1 сут.) (скважина № 3377).

Следствием нарушений КНБК и режимов промывки скважин являются повсеместные затяжки и посадки инструмента при СПО, особенно в интервале бурения под кондуктор, прихваты инструмента, иногда с потерей циркуляции (скважины № 2202, 1132), недоход приборов ГИС (скважины № 3377, 2202, 2222, 16, 17, 19, 20), образование сальников. Имеют место промывы бурильного инструмента (скважины № 3377, 2202, 2283, 2278), что ухудшает промывку через долото, выбуренный шлам не поднимается на поверхность, способствует образованию сальников с вытекающими последствиями. Промыв инструмента привел к его обрыву и оставлению в скважине (скважины № 3377, 2278).

Допускаются удары инструмента о забой (скважины № 2202, 1132, 1081, 2278) до 20-40 т, а иногда до полной разгрузки веса.

Анализ данных показывает, что причинами осложнений при бурении скважин на месторождениях Восточный Кумколь и Кумколь являются:

III. БУРЕНИЕ

1. Бурение всех интервалов скважины без калибраторов.
2. Чрезвычайно заниженные показатели расхода бурового раствора в интервале 0-700 м (0-500 м) (в 2 - 3 раза ниже проектных).
3. Заниженные показатели расхода бурового раствора в интервале 700 – 1250 м (500-1250 м).
4. Неудовлетворительная работа системы очистки бурового раствора.
5. Допускаемые в процессе спуска многократные посадки инструмента до 21 т, удары инструмента о забой, затяжки при подъеме до 20 т.
6. Промыв бурильного инструмента и, в связи с этим, уменьшение расхода жидкости через долото.

Значительной части осложнений, при строительстве скважин, можно было бы избежать при надлежащем выполнении проектных решений и грамотном технологическом контроле процесса бурения.

Список использованных источников

1. Отчет по авторскому надзору за строительством скважин на месторождении Кумколь и Восточный Кумколь (контрактная территория АО «Тургай-Петролеум») за 2007г, АО «НИПИнефтегаз».
2. Решение практических задач при бурении и освоении скважин. Справочное пособие. Булатов А.И, Проселков Ю.М.- Краснодар, 2006г. (стр. 195).
3. Проектирование режимов турбинного бурения. Потапов Ю.Ф., Матвеева А.М. и др.,- Недра, 1974г. (стр. 198).
4. Гидравлика в бурении.- Москва, ВНИИБТ, 1970г. (стр. 74).

УДК 622.24.002.2

*Абдуллаев Н.Я., Вашецкий Е.В., Гудзловенко З.К.
Демидова Н.С., Егоров В.В. (АО «НИПИнефтегаз»)*

Проблемы при строительстве скважин на месторождении Узень

В 2011 году, на анализируемых блоках 1-1а-2, пробурено 25 скважин по «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных добывающих скважин глубиной 1400 м на месторождении Узень» и «Групповому проекту на строительство эксплуатационных нагнетательных скважин вне газового контура глубиной 1400 м на месторождении Узень», утвержденным в декабре 2010 года.

Все скважины пробурены подрядчиком по бурению ТОО «Бургылау», буровые растворы обслуживал сам подрядчик по бурению и, применяемый буровой раствор, при бурении большинства скважин, был гуматный, который использовался при бурении скважин в 2008-2010 гг. Несколько скважин

III. БУРЕНИЕ

пробурены с использованием полимергуматного раствора, который был предусмотрен вышеназванными проектами (вариант 1), где осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, отмечено меньше.

В 2012 году пробурено 13 скважин. Все скважины пробурены подрядчиком по бурению ТОО «Бургылау», буровые растворы, в основном, обслуживал сам подрядчик по бурению и применяемый буровой раствор был полимергуматный (вариант 1 проекта). При бурении скважин № 9098, 9174, 4839 и 8765, буровые растворы обслуживала подрядная организация SRF-CHEM SERVICE. Используемые химические реагенты, тип и параметры раствора предусмотрены проектом - вариант 2. Параметры бурового раствора соответствовали проектным. При бурении выше упомянутых скважин, осложнения, связанные с целостностью ствола скважины (затяжки, посадки, сужения ствола скважины и проработки), не отмечены. Кроме скважины 8765, где прорабатывали ствол скважины в интервале 120 - 600 м. Тип и параметры бурового раствора отвечали требованиям, предъявляемым к буровому раствору при вскрытии продуктивных пластов.

Для оценки качества цементирования эксплуатационных колонн использовался коэффициент качества цементирования $K_{ц}$, определяемый как отношение суммы интервалов хорошего сцепления ко всему анализируемому интервалу. Лучшее качество сцепления цементного камня с колонной отмечалось в продуктивных интервалах.

В 2012 г., на четырех из семи анализируемых скважин, было отмечено высокое качество изоляции продуктивных интервалов - $K_{ц}=1,0$; на двух скважинах - $K_{ц}=0,7$, что является показателем хорошего качества.

Результаты проведенного анализа показывают, что решить проблему качественного крепления, с учетом особенностей и осложнений, связанных с последней стадией разработки блоков 1, 1а и 2 месторождения Узень, можно только применением всего комплекса мероприятий, направленных на повышение качества цементирования. В перечень мероприятий обязательно должны быть включены этапы, предшествующие процессу цементирования и обеспечивающие успешное его проведение. Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется:

- обеспечить качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применение ингибированных буровых растворов и эффективных буферных жидкостей, обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования и т.д.);

III. БУРЕНИЕ

- использовать комбинированные буферные жидкости: отмывающие, с добавлением ПАВ, для наиболее полного удаления толстой глинистой корки; буферные цементы для упрочнения стенок скважин;
- использовать способ двухступенчатого цементирования в зонах вероятных поглощений, для обеспечения высоты подъема цемента нормальной плотности до устья при низких градиентах гидроразрыва пластов;
- использовать технологию цементирования тампонажным раствором с дифференцированной плотностью, при которой продуктивная зона (до неокома) цементируется тампонажным раствором нормальной плотности, а интервал выше неокома – облегченным раствором, на основе портландцемента, либо цементно-бентонитовой смесью с небольшим содержанием бентонита;
- при цементировании эксплуатационной колонны использовать тампонажные растворы с повышенными изоляционными свойствами: седиментационно-устойчивые, имеющие низкую водоотдачу (менее 50 см³/30мин) и плотную структуру цементного камня;
- использовать более широкий спектр химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, диспергаторы, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве; использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- использовать в необходимом количестве технологическую оснастку, применение которой позволяет увеличить коэффициент замещения бурового раствора тампонажным, а именно: центраторы, скребки, турбулизаторы.

На заключительном этапе строительства скважины осуществляется вызов притока, который производится вытеснением жидкости из скважины сжатым воздухом, подаваемым от передвижного компрессора. Данный способ вызова притока приводит к получению пластового флюида с высокой степенью обводненности, так как создание резкой депрессии на пласт, приводит в движение наиболее подвижную жидкость (воду), которая заполняет освободившиеся фильтрационные каналы и блокирует продвижение нефти к стволу скважины.

В условиях Узеньского месторождения, при нынешнем его состоянии с высокой степенью обводненности, для новых скважин этот метод не приемлем, так как он может привести к подтягиванию «языков» воды и быстрому обводнению.

III. БУРЕНИЕ

Для этого месторождения необходим метод вызова притока без резкого снижения забойного давления, с созданием условий для плавного притока из пласта.

Такие условия можно создать новым методом, который на начальном этапе можно назвать методом «отбор - долив» жидкости. Применяя этот метод, можно привести скелет породы в колебательное движение, не создавая резких депрессий. Колебательное движение скелета породы приведет к разрушению кольматирующего слоя, образованного твердой фазой бурового раствора, и очистке фильтрационных каналов выходящим флюидом. Для этого не требуется больших перепадов давления, здесь главное создать ритмичность небольших перепадов.

За основу метода принимается метод свабирования. Метод свабирования, в современном его применении, заключается в отборе жидкости из скважины - от уровня жидкости и до максимально возможной глубины, до получения притока пластового флюида. Чтобы добиться притока из пласта, одного снижения уровня жидкости в скважине до максимальной глубины недостаточно и в максимальном снижении нет необходимости.

Рекомендуемый метод заключается в том, чтобы создать в системе «скважина-пласт» колебательные движения, которые приведут к очистке призабойной зоны.

Метод реализуется следующим образом.

После перфорации и спуска НКТ скважину промывают до чистой воды.

На устье устанавливается оборудование для свабирования.

Спускается сваб и отбирается столб воды высотой 150-200 м. При следующем спуске сваба отбивается уровень жидкости, отмечается время и определяется приток по подъему жидкости и времени. Если притока нет, или приток слабый, не поднимая сваба, через затрубное заполняют скважину. Поднимают свабом следующие 150-200 м воды. Во время очередного спуска сваба на ту же глубину, скважину заполняют технической водой. Снова поднимают 150-200 м воды. Необходимо добиться такого ритма работы, чтобы время подъема сваба и время спуска сваба, с одновременным заполнением скважины, было одинаковое. Таким способом можно добиться ритмичности в изменении забойного давления от гидростатического давления до депрессии на 1,5-2 МПа ниже гидростатического давления. Эти изменения приведут к колебательным движениям пластового флюида и скелета породы в призабойной зоне пласта (ПЗП), к разрушению кольматирующего слоя и плавному притоку из пласта, без угрозы подтягивания «языка» воды.

Бурение боковых стволов рекомендуется как метод вывода скважин из бездействующего фонда, аварийного состояния, интенсификации добычи, с предварительным тщательным изучением энергетического состояния скважины, наличия остаточных запасов, застойных и не дренированных зон, с использованием гидродинамической модели.

III. БУРЕНИЕ

Метод восстановления скважин, путем зарезки боковых стволов, использовался на месторождении Узень с 2003г. с целью восстановления бездействующих и находящихся в простое скважин. Проектное смещение точки входа в пласт, от существующего ствола, предусматривалось на 35 - 50 м. Однако, отход от вертикали составлял от 1 до 14,3 м. Пространственное положение бокового ствола не задавалось и, фактически, ствол в пласте располагался произвольно. То есть, зарезка бокового ствола планировалась, в основном, для вывода скважин из бездействующего фонда или аварийного состояния [2]. Цель - направить боковой ствол в зону невыработанных запасов, заземленных зон, не дренированных участков, не ставилась.

Для повышения эффективности выбора скважин под зарезку и бурение боковых стволов, необходимо определять для них недренируемые и тупиковые зоны продуктивных пластов, зоны с рентабельными, для данного мероприятия, остаточными извлекаемыми запасами, с использованием гидродинамической модели месторождения (участка, блоков).

В настоящее время, в разработке находится большое количество месторождений, представленных низкопроницаемыми коллекторами или коллекторами с различной проницаемостью. Нагнетаемая в пласт вода прорывается к забоям добывающих скважин по высокопроницаемым прослоям и зонам, оставляя невытесненной нефть в малопроницаемых слоях и зонах пласта.

В условиях прогрессирующего роста обводненности добываемой продукции и высокой выработки запасов, все большее значение приобретают методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

В последнее время, большое внимание уделяется совершенствованию бурения горизонтальных скважин. Увеличение длины горизонтального ствола и снижение стоимости бурения этих скважин, сделало реальным эффективное их использование при разработке нефтяных месторождений, имеющих пласты с низкими коллекторскими свойствами. Самостоятельное применение горизонтальных скважин не является методом повышения нефтеотдачи, а способом интенсификации добычи нефти. Основной целью бурения горизонтальных добывающих скважин - является увеличение контакта с пластом и коэффициента продуктивности скважин. В нагнетательных горизонтальных скважинах большая площадь контакта с объектом воздействия позволяет повысить приемистость.

Важным фактором, влияющим на показатели эксплуатации горизонтальных скважин, является схема заканчивания их горизонтального забоя. В зависимости от геологических условий пласта, горизонтальная скважина может быть закончена открытым стволом с установкой хвостовика, хвостовика с пакером или обсаженным стволом, с последующей перфорацией колонны.

Скважины № 8456 и 8302 пробурены в 2004-2005 гг., а скважина № 9029 – в октябре 2012 г. В 1 квартале 2013 г закончено бурение

III. БУРЕНИЕ

горизонтальной скважины № 9030. В процессе изучения имеющихся данных и их анализа, были выявлены затруднения, как при проектировании строительства скважин, так и при ведении буровых работ.

Проектная конструкция горизонтальной скважины была изменена по предложению бурового Подрядчика. Было предложено не спускать хвостовик 114 мм, а колонну 168 мм спустить до проектного забоя скважин. Обосновывалось это сложностью производства ПРС и КРС в хвостовике малого диаметра, в случае необходимости. Не последнюю роль в принятии такого решения сыграло, по нашему мнению, и то, что проектная конструкция требовала использования долот диаметром 139,7 мм, бурильных труб 73 мм, соответствующих УБТ уменьшенного диаметра, элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) при бурении под хвостовик 114мм. Как отмечено в Технологической схеме разработки месторождения, при строительстве первых горизонтальных скважин № 8456 и 8302, буровая установка не в полной мере отвечала условиям бурения. Потребовался поиск необходимого дополнительного оборудования (насос, вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга) и его монтаж, в процессе бурения. Бурение стволов малого диаметра требует тщательного подхода, высокую квалификацию персонала, применение элементов КНБК малого диаметра. При пуске буровой № 8302 было обнаружено, что отсутствует индивидуальный технический проект для строительства скважины. А бурение без проекта не допускается нормативными требованиями Республики Казахстан.

Бурение обеих скважин велось параллельно. Организация буровых работ была не на высоком уровне. Для бурения скважин в наличии имелось только два забойных двигателя, которые не позволили вести параллельный процесс строительства скважин без простоев. Материалы и химреагенты, необходимые для бурения, поставлялись на буровые не в полном объеме и с задержками.

В процессе бурения имели место прихваты бурильного инструмента и геофизических приборов, отказы забойных двигателей. Сбои в работе телесистем, по контролю траектории ствола, привели к падению зенитного угла на скважине № 8456 и искажению данных о траектории по скважине № 8302. Это привело к ликвидации пробуренных стволов и бурению новых.

Неудовлетворительная организация работ привела к тому, что скважина № 8456 простояла 34 дня, а скважина № 8302 – 74 дня. Низкая технологическая дисциплина при ведении буровых работ, привела к многочисленным авариям, на ликвидацию которых было затрачено: на скважине № 8456 - 49 суток, на скважине № 8302 – 54 дня.

Например, на скважине № 8456 произошли: прихват кабеля и геофизических приборов и последующее бурение второго ствола, в котором, в свою очередь, произошло падение зенитного угла. Ствол был ликвидирован и забурен третий ствол. На скважине № 8302 – прихват бурильного

III. БУРЕНИЕ

инструмента, искажение показаний телесистемы, что потребовало ликвидации части ствола и бурения второго ствола.

На скважине № 8456 эксплуатационная колонна 168 мм зацементирована манжетным способом, с использованием пакера ПДМ-168, который был установлен в кровле продуктивного горизонта для предохранения пласта от загрязнения цементным раствором. Хвостовик-фильтр 168 мм размещен в горизонтальной части ствола и не цементировался. Общая длина хвостовика-фильтра составила 68 м.

Качество цементирования эксплуатационной колонны находится на очень низком уровне. Плотное сцепление цементного камня с эксплуатационной колонной составляет всего 1,6%, частичное сцепление – 10,7%, цемент отсутствует – 87,7%.

На скважине № 8302 эксплуатационная колонна 168 мм также зацементирована манжетным способом, с использованием пакера ПДМ-168, установленного в кровле продуктивного горизонта. В горизонтальной части ствола установлен хвостовик-фильтр 168 мм длиной 67 м, который не цементировался. Хвостовик имеет отличия, по сравнению со скважиной № 8456 – в хвостовике были просверлены отверстия диаметром 20 мм, в которые на резьбе вставлены алюминиевые заглушки, в последующем, удаленные разбуриванием. Качество цементирования эксплуатационной колонны представлено следующим образом - плотное сцепление цементного камня с колонной - 3,9%; частичное сцепление – 4,5%; цемент отсутствует – 91,6%.

Скважина № 9029 была заложена и пробурена с использованием результатов геолого-гидродинамического моделирования XVII горизонта на основании карт остаточных извлекаемых запасов. Горизонтальный ствол планировалось провести в районе концентрации наибольших остаточных запасов нефти.

Конструкция скважины № 9029 принципиально отличается от конструкций, ранее пробуренных горизонтальных скважин тем, что был спущен хвостовик 114 мм, и скважина вскрыла горизонты от 13 до 17.

Качество цементирования эксплуатационной колонны значительно выше, чем у скважин № 8456 и 8302. Хорошее качество сцепления цемента с колонной составляет 81%, частичное – 8,3%, канальный, загрязненный, не определен – 10,7%, а в продуктивной части (интервал 1000 м – забой) – хорошее качество - 94,4%, частичный – 1,9%, не определен – 3,7%.

Скважина № 8456 находилась в эксплуатации после освоения с июня 2005 г. Способ добычи механизированный. Первоначальные параметры добычи Q_ж - 30 т/сут, Q_н – 15,0 т/сут, обводненность – 50%. Изменение режима откачки, увеличением длины хода плунжера, в 1 квартале 2006 г. дало увеличение дебита по жидкости – 50 т/сут, по нефти – 21 т/сут, обводненность при этом увеличилась до 58%.

Результаты эксплуатации скважины № 8456 за период с 01.01.2007 по 01.06.2012: средний дебит по жидкости составил 66,6 т/сут, по нефти – 4,2

III. БУРЕНИЕ

т/сут, обводнённость – 92,8%. По шести вертикальным скважинам, близкорасположенным к скважине № 8456: средний дебит по жидкости составил 32 т/сут, по нефти – 4,7 т/сут, обводнённость – 70,3%. То есть, вертикальные скважины, в данном случае, значительно эффективнее горизонтальной скважины № 8456.

На скважине № 8302, с использованием УКП-80, в период с 26.05.2005 по 27.05.2005 осуществлен вызов притока. Без компрессора подача отсутствовала. Скважина введена в эксплуатацию в августе 2005 года. Способ добычи механизированный. Скважина вступила в эксплуатацию с высоким содержанием воды в продукции: дебит жидкости составляет 60 т/сут, нефти - 1,2 т/сут, обводнённость - 98%.

На 01.05.2006 дебит по жидкости снизился до 32 т/сут, по нефти до 0,3 т/сут, обводнённость увеличилась с 93 до 99%.

В октябре 2007г., в связи со 100% обводнением, скважина № 8302 была переведена в фонд нагнетательных.

Как реагировали близрасположенные вертикальные скважины на перевод горизонтальной скважины в нагнетательную? Средний дебит вертикальных скважин, до перевода скважины № 8302 под нагнетание, по жидкости был, практически, одинаков - № 8303 – 45,2 т/сут, вертикальные – 45,1 т/сут, по нефти - 5,5 т/сут и 6,8 т/сут соответственно, обводнённость - 86,4 и 75,5% соответственно. То есть, до перевода горизонтальной скважины № 8302 под нагнетание, близрасположенные вертикальные скважины имели выше дебит по нефти и меньшую обводнённость.

С переводом горизонтальной скважины № 8302 под нагнетание, показатели работы близрасположенных вертикальных скважин улучшились. Средний дебит по жидкости уменьшился с 45,1 т/сут до 35,6 т/сут, по нефти – увеличился с 6,8 т/сут до 7,6 т/сут, обводнённость уменьшилась с 75,5 до 65,7%.

Фактические параметры работы скважины № 9029 после окончания бурением и освоения следующие: дебит (по жидкости) – 59 м³/сут; дебит по нефти - 32 м³/сут; обводнённость – 30% на 6 мм штуцере.

Показатели освоения скважины № 9029 значительно лучше показателей, ранее пробуренных горизонтальных и вертикальных скважин. Однако, выводы делать рано, потому что скважина, практически, еще не работала. Кроме этого, она пробурена на другие продуктивные горизонты, нежели скважины № 8456 и 8302. Ее дальнейшая эксплуатация, в течение 1-2 лет, даст возможность сравнить и оценить ее продуктивные возможности, а также пересмотреть отдельные выводы по эффективности пробуренных горизонтальных скважин.

О результатах бурения горизонтальной скважины № 9030 говорить пока преждевременно.

Выводы:

1. Существующие конструкции скважин соответствуют горно-геологическим условиям месторождения Узень. Корректировка конструкций

III. БУРЕНИЕ

может потребоваться в случае строительства специальных скважин, например, горизонтальных или скважин для совместно-раздельной эксплуатации нескольких объектов разработки.

2. Применяемый при бурении скважин в 2008 – 2010 гг., гуматный буровой раствор не отвечает требованиям, предъявляемым к буровым растворам, применяемым для вскрытия продуктивных пластов.

3. Применение полимергуматного раствора позволило несколько снизить количество осложнений, связанных с целостностью ствола скважины.

4. Результаты проведенного анализа показывают, что решить проблему качественного крепления, с учетом особенностей и осложнений, связанных с последней стадией разработки блоков 1, 1а и 2 месторождения Узень, можно только применением всего комплекса мероприятий, направленных на повышение качества цементирования.

5. Рекомендовать метод «отбор - долив» жидкости для освоения скважин на месторождении, который не создает резких депрессий, позволяет привести скелет породы в колебательное движение и облегчить вызов притока.

6. Самостоятельное применение горизонтальных скважин не является методом повышения нефтеотдачи, а только способом интенсификации добычи нефти, не приводящим к повышению нефтеотдачи.

7. Начальные дебиты нефти в первый месяц эксплуатации по скважинам № 8302 и 8456 оказались ниже, чем ожидалось от горизонтальных скважин в песчаных телах, и скважины вступили в работу с высокой обводненностью - 98 и 50% соответственно. Работы по бурению первых двух горизонтальных скважин с горизонтальной частью стволов 67 и 68 м на месторождении Узень показали невысокую их эффективность.

8. Бурение скважины № 9029 дает некоторый оптимизм в перспективности бурения горизонтальных скважин. Однако, окончательный вывод можно будет сделать после определенного периода эксплуатации данной скважины.

9. Необходим тщательный и качественный выбор объектов для горизонтального бурения на основе предварительного геолого-технического анализа гидродинамической модели участка и предполагаемых проектируемых объектов.

10. При правильном выборе участков бурения горизонтальных скважин, наличии высококвалифицированного бурового подрядчика, бурение горизонтальных скважин может иметь актуальное значение для решения задач вовлечения невыработанных участков месторождения в разработку.

11. Для возможного повышения эффективности работ по строительству горизонтальных скважин необходимо: тщательное изучение и выбор местоположения горизонтальной (многоствольной) скважины, на основе гидродинамической модели участка, с целью разработки качественного индивидуального проекта на ее строительство; тщательный

III. БУРЕНИЕ

анализ технических возможностей буровых установок и персонала предполагаемого бурового подрядчика; четкая организация работ, по обеспечению всем необходимым для строительства скважины; осуществление качественного, профессионального контроля за процессом бурения скважины.

Список использованных источников

1. НИР «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных добывающих скважин глубиной 1400 м на месторождении Узень», 2010 г.
2. НИР «Групповой проект на строительство эксплуатационных нагнетательных скважин вне газового контура глубиной 1400 м на месторождении Узень». 2010 г.

УДК 622.276.74

*Статура А.А., Сарбаев Д.А.,
Жанбосинова А.С., Елеуова Э.К. (АО «НИПИнефтегаз»),*

Определение условий выноса механических примесей (песка) на месторождения Северные Бузачи и Каражанбас

При добыче нефти из пластов, сложенных слабосцементированными породами, возможен вынос песка с образованием песчаной пробки на забое скважины, с нарушением режима эксплуатации глубиннонасосного оборудования. Существующие методы борьбы с песком можно подразделить на следующие направления.

- Ограничение выноса песка из пласта в скважину путём регулирования отбора жидкости из скважины.
- Создание препятствий для поступления песка из пласта в скважину путём применения забойных фильтров различных конструкций и укрепление песков ПЗП химическими реагентами.
- Уменьшение количества песка у приёма насоса путём установки различных приспособлений (фильтров, песочных якорей).
- Периодическое удаление накапливаемого песка на забое скважины.
- Эксплуатация скважин с выносом всего поступившего в скважину песка на поверхность по эксплуатационной колонне и насосным трубам.

Из приведённых способов, в условиях месторождений Каражанбас и Северные Бузачи, наиболее приемлемым является эксплуатация скважин с выносом всего поступившего песка на поверхность. Для создания условий полного выноса песка на поверхность необходимо, чтобы на всём протяжении, от забоя до устья, скорость потока откачиваемой жидкости была достаточной не только для выноса всех фракций песка, но и для предупреждения, практически заметного, увеличения концентрации его в потоке, по сравнению с расходной концентрацией. Кроме того, если расходная концентрация сравнительно велика, то необходимо проводить мероприятия по её уменьшению. Расходную концентрацию определяют по расходу жидкости и песка в единицу времени. Концентрацию песка в потоке называют истиной концентрацией, и в восходящем потоке она всегда больше расходной величины. Поэтому для создания условий полного выноса песка на поверхность необходимо, чтобы истинная концентрация по всему пути движения песка, мало отличалась от расходной. На рис. 1 приведена диаграмма зависимости истиной концентрации песка в вертикальном потоке (α_x) от безразмерной скорости потока ($U_{бр}$) для различных значений расходной концентрации песка (α_0), предложенная А.Н. Адониным:

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

$$U_{бр} = \frac{Q_{ж}}{\omega F} = \frac{v_{ж}}{\omega},$$

где $Q_{ж}$ – расход жидкости, м³/сут;

ω – скорость свободного осаждения песка в откачиваемой жидкости, м/с;

F – площадь поперечного сечения колонны труб или кольцевого пространства, м²;

$v_{ж}$ – скорость восходящего потока жидкости, м/с.

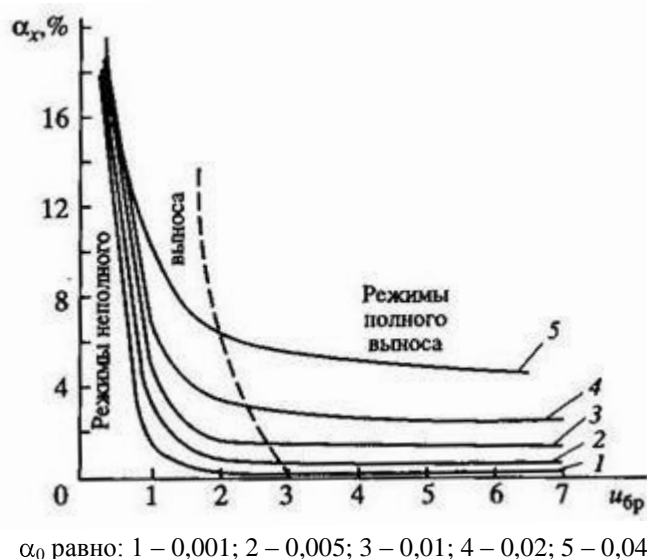


Рис. 1 - Диаграмма выноса песка

Из диаграммы видно, что при уменьшении безразмерной скорости $U_{бр}$ истинная концентрация песка в потоке может достигать очень больших значений, во много раз превосходящих расходную концентрацию. Особенно резкое увеличение концентрации наблюдается, если $U_{бр}$ становится менее 2,5. Поэтому значение $U_{бр} = 2,5$ принято в качестве предельно допустимого, т.е. для выноса песка безразмерная скорость потока нигде не должна быть менее 2,5. При несоблюдении этого условия и, обычной для насосных скважин с пескопроявлением, расходной концентрации песка 0,5 – 1,0%, повышается объёмная концентрация песка, что вызывает накопление его в фильтровой части пласта и прекращение поступления жидкости в скважину.

Для определения $U_{бр}$ в условиях месторождения, определены скорость восходящего потока в элементах подземного оборудования и эксплуатационной колонны, и скорость свободного осаждения песка в откачиваемой жидкости, для различного диаметра частиц песка плотностью 2500 кг/м³. На рис. 2 приведена скорость восходящего потока в элементах подземного оборудования и эксплуатационной колонны, в зависимости от дебита жидкости для скважин месторождения Каражанбас. Из графика на рис. 2 видно, что наименьшая скорость восходящего потока отмечается при

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

движении жидкости по эксплуатационной колонне, наибольшая по колонне НКТ.

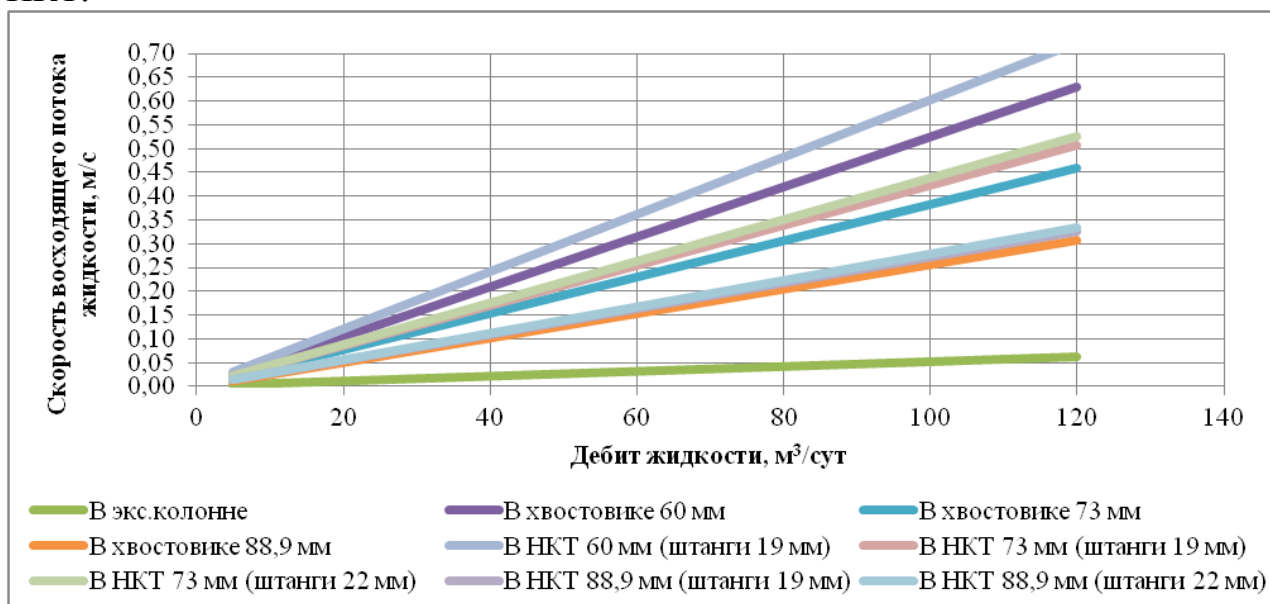


Рис. 2 – Скорость восходящего потока в элементах подземного оборудования и эксплуатационной колонны в зависимости от дебита жидкости в условиях месторождения Каражанбас

Ниже, на рис. 3, представлена аналогичная зависимость скорости восходящего потока, в зависимости от дебита жидкости, для условий месторождения Северные Бузачи.

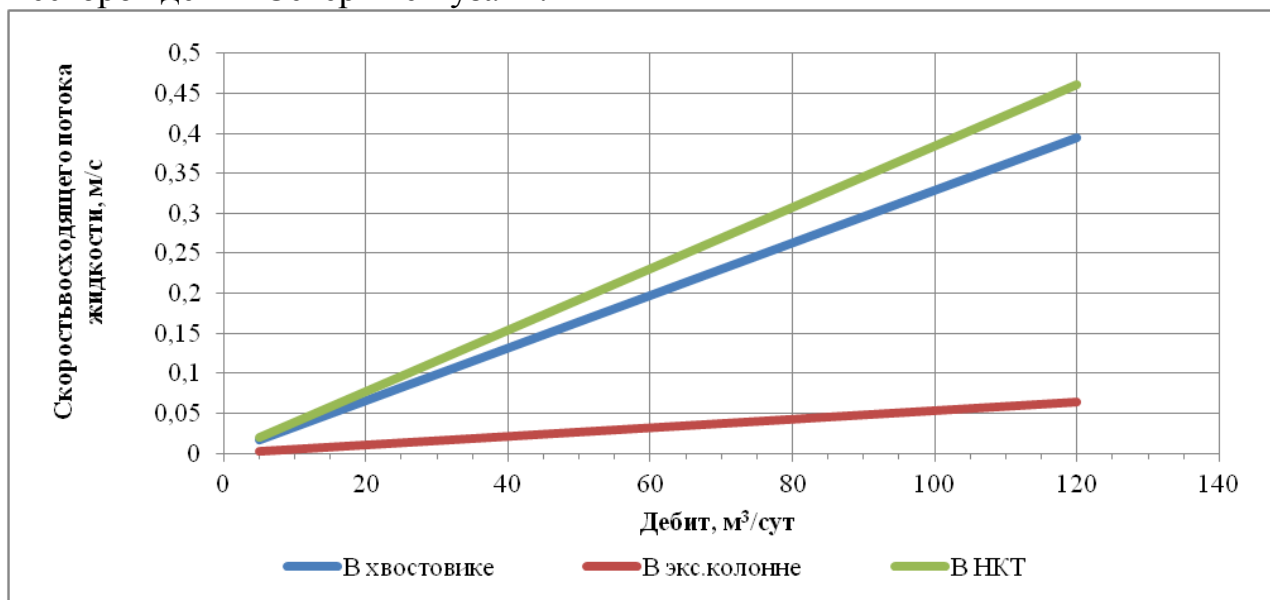


Рис. 3 – Скорость восходящего потока в элементах подземного оборудования и эксплуатационной колонны в зависимости от дебита жидкости в условиях месторождения Северные Бузачи

Для определения скорости осаждения песка использовалась следующая формула:

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

$$\omega = \frac{1}{18} g \frac{\rho_2 - \rho_1}{\nu \rho_1} d_n^2$$

где ω – искомая скорость осаждения, м/с;
 g – ускорение силы тяжести, м/с²;
 ρ_1 – плотность жидкости, кг/м³;
 ρ_2 – плотность песка, кг/м³;
 ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с;
 d_n – диаметр песчинки, м.

На графике рис. 4 приведена скорость свободного осаждения частиц песка различного диаметра, в зависимости от физико-химических свойств продукции, продуктивного горизонта месторождения Каражанбас. Из графика видно, что скорость падения частиц для всех эксплуатационных объектов – не высокая, что, возможно, обусловлено высокой вязкостью нефти.

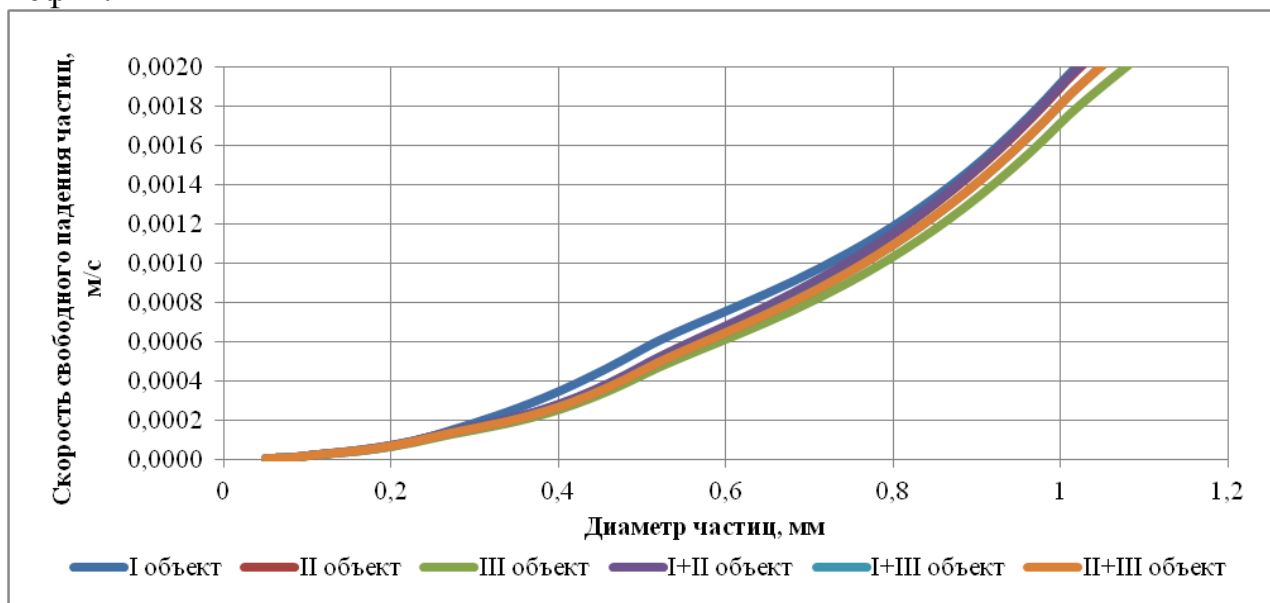


Рис. 4 – Скорость свободного осаждения частиц песка различного диаметра в зависимости от эксплуатационного объекта в условиях месторождения Каражанбас

На рис. 5 приведена аналогичная зависимость скорости свободного осаждения частиц песка различного диаметра от физико-химических свойств продукции продуктивного горизонта месторождения Северные Бузачи. Из графика видно, что скорость падения частиц для всех продуктивных горизонтов – также не высокая, при этом наибольшая скорость падения частиц получена при эксплуатации горизонта J₁, который характеризуется наименьшей вязкостью пластовой нефти.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

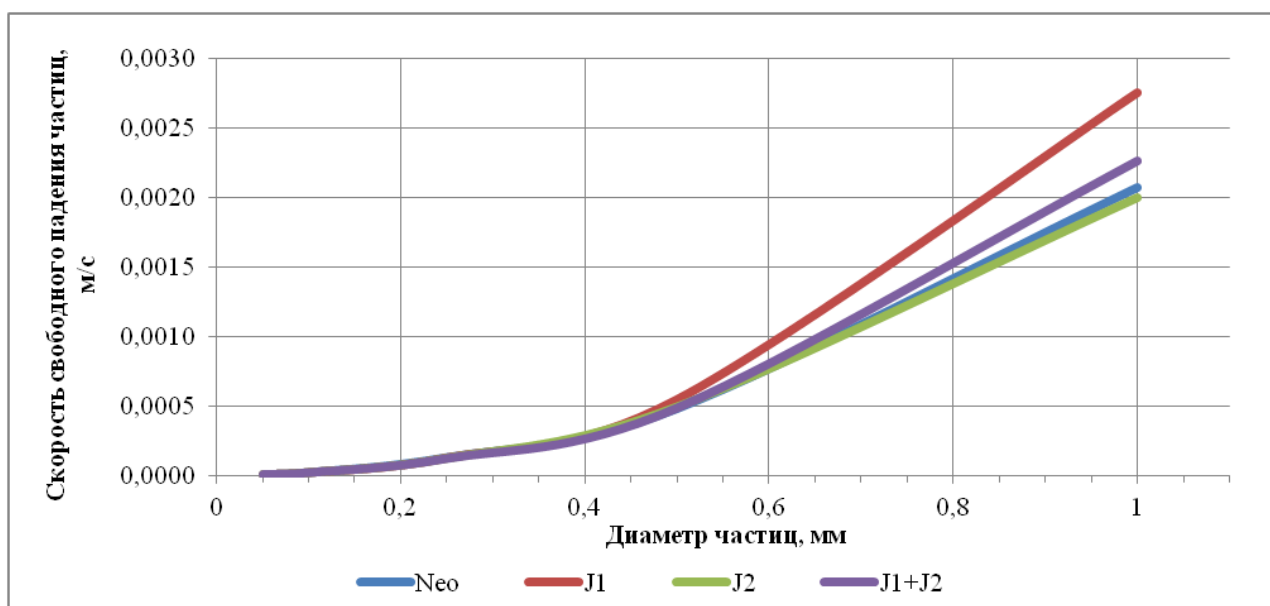


Рис. 5 – Скорость свободного осаждения частиц песка различного диаметра, в зависимости от эксплуатационного объекта в условиях месторождения Северные Бузачи

Минимально допустимый дебит в «песочных» скважинах для подъёмников и хвостовых труб различных диаметров при $U_{бр} = 2,5$ определяется по формуле:

$$Q_{ж.мин} = 0,216 \cdot 10^6 F \omega,$$

где $Q_{ж.мин}$ – расход жидкости, $м^3/сут$;

ω – скорость свободного осаждения песка в откачиваемой жидкости, $м/с$;

F – площадь поперечного сечения колонны труб или кольцевого пространства, $м^2$.

В таблицах 1 и 2 приведены минимальные дебиты скважин для насосных и хвостовых труб диаметрами 60,3 мм, 73 мм и 88,9 мм, при которых будет выноситься песок из скважины. Основой расчёта является скорость свободного осаждения песка в откачиваемой жидкости, определённая для I объекта месторождения Каражанбас и горизонта J₁ месторождения Северные Бузачи, имеющие самые высокие её значения.

Таблица 1. Минимальный дебит скважины, для насосных и хвостовых труб диаметром 60,3; 73 и 88,9 мм, при котором будет выноситься песок из скважины в условиях месторождения Каражанбас

Диаметр частицы, мм	ω , м/с	$Q_{ж}$, $м^3/сут$						Экс. колонна 168,3 мм
		НКТ + штанги			Хвостовик			
		60,3 мм,	73 мм	88,9 мм	60,3 мм	73 мм	88,9 мм	
0,05	$4,80 \cdot 10^{-6}$	0,0018	0,0027	0,0043	0,0021	0,0031	0,0047	0,0189
0,1	$1,92 \cdot 10^{-5}$	0,0070	0,0109	0,0172	0,0082	0,0125	0,0188	0,0754
0,25	$1,20 \cdot 10^{-4}$	0,0439	0,0684	0,1077	0,0515	0,0782	0,1175	0,4713
0,5	$5,62 \cdot 10^{-4}$	0,1755	0,3199	0,5039	0,2409	0,3660	0,5499	2,2055
1	$1,92 \cdot 10^{-3}$	0,7019	1,0937	1,7226	0,8236	1,2512	1,8801	7,5403
2	$7,68 \cdot 10^{-3}$	2,8075	4,3748	6,8903	3,2942	5,0050	7,5205	30,1612
5	$4,80 \cdot 10^{-2}$	17,5472	27,3425	43,0645	20,5890	31,2812	47,0031	188,5075

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 2. Минимальный дебит скважины для насосных и хвостовых труб диаметром 88,9 мм, при котором будет выноситься песок из скважины в условиях месторождения Северные Бузачи

Диаметр частицы, мм	ω , м/с	$Q_{ж}$, м ³ /сут		
		НКТ + штанги (88,9 мм)	Хвостовик (88,9 мм)	Экс. колонна (168,3 мм)
0,05	$6,80 \cdot 10^{-6}$	0,0059	0,0067	29,5
0,1	$2,721 \cdot 10^{-5}$	0,0237	0,0266	118,1
0,25	0,00017	0,1479	0,1665	738,3
0,5	0,0006802	0,5917	0,6661	2953,3
1	0,0027207	2,3670	2,6646	11813,3
2	0,0108828	9,4678	10,6583	47253,4
5	0,0680172	59,1740	66,6146	295333,6

Из таблиц видно, что в подъёмных трубах и хвостовиках происходит полный вынос частиц диаметром от 0,05 до 1 мм, при поступлении их в трубы. В эксплуатационной колонне возможен полный вынос частиц песка диаметром от 0,05 до 0,5 мм в условиях месторождения Каражанбас. При этом содержание данных фракций, выносимых из скважины, по отношению ко всей породе, составляет более 90%.

В условиях же месторождения Северные Бузачи, полный вынос частиц песка диаметром больше 0,1 мм в эксплуатационной колонне невозможен, поэтому, для полного выноса механических примесей с забоя, необходимо спускать хвостовик в интервал перфорации.

В процессе эксплуатации все механические примеси, через выкидные линии, попадают в коллектор, где, вследствие малых скоростей потока жидкости, оседают на дно трубы, уменьшают пропускную способность трубопровода и образуют песчаную пробку, при образовании которой, жидкость не поступает на ЗУ, и существует риск порыва коллектора. Для снижения возможности появления данного осложнения, на данном месторождении, необходимо регулярно проводить промывку коллектора.

Список использованных источников

1. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. Москва, «Недра», 1979 г.
2. Савельев К.М. Нефтепромысловое хозяйство. Москва, 1996 г.

УДК 622.276.031.011.4

Амиров С.К. (АО «НИПИнефтегаз»)

Методические особенности лабораторного исследования слабосцементированных пород

Изучение слабосцементированных пород по керну всегда было проблемой, вызванной, во-первых, низким или нулевым выносом, во-вторых, нарушением структуры вынесенных пород, что обусловило появление термина “рыхлые породы”, в-третьих, отсутствием методик исследования. Решение проблемы, зачастую, сводилось к определению параметров пород по искусственно изготовленным образцам – “рыхлые породы” подвергались уплотнению при эффективном давлении, соответствующем глубине отбора. Полученные таким образом емкостно-фильтрационные свойства “рыхлых пород”, характеризовались низкой достоверностью из-за невозможности воссоздания структуры породы и строения пустотного пространства, определяющих их свойства. Введение поправочных коэффициентов также не решает проблему, так как коэффициенты не являются универсальными и определяются как состоянием керна, так и методами лабораторных воздействий.

В последнее время стали доступны технологии отбора слабосцементированных пород, их сохранения и изучения параметров.

Отбор керна выполняется с применением специально сконструированных съемных керноприемных труб, исключается циркуляция бурового раствора в трубе с керном, применяются специально разработанные технологические параметры бурения при отборе керна (скорость бурения, свойства промывочных жидкостей и пр.). Предусматриваются мероприятия по снижению скорости подъема керна на поверхность для исключения разуплотнения пород газом, выделяющимся при падении давления.

Эти мероприятия не устраняют, но значительно снижают риск возможного разуплотнения пород. Поэтому, сразу после подъема керна на поверхность, на скважине керноприемная труба с керном разрезается на метровые отрезки, и замеряются диаметры торцов керна для констатации изменений размеров за счет разуплотнения (рис.1).

Незамедлительно производится заливка отрезков труб с керном эпоксидной смолой, и торцы труб герметично закрываются крышками. После чего трубы с керном должны быть заморожены при температуре не выше -25°C. До изготовления стандартных образцов, на которых проводятся исследования, керн должен сохраняться в замороженном состоянии.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА



Рис.1. Расположение керна относительно керноприемной трубы при видимом разуплотнении пород (а) и без разуплотнения (б)

В лаборатории трубы с замороженным керном, как правило, подвергаются сканированию методом компьютерной томографии (рис. 2). Это позволяет, еще до распиливания керна, оценить его состояние и уменьшить затраты на непредставительные исследования.

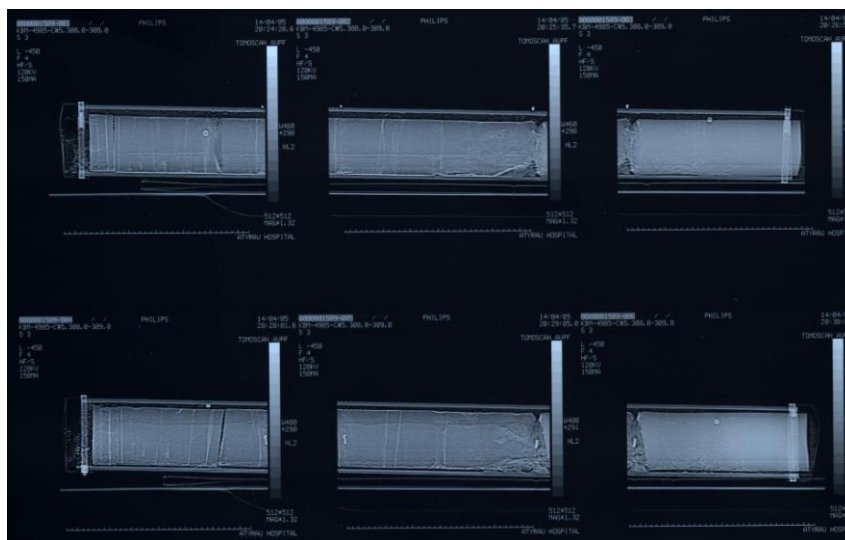


Рис.2. Пример сканирования слабосцементированной породы с помощью компьютерной томографии

Для привязки керна к разрезу скважин выполняют гамма-каротаж керна.

После этого трубы с отобранным керном распиливаются вдоль на треть и две трети. На 1/3 части керна выполняются работы по описанию пород и фотографирование среза керна в белом и ультрафиолетовом свете, помогающее в дальнейшем оценить состояние пород (рис. 3) и детализировать литологическое описание, отобранных на исследование образцов.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

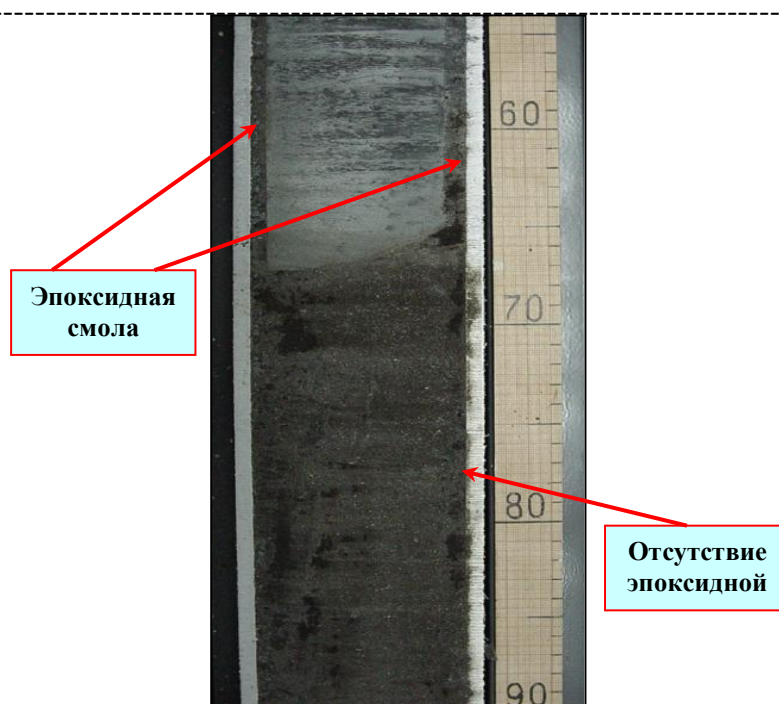


Рис.3. Пример наличия и отсутствия в трубе эпоксидной смолы как показателя изменений породы

Вторая часть распиленного керна немедленно возвращается в морозильную камеру и берется оттуда по мере необходимости для изготовления стандартных образцов.

Места отбора образцов на исследование выбираются на неповрежденных участках, с учетом результатов сканирования керна. В качестве охлаждающего агента, при выбуривании цилиндрических образцов диаметром 2,54 и 3,81 см, используется жидкий азот. Изготовленные образцы сразу помещаются в промаркированную упаковку и морозильную камеру. Затем, все образцы маркируются, и проводится оценка качества изготовленных образцов. Хорошим считается образец высотой около 5 см, правильной цилиндрической формы, без отколов, трещин, без загрязнений эпоксидной смолой. Поверхности торцов должны быть плоскими и перпендикулярными боковой поверхности.

После оценки качества, замороженные образцы помещаются в специальную никелевую или тефлоновую упаковку, а торцы образцов закрываются двойной сеткой, для исключения потерь частиц при работе. Для образцов, помещенных в никелевую упаковку, требуется опрессовка при давлении около 3 МПа, для обеспечения контакта зерен породы с упаковкой. Для образцов, помещенных в тефлоновую упаковку, тот же эффект достигается сжатием упаковки в процессе термической усадки. Тефлоновая упаковка используется для образцов, на которых будут определяться специальные свойства, связанные с определением электрического сопротивления пород. После оценки качества упаковки, образцы готовы к исследованиям и не требуют заморозки.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Экстрагирование образцов слабосцементированных пород должно быть выполнено методами, оказывающими минимальное воздействие на строение пустотного пространства. На рис. 4 представлены фотографии пустотного пространства образцов, один из которых очищен потоком толуола с последующим использованием метанола (динамический метод) и высушенный потоком теплого азота (а), и другой – очищенный методом постоянного погружения (статический метод) в толуол с последующим использованием метанола и высушенный при температуре 50°C (б).

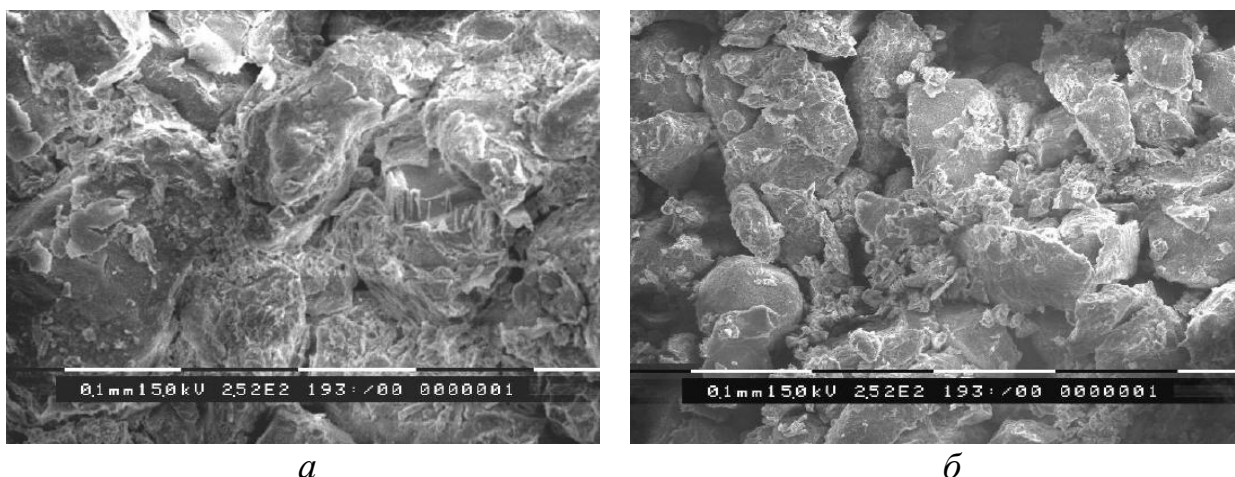


Рис.4. Влияние метода экстрагирования на состояние пустотного пространства: а – динамический метод, б – статический метод экстрагирования и сушки

Рекомендуется применять метод постоянного погружения (статический метод), при котором установлено наименьшее воздействие на образцы, вследствие более низкого уровня рассеивания и перераспределения глинистых частиц.

Определение пористости, проницаемости и специальных свойств рекомендуется выполнять при давлении пласта. Мероприятия по сохранению слабосцементированных пород позволяют охарактеризовать их емкостно-фильтрационные свойства. На рис. 5 представлено соотношение проницаемости и пористости слабосцементированных пород, отобранных с применением технологий по отбору и сохранению пород (красные точки).

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

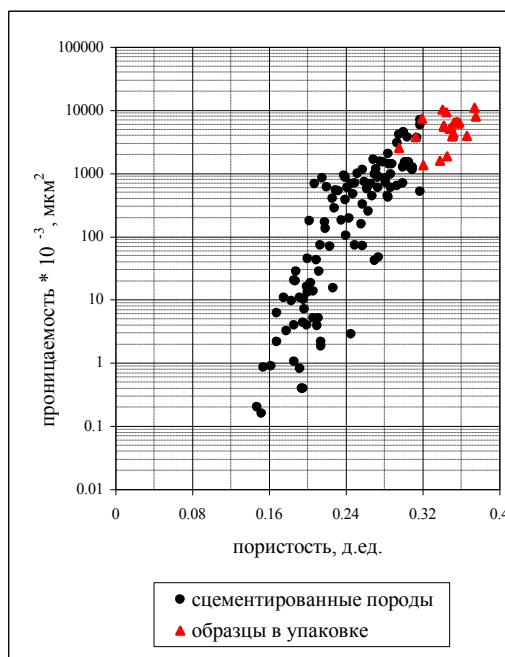


Рис.5. Соотношение проницаемости и пористости слабосцементированных пород, отобранных с применением технологий по отбору и сохранению структуры и текстуры пород (красные точки)

Таким образом, проблемы достоверности определения емкостно-фильтрационных свойств слабосцементированных пород сводятся к оценке последствий, вызванных изменением давления. Особенно это относится к породам насыщенным тяжелой нефтью, для которых, применяя специальные мероприятия, можно уменьшить разуплотнение, но избежать нельзя. Необходимо критически относиться к результатам определения водонасыщенности, пористости и проницаемости, полученным по керну разуплотненных пород. Вместе с тем, расширение не влияет на такие свойства пород, как плотность зерен, минералогический состав обломочной части и цемента.

УДК 622.276.031

*Карабалин У.С., д.т.н., Министр нефти и газа РК
Курбанбаев М.И., д.т.н., Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т., к.т.н.
(АО «КазНИПИмунайгаз»)*

Герштанский О.С., д.т.н., Саенко О.Б. (АО «НИПИнефтегаз»)

Новые способы получения альтернативных рабочих агентов для систем поддержания пластового давления (ППД)

Мировая нефтегазовая промышленность осуществляет разработку нефтегазовых месторождений, как правило, с поддержанием пластового давления (ППД), путем закачки в пласт различного рода рабочих агентов:

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

воды из подземных и наземных источников, углеводородные и инертные газы, их водогазовых смесей и др.

Правительство Республики Казахстан поставило перед нефтегазодобывающей отраслью актуальную задачу - замену углеводородных газов, закачиваемых в продуктивные пласты для ППД, например, при реализации сайклинг-процесса и др., альтернативными рабочими агентами.

Принимая во внимание важность поставленной задачи, нами изучались вопросы получения альтернативных рабочих агентов и велись работы по созданию энергосберегающих технологий их получения, завершившиеся определенными достижениями.

1. Энергосберегающая технология получения, в качестве рабочего агента, воздуха, обогащенного азотом

Различные отрасли промышленности, включая нефтегазодобывающую, нефтегазоперерабатывающую, по производству минеральных удобрений, по хранению продуктов, противопожарные объекты на суше и на море нуждаются в использовании инертных газовых систем, в качестве которых может быть использован азот.

Промышленностью приняты на вооружение следующие методы получения азота: криогенный, мембранный, адсорбционный. Экономическая целесообразность указанных методов представлена на диаграмме рис. 1.



Рис.1. Диаграмма экономической целесообразности азотных установок и станций

Абсорбцией называют процесс поглощения растворимого компонента газовой смеси жидким поглотителем. Выбор типа абсорбента определяется физико-химическими свойствами газа и жидкости. Так, например, для очистки углеводородного газа (метана) от содержания углекислого газа (CO_2) в качестве абсорбента **в промышленных масштабах** применяется вода, так как CO_2 обладает в ней высокой растворимостью (в 28,4 раза больше, чем метан) [1]. Поэтому, для обогащения воздуха азотом, можно использовать воду [2].

Воздух, в основном, состоит из азота и кислорода: $\text{O}_2=20,9476$; $\text{N}_2=78,084$; $\text{Ar}=0,934$. Кислород, примерно, в 2 раза лучше растворяется в воде, чем азот, а содержание его в воздухе, примерно, в 5 раз меньше, чем азота. Однако

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

растворимость в воде кислорода, при прочих равных условиях, в 31,3 раза ниже, чем CO_2 . С увеличением давления и со снижением температуры эффективность получения воздуха, обогащенного азотом, повышается.

В качестве одного из альтернативных рабочих агентов, для замены углеводородных газов, используется азот. Поскольку для использования воздуха, обогащенного азотом, зачастую требуется высокое давление, например, для закачки его в продуктивный пласт в целях ППД, то абсорбционный процесс получения воздуха, обогащенного азотом, в режиме высокого давления, может оказаться достаточно эффективным.

Однако величину давления абсорбционного процесса получения воздуха, обогащенного азотом, следует оптимизировать не только с учетом тех параметров, которые будут необходимы для его эффективного получения и последующего использования (например, для закачки в пласт), но и с учетом прочностной характеристики оборудования, следовательно, и стоимости этого оборудования, т.е. по результатам технико-экономической оценки.

Интерес представляют зависимости растворимости в воде от температуры таких газов, как азот (N_2), сероводород (H_2S), диоксид углерода (CO_2), кислород (O_2). Зависимости растворимостей этих газов в воде (г/кг), при давлении в одну атмосферу (101.325 кПа) и при различных значениях температур, представлены на рис. 2 – 5 [3].

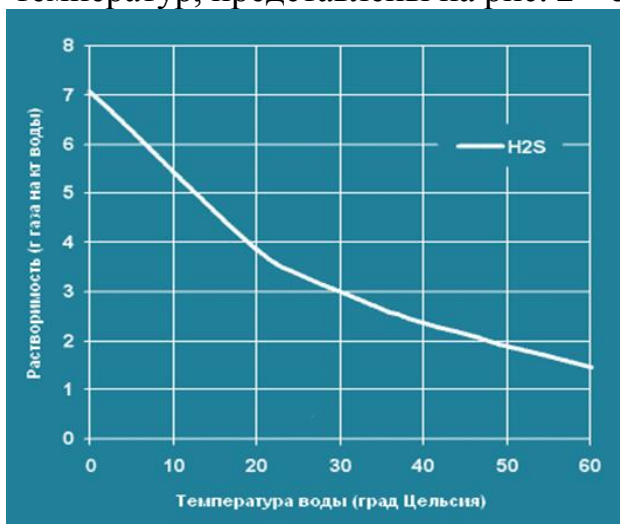


Рис. 2 Растворимость сероводорода (H_2S) в

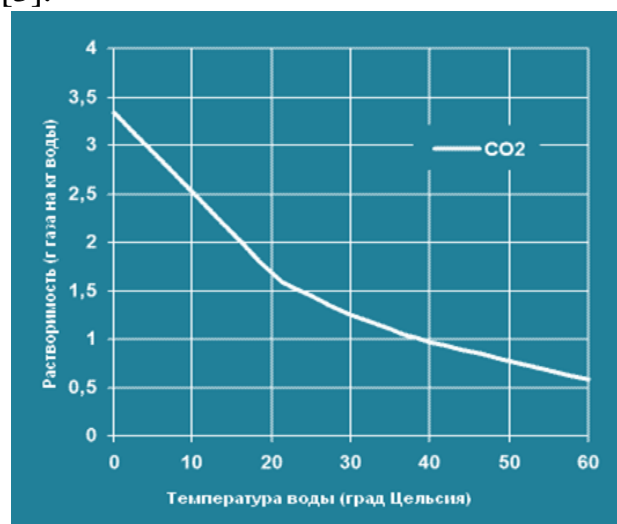


Рис. 3 Растворимость диоксида углерода в

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

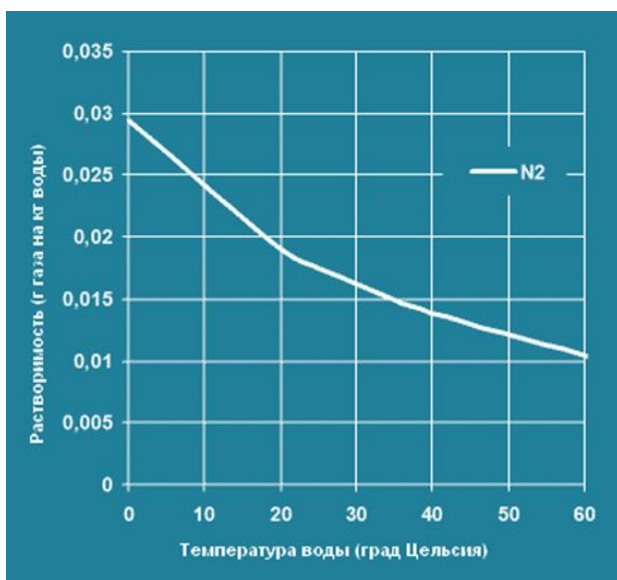


Рис. 4 Растворимость азота (N_2) в воде

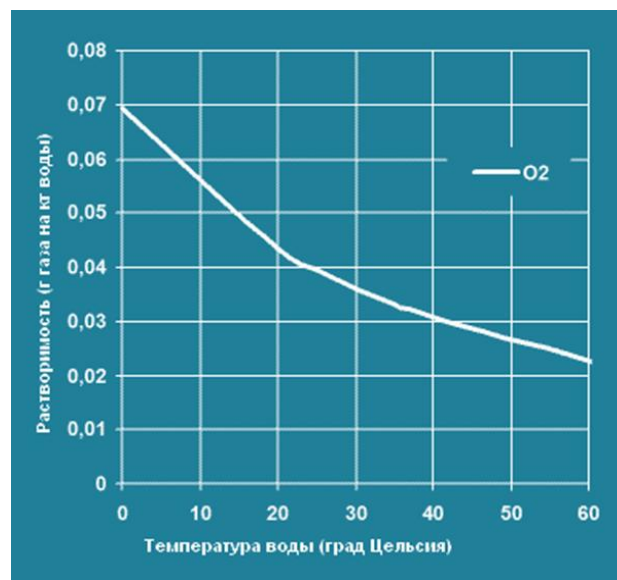


Рис. 5 Растворимость кислорода (O_2) в воде

Как следует из представленных зависимостей, все газы демонстрируют растворимость в воде, но степень их растворимости различна. Наибольшей растворимостью в воде обладает сероводород, наименьшей – кислород (в 100 раз ниже сероводород). Для этих газов, в интервале температур от 0 до, примерно, 22 °С, характерен стабильный темп нарастания растворимости в воде. С дальнейшим повышением температуры темп нарастания растворимости снижается, оставаясь неизменным. При этом в диапазоне температур от 0 до 22°С, растворимость в воде O_2 и H_2S , примерно, в 2,4 и 233,3 раза, соответственно, выше азота.

Таким образом, воду, относительно сероводорода (в меньшей степени кислорода), следует рассматривать как эффективный абсорбент.

С повышением минерализации воды, растворимость газов в ней ухудшается. При постоянной температуре и невысоком давлении, растворимость реальных газов, не вступающих в химическое взаимодействие с растворителем, подчиняется закону Генри – Дальтона: масса газа, растворяющаяся в данном объеме жидкости, пропорциональна давлению, которое газ производит на жидкость; при растворении смеси газов, растворимость каждой составной части пропорциональна своему парциальному давлению.

Эффективное разделение газовых смесей, путём избирательного поглощения их отдельных компонентов жидким абсорбентом, можно достичь, осуществляя этот процесс в противотоке в массообменном аппарате, типа абсорбционная колонна, которая применяется при осушке и очистке природных газов, в производстве серной кислоты, хлора, аммиака и пр.

С учетом выше изложенного, разработан абсорбционный способ получения воздуха, обогащенного азотом, в технологическом процессе которого, в качестве абсорбента, используется как обычная, так и минерализованная вода, а сам процесс осуществляется в абсорбционной колонне в режиме **рециркуляции**.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

На морских стационарных платформах, в целях противопожарной безопасности, возникает потребность в инертном газе, в качестве которого может быть использован воздух, обогащенный азотом. Для его получения можно использовать морскую минерализованную воду. С увеличением минерализации воды и температуры растворимость в ней газов снижается. Степень влияния минерализации воды на растворимость в ней газов, на примере кислорода, в зависимости от температуры показана на рис. 6 [3].

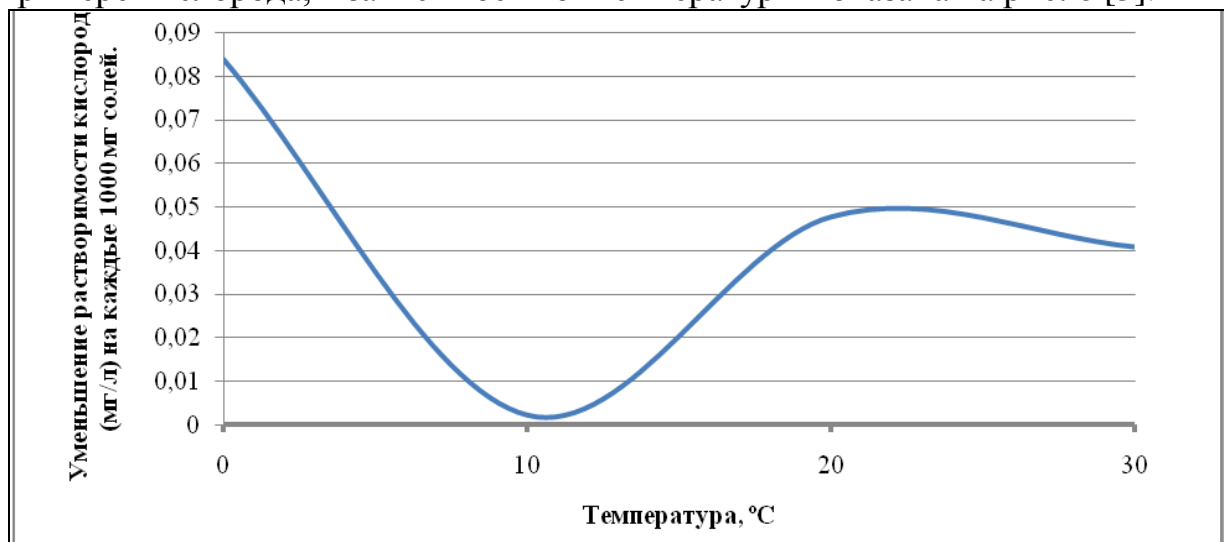


Рис.6. Функциональная зависимость степени влияния минерализации воды на растворимость в ней кислорода в зависимости от температуры

Как следует из функциональной, наименьшая степень влияния минерализации воды, на растворимость в ней кислорода, наблюдается при температуре 10⁰C.

Разработана технология получения воздуха, обогащенного азотом, обоснована температура процесса в пределах 10⁰C, что повышает его эффективность и предотвращает вероятность замерзания рабочего агента в оборудовании и контрольно-измерительных приборах. Технология защищена патентом РК [4].

Технологическая схема, технология и аппаратное оформление элемента установки по получению воздуха, обогащенного азотом, представлена на рис. 7.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

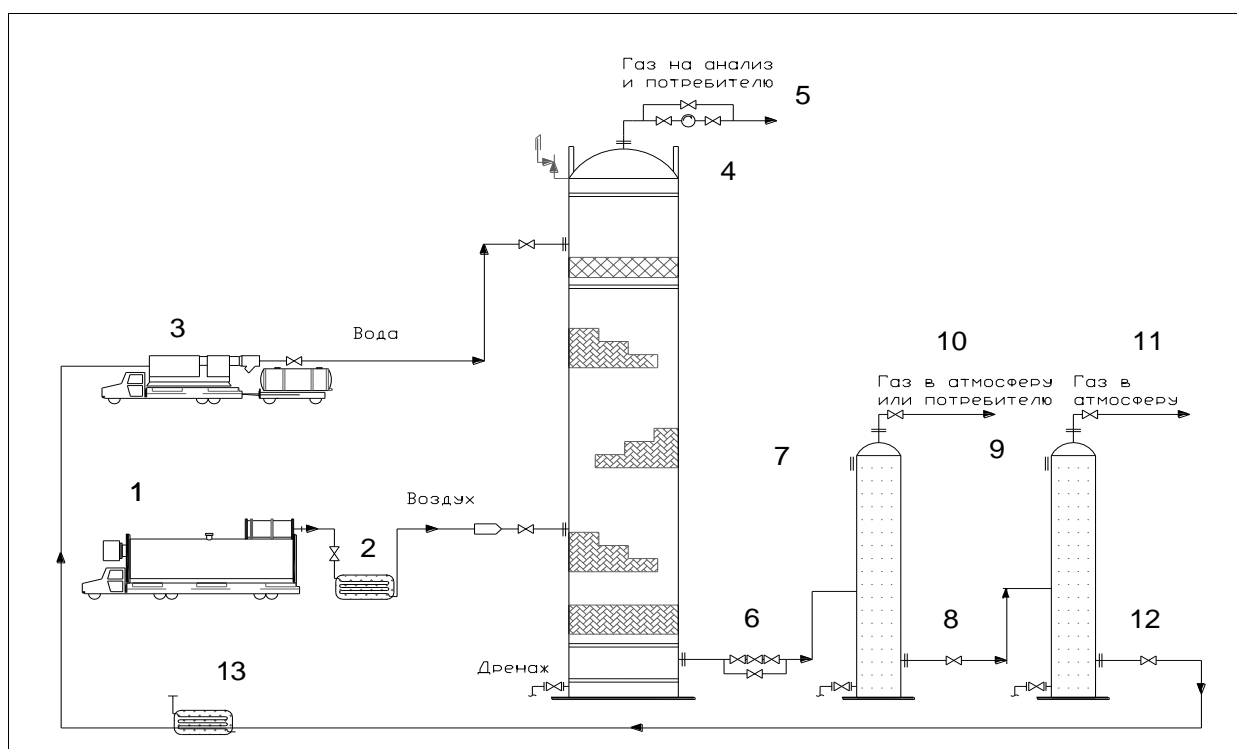


Рис.7. Технологическая схема получения воздуха, обогащенного азотом

1 - воздушный компрессор; 2 - холодильник охлаждения воздуха; 3 - насосный агрегат с емкостью; 4 - абсорбционную колонну, например, барботажную (тарельчатую); 5 - отвод товарного продукта потребителю с регулятором давления; 6 - отвод воды с регулятором давления, обогащенной кислородом, на I-ю ступень сепарации; 7 - сепаратор I-й ступени; 8 - отвод воды, обогащенной кислородом, на II-ю ступень сепарации; 9 - сепаратор II-й ступени; 10 и 11 - отводы из сепараторов воздуха, обогащенного кислородом, в атмосферу (или потребителю); 12 - отвод дегазированной воды из сепаратора II-й ступени на замкнутый процесс, 13 - холодильник охлаждения воды.

Технологический процесс осуществляется в абсорбционной колонне по следующей схеме. Воздух компрессором 1, через холодильник 2, и воду, например минерализованную, насосным агрегатом 3, подают, соответственно, в нижнюю и верхнюю часть абсорбционной колонны 4. В абсорбционной колонне, например тарельчатой, газ поднимается вверх через слой воды на тарелках (через отверстия или особые устройства - клапаны) и из ее верхней части, через регулятор давления 5, выводится, проходит анализ и, в виде товарного продукта (воздуха, обогащенного азотом), сдается потребителю.

Вода, поступающая в верхнюю часть колонны по переливным трубам, перетекает вниз с тарелки на тарелку и отводится из нижней части абсорбционной колонны, через регулятор давления 6, в сепаратор I-й ступени 7, из которого, по отводу 8, подается в сепаратор II-й ступени 9. В процессе сепарации воздух, обогащенный кислородом, из сепараторов, по отводам 10 и 11, отводят потребителю или сбрасывают в атмосферу. Дегазированную воду

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

из сепаратора II-й ступени, по отводу 12, через холодильник 13, возвращают на рециркуляцию.

На месторождениях, на которых для закачки газа в пласт требуется высокое давление, параметры процесса получения воздуха, обогащенного азотом, следует устанавливать с учетом тех параметров, которые необходимы для его последующего использования.

Пример (численный) расчета технологического процесса получения воздуха, обогащенного азотом

Постановка задачи

Расчет абсорбционного процесса получения воздуха, обогащенного азотом, из воздуха (% объем.): $O_2=20,9476$; $N_2=78,084$; $Ar=0,934$. В качестве абсорбента - вода.

Исходные данные

Расход воздуха (на входе) $G_{1в}=905$ кмоль/ч или $486745,2$ м³/сут (при 10⁰С и 1 бар).

На орошение подается вода (допускаем, что содержание в ней кислорода $x_{2O_2}=0$). Требуемая степень извлечения $O_2=95$ %. Расчет процесса получения воздуха, обогащенного азотом, приводится при оптимальной температуре $T_{раб}=10^0$ С и различных давлениях.

Решение

1. Составление материального баланса

Мольная доля O_2 в поступающем воздухе $y_{1O_2}=0,209476$, количество содержащегося O_2 :

$$G_{O_2} = G_{1в} y_{1O_2}, \frac{\text{кмоль}}{\text{ч}}; \quad (1.1)$$

$$G_{O_2} = 905 \times 0,209476 = 189,575 \frac{\text{кмоль}}{\text{ч}} (101961,44 \text{ м}^3/\text{сут})$$

Количество поглощенного O_2 составит, по условию исходных данных:

$$W_{A O_2} = G_{O_2} \eta_{O_2}, \text{кмоль/ч}; \quad (1.2)$$

$$W_{A O_2} = 189,57578 \times 0,95 \approx 180,1 \text{ кмоль/ч.}$$

Мольная доля N_2 в поступающем воздухе $y_1=0,78084$, а количество содержащегося N_2 :

$$G_{N_2} = G_{1в} y_{1N_2}, \frac{\text{кмоль}}{\text{ч}}; \quad (1.3)$$

$$G_{N_2} = 905 \times 0,78084 = 706,66 \frac{\text{кмоль}}{\text{ч}} (379900 \text{ м}^3/\text{сут}).$$

Количество поглощенного N_2 составит:

$$W_{A N_2} = W_{A O_2} \left(\frac{y_{1N_2}}{y_{1O_2}} \right) / \frac{m_{рхN_2}}{m_{рхO_2}}, \quad \text{кмоль/ч}; \quad (1.4)$$

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

$$W_{AN_2} = 180,1 \times 0,78084 / 0,209476 / (67200 / 33200) \approx 331,67 \text{ кмоль/ч.}$$

Где, $m_{px O_2}$ и $m_{px N_2}$ - коэффициенты фазового равновесия для водного раствора O_2 и N_2 , по справочным данным, соответственно, $m_{px O_2} = 33200$ бар и $m_{px N_2} = 67200$ бар;

$y_{1 O_2}$ и $y_{1 N_2}$ - мольные доли O_2 и N_2 в поступающем воздухе, по исходным данным $y_{1 O_2} = 0,209476$ и $y_{1 N_2} = 0,78084$.

Количество уходящего воздуха, обогащенного азотом, составит:

$$G_{2N_2} = G_{1B} - (W_{AO_2} + W_{AN_2}), \text{ кмоль/ч;} \quad (1.5)$$

$$G_{2N_2} = 905 - (180,1 + 331,67) = 393,23 \text{ кмоль/ч;}$$

в m^3 /сут

$$Q_{2N_2} = G_{2N_2} \times 22,41 \times 24, m^3/\text{сут;} \quad (1.6)$$

$$Q_{2N_2} = 393,23 \times 22,41 \times 24 = 211494,232 m^3/\text{сут} \text{ (211,5 тыс. } m^3/\text{сут).}$$

Содержание, в уходящем воздухе, обогащенного азотом, кислорода O_2 :

$$g_{O_2} = G_{O_2} - W_{AO_2}, \text{ кмоль/ч;} \quad (1.7)$$

$$g_{O_2} = 189,57578 - 180,1 \approx 9,5 \text{ кмоль/ч;}$$

в долях единиц (%):

$$y_{2O_2} = g_{O_2} / G_{2N_2}; \quad (1.8)$$

$$y_{2O_2} = 9,5 / 393,23 = 0,024 \text{ (2,4\%).}$$

1.1. Определение расхода воды на выработку воздуха, обогащенного азотом

Ставится задача получения сравнительных данных по удельному расходу воды на выработку воздуха, обогащенного азотом, в режиме **рециркуляции**. Поэтому объем вырабатываемого воздуха, обогащенного азотом, принимается неизменным 393,23 кмоль/ч или 211,5 тыс. m^3 /сут. Выполнены расчеты процесса при различных **вариантах** рабочего давления:

1- $P_{\text{раб}} = 100$ бар (10 МПа); **2**-160 бар (16 МПа); **3**-200 бар (20 МПа); **4**-500 бар (50 МПа).

Вариант 1. $P_{\text{раб}} = 100$ бар (10 МПа)

При парциальном давлении O_2 в поступающем воздухе

$$p_{1O_2} = P_{\text{раб}} y_{1O_2}, \text{ бар;} \quad (1.9)$$

$$p_{1O_2} = 100 \times 0,209476 = 20,9476 \text{ бар,}$$

равновесная концентрация O_2 в воде составит

$$x_{1O_2}^* = p_{1O_2} / m_{\text{px}O_2}; \quad (1.10)$$

$$x_{1O_2}^* = 20,9476 / 33200 = 0,00063,$$

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

где $m_{рх O_2}$ - коэффициент фазового равновесия для водного раствора O_2 , по справочным данным принят $m_{рх O_2}=33200$ бар.

Минимальный расход воды в противотоке, предполагая, что равновесная концентрация O_2 в воде на выходе из аппарата достигает значения $x_{1 O_2}^*=0,00063$, находим

$$G_{1B \min} = W_{AO_2}/x_{1O_2}^*, \text{ кмоль/ч}; \quad (1.11)$$

$$G_{1B \min} = 180,1/0,00063 = 285283,278 \text{ кмоль/ч.}$$

Принимая для надежности к.п.д.=0,3, получим расход воды

$$G_{2B} = 1,3G_{1B \min}, \text{ кмоль/ч}; \quad (1.12)$$

$$G_{2B} = 1,3 \times 285283,278 = 370868,26 \text{ кмоль/ч};$$

или в $m^3/\text{сут}$

$$Q_{2B} = G_{2B} \cdot M_{H_2O}/(1000 \times 24), m^3/\text{сут}; \quad (1.13)$$

$$Q_{2B} = 370868,26 \times 18/1000 \times 24 = 160215 m^3/\text{сут.}$$

Таким образом, закачка воздуха, по принятому объему 486,7452 тыс. $m^3/\text{сут}$, и воды, согласно формулы (1.3), в объеме $Q_{2B}=160,2$ тыс. $m^3/\text{сут}$, в противотоке в замкнутом режиме обеспечат получение воздуха, обогащенного азотом, согласно (1.5) в объеме:

$$G_{2N_2}=393,23 \text{ кмоль/ч } (Q_{2N_2}\approx 211,5 \text{ тыс. } m^3/\text{сут}).$$

По **варианту 1** (давление 10 МПа, температура 10^0C) удельный объем выработки воздуха, обогащенного азотом, на $1 m^3$ расхода орошаемой воды составит:

$$R_{1N_2} = Q_{2N_2}/Q_{2B}, m^3/m^3; \quad (1.14)$$

$$R_{1N_2} = 211,5/160,215 \approx 1,3 m^3/m^3.$$

Аналогично, рассчитаны **варианты** с различными рабочими давлениями процесса. Из расчетов следует, что с увеличением давления производительность процесса возрастает:

- при рабочем давлении 10 МПа на выработку, примерно 211,5 тыс. $m^3/\text{сут}$ воздуха, обогащенного азотом, потребность в воде составит ~ 160 тыс. $m^3/\text{сут}$, удельный объем выработки воздуха, обогащенного азотом, на $1 m^3$ орошаемой воды - **1,32** m^3/m^3 ;

- при рабочем давлении 50 Мпа, на выработку того же объема воздуха, обогащенного азотом, потребность в воде сократится в 5 раз и составит ~ 32 тыс. $m^3/\text{сут}$, соответственно возрастет удельный объем выработки воздуха, обогащенного азотом, на $1 m^3$ орошаемой воды - **6,5** m^3/m^3 .

Габариты абсорбционной колонны

В соответствии с результатами расчета процесса, по тому или иному принятому варианту, разрабатывается аппаратное оформление технологии.

Для рабочего процесса по **варианту 1** (давление 10 МПа, температура 10^0C) скорость газа, близкую к условиям захлебывания, определяем по формуле:

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

$$y + 0,1922x^2 + 0,2041x + 0,5584 = 0, \quad (1.15)$$

$$y = -0,1922 \times 4,1^2 - 0,2041 \times 4,1 - 0,5584 = -1,835672;$$

где y и x - определяются по формулам соответственно:

$$y = \lg \left(\frac{w_0^2 a \rho_r}{g \varepsilon^3 \rho_{ж}} \mu_{ж}^{0,2} \right); \quad (1.16)$$

$$y = \lg (w_0^2 \times 90 \times 126,8 \times 1,0^{0,2} / 1000 \times 9,81 \times 0,785^3) = \lg 2,4w_0^2;$$

$$x = 2 + \lg \left(\frac{\bar{L}}{\bar{G}} \sqrt{\rho_r / \rho_{ж}} \right); \quad (1.17)$$

$$x = 2 + \lg [(6675628,68 / 18500) \sqrt{126,8 / 1000}] = 4,1,$$

где \bar{G} - массовый расход газа в жидкости, кг/ч, определяется по формуле:

$$\bar{G} = G_{\varepsilon 1} M_{ср}; \quad (1.18)$$

$$\bar{G} = 905 \times 20,5 = 18500 \text{ кг/ч};$$

\bar{L} - массовый расход жидкости, кг/ч, определяется по формуле:

$$\bar{L} = 370868,26 \times 18 = 6675628,68 \text{ кг/ч}.$$

$\rho_{ж}$ и ρ_r - плотность воды и воздуха, кг/м³, в расчетных условиях при $P=10$ МПа и $T=10^0\text{C}$, плотность воды $\rho_{ж}=1000$ кг/м³; плотность воздуха:

$$\rho_r = \rho_{r \text{ ст}} P T_{\text{ст}} / 0,1 T Z, \quad \text{кг/м}^3; \quad (1.19)$$

$$\rho_r = 1,225 \times 10 \times 293 / 0,1 \times 283 \times 1 = 126,8 \text{ кг/м}^3;$$

Принимаем: $a=90$ м³/м³; $\varepsilon=0,785$; $\mu_{ж}=1,0$.

Из совместного решения (15) и (16) находим

$$y = \lg (2,4w_0^2) = -1,835672.$$

Следовательно,

$$w_0 = \sqrt{(10^{-1,835672} / 2,4)} = 0,078 \text{ м/с}.$$

Принимая, для надежности, рабочую скорость газа в абсорбере:

$$w_{\text{раб}}=0,7w_0=0,7 \times 0,078=0,0546 \text{ м/с},$$

определим диаметр абсорбционной колонны:

$$D_{\text{абс.кол.}} = \sqrt{\frac{4 G}{3600 \pi w_{\text{раб}} \rho_{ж}}}, \text{ м}; \quad (1.20)$$

$$D_{\text{абс.кол.}} = \sqrt{\frac{4 \times 18500}{3600 \times 3,14 \times 0,0546 \times 126,8}} = 0,97 \text{ м}$$

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Принимаем, для надежности, диаметр абсорбционной колонны $D_{\text{абс. кол.}} = 1,0$ м.

Производительность элемента установки

Производительность элемента установки, т.е. установки с одной абсорбционной колонной, исходя из того, что скорость воздушного потока в колонне при захлебывании не должна превышать 4,0 м/с, определим по формуле:

$$Q_{\text{г}} = 0,25 \times 86400 \pi D_{\text{вн}}^2 w_{\text{раб}}, \quad \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}; \quad (1.21)$$

$$Q_{\text{г}} = 0,25 \times 86400 \times 3,14 \times 1,0 \times 4,0 \approx 271300 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Приведем расход воздуха к стандартным условиям, допустив $z=1,0$, по формуле:

$$Q_{\text{г ст. усл.}} = \frac{Q_{\text{г}} P T_{\text{ст. усл.}}}{P_{\text{ст. усл.}} T Z}, \quad \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}; \quad (1.22)$$

$$Q_{\text{г ст. усл.}} = 271300 \times 10 \times 293 / 0,1 \times 283 \times 1,0 = 28088657,24 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Исходя из выше проведенного расчета по **варианту 1**, одна абсорбционная колонна, с расходом воздуха в объеме $Q_{\text{лв}}=28$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$, обеспечит выработку воздуха, обогащенного азотом, в объеме $Q_{2\text{N}_2-1}=12,16$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$. При этом потребуется расход воды

$$Q_{\text{H}_2\text{O}} = Q_{\text{г1N}_2}, \text{ млн. м}^3/\text{сут}; \quad (1.23)$$

$$Q_{\text{H}_2\text{O}} = 12,16 / 1,3 \approx 9,35 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

Расчет произведен для абсорбционного процесса с рабочим давлением 10 МПа. С увеличением рабочего давления, что целесообразно, например, при закачке азота в продуктивный пласт, производительность абсорбционного процесса прямо пропорционально возрастет.

Предложенная экологически чистая технология получения воздуха, обогащенного азотом, предусматривает возможность его использования в качестве альтернативы закачке в пласты углеводородных газов, позволяя сохранить ценное углеводородное сырье и сократить выбросы азота в атмосферу, что, как известно, сопровождается негативными последствиями, вплоть до содействия глобальному потеплению.

Для увеличения эффективности кислотных обработок (СКО) в нефтяной промышленности в последние годы успешно применяется азот.

Преимущества азотной технологии освоения скважин:

- освоение скважин с большим отбором скважинной жидкости за короткий срок;
- быстрое выполнение задачи по снижению уровня в скважине;
- снижение уровня скважинной жидкости от 0 до 3500 м.

Преимущества СКО в смеси с газообразным азотом обеспечивает:

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

- быстрое и более полное извлечение, из обработанной части пласта, отработанного кислотного раствора;
- эффективное удаление, из обработанной части пласта, продуктов реакции и продавочных жидкостей;
- рациональное использование химической активности кислотного раствора в поровом пространстве.

2. Энергосберегающая технология очистки углеводородного газа от сероводорода с последующей закачкой абсорбента в пласт

В настоящее время, добыча углеводородных газов, содержащих сероводород, составляет значительную часть общего объёма добываемого газа. Однако, в связи с ядовитостью сероводорода, ограничивается его допустимое содержание в газе, подаваемом потребителю, а также устанавливаются нормативы на его содержание в воздухе населённых мест и рабочих зон. Содержание сероводорода в очищенном газе нормируется.

Поэтому при освоении и эксплуатации нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождений, решение вопросов утилизации углеводородных газов, содержащих сероводород, связано с затратными мероприятиями по организации их очистки. Способы очистки углеводородных газов, содержащих сероводород, заключаются в применении процесса физической абсорбции, осуществляемой в абсорбционной колонне с использованием в качестве абсорбента (поглощающей жидкости) органических растворителей: метанол («Ректизол» - процесс), пропиленкарбонат («Флюор» - процесс), N- метилпирролидон («Пуризол» - процесс), сульфолан и др. Это связано со значительными капитальными дополнительными затратами на строительство сложных и металлоёмких сооружений. Сложность решения этой проблемы на морских стационарных платформах многократно возрастает. Высокая стоимость 1 м² площади платформы требует сокращение использования на ней крупногабаритного оборудования.

Немаловажным недостатком известных способов физической абсорбции является и то, что они позволяют только повышать концентрацию сероводорода, извлекаемого из очищаемого газа. Для получения же товарного продукта, содержащего серу, требуется установка переработки сконцентрированного сероводорода. При этом образуется поток остаточных «хвостовых» газов, в которых содержание вредных компонентов всегда превышает допустимые нормы. В целях охраны окружающей среды, необходимо выполнение требований в проведении очистки остаточных «хвостовых» газов, что связано со строительством дополнительной установки и, следовательно, с дополнительными затратами.

В связи с изложенным, для очистки углеводородных газов от сероводорода применение известных способов физической абсорбции, с использованием в качестве абсорбента (поглощающей жидкости) органических растворителей, в определённых условиях оказывается

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

нерентабельным (в случае небольших объёмов добываемого на месторождении углеводородного сырья, удалённости промысловых объектов от мощностей по газоочистке и газопереработке, на морских стационарных платформах и др.).

Известно, что растворимость в воде сероводорода, углекислого газа и углеводородного газа (по пропану C_3H_8) в одинаковых условиях, например, при парциальном давлении компонентов 0,1 МПа и температуре контакта $27^\circ C$, составляет 2,5; 0,8 и 0,05 m^3/m^3 , соответственно, т.е. в воде растворимость H_2S в 3 раза выше, чем CO_2 , и в 50 раз выше, чем пропана.

2.1. Технологический процесс очистки углеводородного газа от сероводорода

Реализовать абсорбционный процесс очистки углеводородного газа от сероводорода (H_2S), с использованием в качестве абсорбента воды, со сбросом продуктов регенерации воды в атмосферу, невозможно, так как сероводород является отравляющим веществом и сброс его в атмосферу категорически запрещён. Очистка продуктов регенерации известными методами осложнит технологический процесс и сделает его нерентабельным.

Задача решается тем, что абсорбционный процесс очистки углеводородного газа от H_2S водой, совмещается с подачей этой воды, обогащенной сероводородом, после добавления в нее бактерицидов, подавляющих жизнедеятельность сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), в систему ППД на приём высоконапорных насосов, и, через нагнетательные скважины, закачивается в пласт [5].

Предложенный способ очистки углеводородных газов от сероводорода реализуется по технологической схеме, представленной на рис. 8.

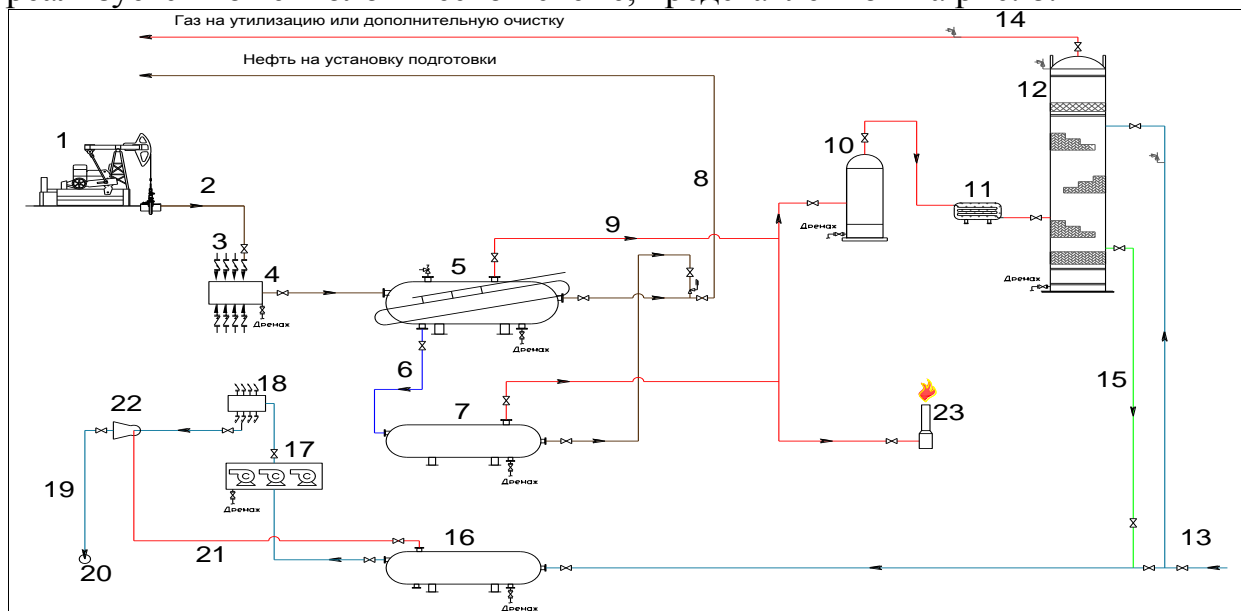


Рис.8. Технологическая схема очистки углеводородных газов от сероводорода

В технологическую схему входят: скважины 1, выкидные трубопроводы 2, блок-гребёнка (БГ) 3, замерная установка (ЗУ) 4, горизонтальный 3-фазный сепаратор первой ступени сепарации 5, водопровод пластовой воды 6, ёмкость

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

дополнительного отстоя пластовой воды 7, нефтепровод сырой нефти 8, газопровод неочищенного газа 9, вертикальный газовый сепаратор предварительной подготовки газа 10, газопровод с холодильником охлаждения газа 11, абсорбционная колонна 12, водопровод технической воды 13, газопровод очищенного (частично очищенного) газа 14, трубопровод отвода воды с кислыми компонентами 15, водяная ёмкость 16, насосная закачки воды в пласт 17, водораспределительная батарея 18, нагнетательные водоводы 19, нагнетательные (поглощающие) скважины 20, газопровод «хвостовых» газов 21, эжектор 22, факельная установка 23.

Технология очистки газа от кислых газов осуществляется следующим образом. Продукция нефтегазового месторождения от скважин 1 по выкидным трубопроводам 2 поступает на блок-гребёнку (БГ) 3, а затем, через замерную установку (ЗУ) 4, на горизонтальный 3-фазный сепаратор первой ступени сепарации 5, из которого пластовая вода по водопроводу 6 отводится в ёмкость её дополнительного отстоя 7, нефть по нефтепроводу 8 отводится на установку её товарной подготовки, а отсепарированный неочищенный газ с кислыми компонентами (H_2S , CO_2 , O_2 и др.) по газопроводу 9 отводится в вертикальный газовый сепаратор 10 предварительной подготовки газа, в котором из него улавливается капельная жидкость, после чего он по газопроводу, через холодильник 11, подводится к нижней части абсорбционной колонны 12, в которую по водопроводу 13 поступает техническая вода.

В абсорбционной колонне, в режиме противотока, за счёт массообменных процессов, сероводород и кислые компоненты (CO_2 , O_2 и др.), содержащиеся в газе, растворяются в воде.

Из верхней части абсорбционной колонны газ, очищенный (или частично очищенный) от кислых компонентов, по газопроводу 14 отводится напрямую (или через известную дополнительную установку очистки) на собственные нужды и потребителю, а из нижней части абсорбционной колонны вода, обогащенная сероводородом и другими кислыми компонентами, по водопроводу 15 отводится в водяную емкость 16, из которой, после добавления бактерицидов, насосами 17 через водораспределительную батарею 18 по нагнетательному водоводу 19 закачивается в нагнетательную (поглощающую) скважину 20. «Хвостовые» газы, образующиеся на низкой ступени сепарации установки подготовки нефти, при регенерации воды или органических растворителей, по газопроводу 21 подаются на компрессор или эжектор 22, установленный на нагнетательном водоводе 19, и вместе с водой, обогащенной кислыми компонентами, через нагнетательную (поглощающую) скважину 20, закачиваются в пласт.

В аварийных ситуациях газ сбрасывают на факел 23, работающий в дежурном режиме.

Вода, отработанная в абсорбционном процессе, по своей насыщенности сероводородом и другими кислыми компонентами, близка к пластовой воде. Закачка ее в подстилающие воды продуктивных пластов, при их наличии,

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

предотвратит выделение из закачиваемой воды кислых газов и обогащение ими нефти. Применение ингибиторов, пластиковых труб обеспечит защиту оборудования от коррозии, повысит надёжность технологического процесса.

В случае отсутствия системы ППД, возможен сброс воды в водонасыщенные пласты поглощающих скважин. В этом случае выполняются требования контролирующих органов экологии, так как суть технологии заключается в возврате извлеченного из пласта сероводорода, нейтрализованного реагентами, обратно в водоносный пласт. Повышенная способность H_2S растворяться в воде исключит его выделение и перемещение в выше лежащие пласты.

Предлагаемая технология очистки углеводородного газа от сероводорода экологически безопасна, обеспечивает высокую защиту окружающей среды и не требует утилизации отработанных химических реагентов и «хвостовых» газов.

Пример (численный) расчёта параметров процесса

Расчет технологического процесса очистки углеводородного газа от сероводорода предлагаемым способом физической абсорбции, где в качестве абсорбционной (поглощающей) жидкости используется вода, производится на примере гипотетического месторождения при различных температурах по известной методике [1].

Исходные данные:

Параметры процесса 1-ой степени сепарации:

Исходный продукт - углеводородный газ 1-ой степени сепарации, давление $P_{сеп}=0,6$ МПа; температура $T_{сеп}=293$ К (20°C).

Состав углеводородного газа 1-ой степени сепарации, % объем.: метан и др. углеводороды (С) - 97,0%; сероводород (H_2S) - 3,0%; другими компонентами пренебрегаем.

Параметры абсорбционного процесса:

Давление $P_{абс}=0,6$ МПа; температура $T_{абс}=283$ К (10°C).

Расход неочищенного углеводородного газа на входе в абсорбер: в ед. объёма (ст. условия) - 4566,2 $\text{нм}^3/\text{ч}$ (40 млн. $\text{нм}^3/\text{год}$); в молях - 228,3 $\text{кмоль}/\text{ч}$.

Требуемая степень извлечения H_2S - 98%.

На орошение подаётся вода, которая, после отработки в абсорбционном процессе, закачивается в пласт.

Расчёт абсорбционного процесса:

Концентрация сероводорода в поступающем газе:

молярная доля H_2S $y_{1(H_2S)}=0,03$;

количество сероводорода в поступающем газе:

$$W_{H_2S} = G_{1(C)} y_{1(H_2S)} \cdot \frac{\text{кмоль}}{\text{ч}}; \quad (2.1)$$

$$W_{H_2S} = 228,3 \times 0,03 = 6,85 \frac{\text{кмоль}}{\text{ч}}$$

Количество поглощённого из газа сероводорода:

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

$$W_{A(H_2S)} = W_{(H_2S)} \times 0,98, \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}; \quad (2.2)$$
$$W_{A(H_2S)} = 6,85 \times 0,98 = 6,7 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}$$

Количество уходящего очищенного углеводородного газа:

$$G_{2(C)} = G_{1(C)} - W_{A(H_2S)}, \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}; \quad (2.3)$$
$$G_{2(C)} = 228,3 - 6,7 = 221,6 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}.$$

Содержание, в уходящем углеводородном газе, сероводорода:

$$G_{2(H_2S)} = W_{(H_2S)} - W_{A(H_2S)}, \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}; \quad (2.4)$$

$$G_{2(H_2S)} = 6,85 - 6,7 = 0,15$$

Концентрация сероводорода в уходящем углеводородном газе:

$$y_{1(H_2S)} = \frac{G_{2(H_2S)}}{G_{2C}}, \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}; \quad (2.5)$$

$$y_{1(H_2S)} = \frac{0,15}{221,6} = 0,000677 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}.$$

Парциальное давление сероводорода (H_2S) в поступающем газе:

$$p_{iH_2S} = P_i y_{1(H_2S)}, \text{ бар}; \quad (2.6)$$

$$p_{iH_2S} = 6,1 \times 0,03 = 0,18 \text{ бар},$$

где P_i - давление 1-ой ступени сепарации (абс.), бар, по исходным данным $P_i = 6,1$ бар.

Равновесная концентрация H_2S в уходящей воде:

$$x_{1(H_2S)}^* = \frac{P_i}{m_{px(H_2S)}}; \quad (2.7)$$

$$x_{1(H_2S)}^* = \frac{0,18}{370} = 0,000486,$$

где $m_{px(H_2S)}$ - коэффициент фазового равновесия для водных растворов сероводорода (H_2S), бар, по справочным данным, для условий ($+10^\circ\text{C}$) $m_{px(H_2S)}=370$ бар (для двуокиси углерода и хлора, очистку от которых

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

производят также с использованием воды, $m_{\text{рх}}$, соответственно, 1060 и 396 бар, что соизмеримо со значением величины $m_{\text{рх}(\text{H}_2\text{S})}$.

Расход воды в абсорбционной колонне для очистки от сероводорода в противотоке

-минимальный

$$L_{\min(\text{H}_2\text{O})} = \frac{W_{\text{A}(\text{H}_2\text{S})}}{X_{1(\text{H}_2\text{S})}^*}, \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}; \quad (2.8)$$

$$L_{\min(\text{H}_2\text{O})} = \frac{6,7}{0,000486} = 13772 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}};$$

-с учетом технологического резерва 20%

$$L_{2(\text{H}_2\text{O})} = 1,2L_{\min(\text{H}_2\text{O})}, \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}; \quad (2.9)$$

$$L_{2(\text{H}_2\text{O})} = 1,2 \times 13772 = 16527 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}};$$

-в размерности м^3

$$Y_{2(\text{H}_2\text{O})} = \frac{L_{2(\text{H}_2\text{O})}M_{(\text{H}_2\text{O})}}{\rho_{(\text{H}_2\text{O})}}, \frac{\text{М}^3}{\text{Ч}}; \quad (2.10)$$

$$Y_{2(\text{H}_2\text{O})} = 16527 \times \frac{18}{1000} = 297,5 \frac{\text{М}^3}{\text{Ч}} \left(7140 \frac{\text{М}^3}{\text{СУТ}} \right);$$

-общий расход жидкости (включая H_2S)

$$L_{1(\text{H}_2\text{O}+\text{H}_2\text{S})} = L_{2(\text{H}_2\text{O})} + W_{\text{A}(\text{H}_2\text{S})}, \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}}; \quad (2.11)$$

$$L_{1(\text{H}_2\text{O}+\text{H}_2\text{S})} = 16527 + 6,7 = 16533,7 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{Ч}};$$

-в размерности м^3 по (2.10)

$$Y_{2(\text{H}_2\text{O})} = \frac{L_{2(\text{H}_2\text{O})}M_{(\text{H}_2\text{O})}}{\rho_{(\text{H}_2\text{O})}}, \frac{\text{М}^3}{\text{Ч}};$$

$$Y_{2(\text{H}_2\text{O})} = 16533,7 \times 18/1000 = 297,5 \text{ м}^3/\text{ч} (7140 \text{ м}^3/\text{сут}).$$

Концентрация сероводорода (H_2S) в уходящей воде

$$X_{1(\text{H}_2\text{S})} = \frac{W_{\text{A}(\text{H}_2\text{S})}}{L_{1(\text{H}_2\text{O}+\text{H}_2\text{S})}}, \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{КМОЛЬ}}; \quad (2.12)$$

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

$$x_{1(\text{H}_2\text{S})} = \frac{6,7}{16533,7} = 0,0004 \frac{\text{кмоль}}{\text{кмоль}}$$

Расчет абсорбционной колонны

Давление и температура абсорбционного процесса, соответственно, 0,6 МПа и 10°C.

Объем очищенного газа в ст. условиях - 110 тыс. м³/сут.

Расход воды на реализацию процесса очистки газа 7140 м³/сут.

Удельный расход воды на реализацию процесса

$$R_{(\text{H}_2\text{O})} = \frac{V_{2(\text{H}_2\text{O})}}{V_{2\text{C}}}, \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}; \quad (2.13)$$

$$R_{(\text{H}_2\text{O})} = \frac{7140}{110000} = 0,065 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Концентрация сероводорода в уходящем газе - 0,000677 кмоль/кмоль.

Концентрация сероводорода в уходящей воде - 0,0004 кмоль/кмоль.

Диаметр, высота и число тарелок в абсорбционной колонне составят, соответственно, 0,3; 15 и 33 м (из-за громоздкости расчёты не приводятся).

Таким образом, технология позволяет при подаче в абсорбер углеводородного газа и воды в противотоке, в объёмах (в ст. условиях), соответственно, 110 и 3654,8 м³/сут, при давлении 0,6 МПа и температуре 10°C, получить углеводородный газ, очищенный от содержания сероводорода на 98%, т. е. с 3,0 до 0,0677%.

Для более глубокой очистки углеводородного газа от сероводорода, или для сокращения расхода воды в абсорбционном процессе, его осуществляют при более высоком давлении, определяемом на основании технико-экономических расчётов.

Представленная методика позволяет произвести расчет процесса очистки углеводородного газа от содержащегося в нем сероводорода (H₂S) при его содержании и при условиях реализации по давлению и температуре в широких пределах.

2.2. Энергосберегающая технология утилизации воды, обогащенной сероводородом, в процессе очистки углеводородного газа от сероводорода

В предыдущем разделе была рассмотрена технология абсорбционного способа очистки углеводородного газа от H₂S водой, совмещенная с подачей этой воды, обогащенной сероводородом (вместе с «хвостовыми» газами), после добавления в нее бактерицидов, подавляющих жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий, в систему поддержания пластового давления на приём высоконапорных насосов, и, через нагнетательные скважины, закачку в пласт [5].

С повышением температуры, растворимость сероводорода и углекислого газа в воде снижается, однако темп этого снижения, с температуры выше 20°C, уменьшается (рис. 2). При высоких давлениях

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

растворимость сероводорода резко возрастает. Растворимость сероводорода в углеводородной фазе выше, чем в водной, и коэффициент распределения H_2S между фазами зависит, в первую очередь, от состава углеводородной фазы: в бензоле он составляет 5,9 - 6,0; в керосине - 2,4—2,5; в легкой нефти - 1,50 - 1,75.

Польские ученые предложили сероводород закачивать в ниже лежащие водонасыщенные интервалы продуктивного пласта. Такое предложение, с учетом допустимого изменения пластовой температуры, обеспечивает гарантию того, что поступивший в подстилающие воды сероводород, находясь под большим давлением, чем выше лежащие нефте- или газонасыщенные пласты, не будет выделяться из воды и поступать в продуктивные пласты, насыщенные углеводородами.

Предложение Польских ученых расширяет возможности предложенного абсорбционного способа очистки углеводородных газов от H_2S , когда в качестве абсорбента используется вода, которую затем, со значительным содержанием в ней H_2S , можно будет закачивать в подстилающие водонасыщенные интервалы продуктивного пласта, не опасаясь выделения из этой воды H_2S и поступления его в пласты, содержащие углеводороды.

Предложенная технология, абсорбционного способа очистки углеводородных газов от H_2S , позволяет производить этот процесс при высоком содержании H_2S .

Выводы

Разработанные технологии получения воздуха, обогащенного азотом, и очистка углеводородного газа от содержащегося в нем сероводорода, с использованием в качестве абсорбента воды, в том числе морской, могут найти широкое применение на разрабатываемых нефтегазовых месторождения суши и морского шельфа, в целях выработки инертных газообразных рабочих агентов и очистки углеводородного газа, для использования в различных сферах производства, особенно на морских платформах нефтегазовых и газовых месторождений морского шельфа, ограниченных рабочим площадями.

Список использованных источников

1. Рамм В.М. «Абсорбция газов» Изд. «Химия», М., 1966г.
2. Муллаев Б.Т. А.С. СССР №2063790, 1992г. «Способ получения воздуха, обогащенного азотом».
3. Кузьмина И.А. «Содержание растворенного кислорода в воде: Методические указания» - Великий Новгород: НовГУ им.Ярослава Мудрого, 2007. – 12 с.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

4. Муллаев Б.Т., Карабалин У.С., Курбанбаев М.И., Саенко О.Б. «Способ получения воздуха, обогащенного азотом». Положительное решение по Заявке РК №2011/0796.1, 2011г.

5. Герштанский О.С., Саенко О.Б. Муллаев Б.Т. «Способ очистки углеводородного газа от сероводорода и устройство для его осуществления». Патент РК №16797, 2009 г.

УДК 502.55

Статура А.А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Способ уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при использовании открытой приёмной ёмкости для отработки скважин при освоении после бурения или КРС

Добывающие и нагнетательные (при отработке на нефть) скважины месторождений Северные Бузачи, Каражанбас, после окончания производства буровых работ (спуск и цементирование обсадных и эксплуатационной колонн) или перед проведением ремонтных работ, заполняются пластовой водой и передаются под освоение. Перед освоением устье скважины обвязывается с приемной емкостью объемом 30 м³. Основной задачей освоения и вывода скважины на оптимальный режим является очистка околоскважинного пространства от несцементированного песка и вынос его на поверхность.

Для разработки Технологического регламента по использованию приемных емкостей на период временной эксплуатации части добывающих скважин на месторождениях Северные Бузачи, Каражанбас, был проведен анализ работы новых скважин после бурения при их освоении, ранее введенных в эксплуатацию. Всего проанализировано более 200 скважин.

Анализ полученных результатов показал, что обводненность добываемой продукции, в период освоения, изменяется в широких пределах - от 0,06 до 81,0%, при этом, в скважинах первого объекта обводненность изменялась от 0,1 до 80,2%, в скважинах второго объекта - от 0,1 до 81%, в скважинах третьего объекта – от 2,2 до 26,3% и в скважинах № 6227 и 4485 - от 22,9 до 26,3% и от 30,6 до 47%, соответственно.

Механические примеси, в исследуемых пробах, изменялись от 0,01 до 37,360 г/л. В скважинах первого объекта среднее значение содержания механических примесей в продукции скважин составило 1,373 г/л, при этом, в ранее пробуренных скважинах – 1,024 г/л, в новых скважинах, пробуренных в 2012 году – 1,542 г/л. В скважинах второго объекта среднее содержание составило 0,494 г/л, при этом, в ранее пробуренных скважинах – 0,428 г/л, в новых скважинах, пробуренных в 2012 году – 0,622 г/л. В скважинах третьего объекта среднее содержание составило 0,554 г/л. В скважинах № 6227 и 4485, эксплуатировавших по 2 объекта, составило 1,795 и 0,336 г/л, соответственно. Наибольшее содержание механических примесей

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

- 37,360 г/л, отмечалось в новой скважине № 3644, пробуренной в мае 2012 года, и ранее пробуренной скважине № 3649, в которой максимальное содержание составило 9,457 г/л.

Учитывая, что фактические дебиты скорости движения в нефтесборных коллекторах жидкости незначительны, особенно при освоении скважин, когда скважина начинает осваиваться на минимальном режиме с минимальным дебитом жидкости и максимальным содержанием механических примесей (песка) в продукции, трубопроводы могут иметь только засоряющий режим потока, в редких случаях, режим расслоенного движения. Возникновение засоряющего или расслоенного режима в сборных коллекторах вызывает осложнение, нижняя часть трубы интенсивно разъедается пластовыми водами.

Проведённые расчеты показали, что минимальная критическая скорость взвешивания для выкидных линий диаметром 84,6 и 89 мм, составляет 0,066 и 0,07 м/с, при этом минимальный дебит, при котором не будут откладываться механические примеси, соответственно составляют 17,3 и 27,47 м³/сут. Исходя из того, что на 01.01.2012 средний дебит жидкости добывающих скважин составлял 22,9 м³/сут (диапазон изменения от 0,1 до 153 м³/сут), то, согласно расчёта, режим потока в выкидных линиях диаметром 89 мм, является засоряющим. Это значит, что частицы механических примесей, вследствие малых скоростей потока жидкости, не увлекаются потоком, а оседают на дно трубы, уменьшают пропускную способность трубопровода и образуют песчаную пробку, при образовании, которой жидкость не поступает на ГУ. Помимо уменьшения пропускной способности выкидных линий происходит их эрозионный износ, особенно если применяются стальные трубы.

Продолжительность освоения и вывода скважин на оптимальный режим для каждой скважины определяется индивидуально, в зависимости от геологических условий (объекта разработки, глубины его залегания, обводнённости, степени цементирования частиц песка и др.). Средняя продолжительность освоения новых скважин после бурения составляла 32 суток (диапазон изменения от 16 до 42 суток). Количество скважин, которые будут временно работать в открытые приемные емкости, составит 159 ед. Загрязняющими веществами, возникающими в результате работы данного оборудования, являются углеводороды.

Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу от приемных емкостей, представлен в таблице 1.

Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу от приемных емкостей на месторождениях Северные Бузачи, Каражанбас составит: 70,89651 г/с, 196,01202 т/год.

Таблица 1. Полный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух от проектируемого оборудования (приемные емкости)

Код вещ-	Наименование вещества	Класс опасности	Выброс ЗВ от одной приемной емкости	Выброс ЗВ от 159 приемных емкостей
----------	-----------------------	-----------------	-------------------------------------	------------------------------------

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

ва			г/с	т/год	г/с	т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	0,32309	0,89327	51,37131	142,02993
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	0,11950	0,33038	19,0005	52,53042
0602	Бензол	2	0,00156	0,00431	0,24804	0,68529
0616	Ксилол	3	0,00076	0,00210	0,12084	0,3339
0621	Толуол	3	0,00098	0,00271	0,15582	0,43089
Всего:			0,44588	1,23278	70,89651	196,01202

Основным недостатком использования открытой приёмной ёмкости является потеря попутного газа и испарение лёгких фракций нефти. Разработка и применение ёмкости-мерника, позволяющего сократить потери газа и лёгких фракций, будет способствовать уменьшению воздействия на окружающую среду.

При применении существующей схемы обвязки устья добывающей скважины с приёмной ёмкостью, можно сократить потери газа и лёгких фракций за счёт уменьшения площади испарения открытой ёмкости-мерника, которое достигается закрытием железными листами или другими материалами верхней части приемной ёмкости. В частности, в условиях месторождения Северные Бузачи и Каражанбас, предлагается опробовать способ перекрытия с использованием пенопласта, листы которого укладываются на дно ёмкости-мерника, с небольшим зазором для свободного перемещения его при наполнении и опорожнении ёмкости-мерника. Учитывая разницу плотностей добываемой жидкости и пенопласта, последний всегда будет находиться на поверхности, перекрывая всю площадь мерника. Таким простым и недорогостоящим способом можно сократить потери газа и лёгких фракций до минимальных значений.

Количество (объемы) выбросов загрязняющих веществ от приемных емкостей (чанов) на месторождении Северные Бузачи и Каражанбас, в зависимости от степени укрытия (в %) поверхностей шифером или другим материалом (пенопластом), представлены в таблице 2.

Таблица 2. Количество выбросов ЗВ в атмосферный воздух от приемных емкостей (чанов)

Степень укрытия, %	Выброс ЗВ от одной приемной емкости			Выброс ЗВ от 159 приемных емкостей		
	кг/час	г/с	т/год	кг/час	г/с	т/год
0	1,60518	0,44588	1,23278	255,22362	70,89492	196,01202
20	1,46071	0,40575	1,12183	232,25289	64,51425	178,37097
40	1,26809	0,35225	0,97389	201,62631	56,00775	154,84851
60	1,01126	0,28091	0,77665	160,79034	44,66469	123,48735
80	0,57786	0,16052	0,44380	91,87974	25,52268	70,5642
95	0,24078	0,06688	0,18492	38,28402	10,63392	29,40228
100	0,16052	0,04459	0,12328	25,52268	7,08981	19,60152

Таким образом, при увеличении степени укрытия поверхности ёмкости-мерника, выбросы загрязняющих веществ сокращаются (максимум в 10 раз), что будет способствовать уменьшению негативного воздействия на атмосферный воздух, а также, в целом, предотвращению отрицательного

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

воздействия на окружающую среду в зоне влияния применяемого оборудования.

Список использованных источников

1. Савельев К.М. – Нефтепромысловое хозяйство. - М.: 1966.
2. «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предпроектной и проектной документации», утверждена приказом Министра ООС от 28.06.2007 №204-п.
3. Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды. Приказ МООС РК от 24.04.07 №119-п.
4. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 г. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 24.02.2004 года №61-п. (п.5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов, пп. 5.2 Неорганизованные источники).

УДК 665.61.038

Саенко О.Б. (АО «НИПИнефтегаз»)

Научное обоснование изменения компонентного состава пластового флюида (в том числе сероводорода) в пластовых и поверхностных условиях

При составлении проектных документов по разработке продуктивных пластов газового, нефтегазового или конденсатного месторождения, для обоснования и принятия параметров физико-химических свойств пластовых флюидов, требуется проведение РVT-исследований по конкретным скважинам, перфорированных на изучаемый пласт (горизонт). Учитывая, что залежь неоднородна как по коллекторским свойствам, так и по составу пластового флюида, скважины для исследования пластовых флюидов следует выбирать не только по геологическим параметрам (принадлежность к изучаемому пласту, залежи), но и по территориальной принадлежности (ближе к зоне водонефтяного контакта (ВНК), газонефтяного контакта (ГНК), в куполе залежи, центральная или окраиновая часть залежи и т.д.).

Как показывает опыт изучения многих месторождений, свойства пластовых флюидов отличаются по глубине на периферии (ближе к зоне ВНК) и в центральной части (в куполе, ГНК). Имеют место примеры месторождений в Казахстане, где различия свойств пластового флюида отмечаются по площади месторождения, поэтому выбирая скважины по территориальному расположению, необходим охват всего продуктивного пласта. Имеющаяся информация анализируется, обобщается и

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

распространяется на всю залежь. Следует учитывать, что на начальном этапе разработки месторождения, объем исходной информации ограничен малым количеством скважин, исследования носят единичный характер. В связи со сложными условиями проведения операций по отбору глубинных проб, особенно глубоких скважин, возможен отбор непредставительных проб, результаты которых отбраковываются при анализе и обобщении исходной информации [4, 5, 6].

По мере изучения месторождения и получения новой информации по свойствам флюидов, вся база данных обобщается с последующим усреднением, поэтому свойства флюидов постоянно корректируются и отражаются в обновленных проектных документах по разработке, которые согласуются и утверждаются в установленном порядке, и Авторских надзорах за их реализацией.

Следует отметить, что компонентный состав нефти и газа, в том числе содержание в них сероводорода, в пластовых и поверхностных условиях не одинаков. Это обусловлено спецификой проведения исследований глубинных проб пластовой нефти, основой которого является опыт однократного разгазирования, и фактическими условиями на промысле, представляющими собой ступенчатую сепарацию. [1] Поверхностные пробы, отбираемые после ступенчатой сепарации, представляют собой смесь попутного газа со всех работающих скважин, так как, в реальных условиях, пластовый флюид из добывающих скважин, поступает в единую систему сбора и подготовки нефти. Общая смесь продукции всех скважин проходит несколько стадий сепарации - от полной дегазации и отстоя попутнодобываемой воды, до получения товарных характеристик нефти. Следовательно, технологическая схема системы сбора и подготовки, количество ступеней сепарации и термодинамические условия каждой из них, оказывают существенное влияние на компонентный состав газа сепарации в поверхностных условиях, в том числе на содержание сероводорода. [2, 3]

В таблице 1 приведены результаты лабораторных исследований по определению состава газа однократного разгазирования и после ступенчатого разгазирования, с замером объемов газа по каждой точке.

Таблица. Результаты лабораторных исследований по определению состава газа

Компоненты	Газ однократного разгазирования, молярные доли	Газ ступенчатой сепарации, молярные доли		
		1 ступень	2 ступень	3 ступень
Метан	0,4717	0,6638	0,6549	0,1858
Этан	0,1513	0,1179	0,1558	0,1855
Пропан	0,1323	0,0641	0,0749	0,2530
i-Бутан	0,0324	0,0112	0,01203	0,0694
n-Бутан	0,0627	0,0189	0,0157	0,1348
i-Пентан	0,0225	0,0051	0,0030	0,0434

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

n-Пентан	0,0191	0,0040	0,0021	0,0345
H ₂ S	0,0159	0,0097	0,0143	0,0236
CO ₂	0,0047	0,0045	0,0059	0,0041
Азот	0,0465	0,0916	0,0599	0,0068
C ₆₊	0,0413	0,0091	0,0033	0,0592
Объемный расход, м ³ /ч.	24,1538	4,5095	8,3351	9,7067

Представленные данные наглядно показывают различия в составе газа.

Исходя из вышеизложенного, состав газа однократного разгазирования, полученный в результате исследования глубинной пробы пластового флюида конкретной скважины, может быть использован для характеристики свойств углеводородов продуктивного пласта, но не может приниматься для различных технологических и экологических расчетов при эксплуатации наземных установок в системе сбора и подготовки, а также утилизации нефтегазового сырья. В этом случае следует опираться на данные, полученные по поверхностным пробам на объектах сбора и подготовки (утилизации) нефти и газа, которые характеризуют фактический поток газа на промысле.

В зависимости от фактической работы скважин, а также по мере подключения новых скважин, поток газа в системе сбора и подготовки будет качественно и количественно меняться.

Выводы

1. Компонентный состав газа, в том числе содержание сероводорода, глубинных проб и поверхностных проб различаются между собой.
2. Компонентный состав, в том числе содержание сероводорода, пластового флюида одной залежи различаются по скважинам, в зависимости от интервала перфорации, территориального расположения скважины.
3. Компонентный состав, в том числе содержание сероводорода, общей промысловой смеси, отличается от компонентного состава, в том числе содержания сероводорода, по конкретным индивидуальным скважинам.
4. Значение содержания сероводорода, полученное по результатам отдельной глубинной пробы, не может быть использовано в технологических и экологических расчетах при эксплуатации наземных установок.
5. Содержание сероводорода в газе после сепарации, направляемом на сжигание на факел высокого и низкого давления, различаются между собой и определяются по поверхностным пробам, отобраным отдельно на газовых линиях соответствующих факельных систем.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Список использованных источников

1. «Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа», Москва, «Недра», 1965г.
2. «Технологические расчеты установок переработки нефти», Москва, «Химия», 1987г.
3. «Справочник по транспорту горючих газов», Москва, 1962г.
4. ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти»
5. Мамуна В.Н. «Экспериментальное исследование пластовых нефтей», Москва, ГОСИНТИ, 1960г.
6. Хазнаферов А.И. «Исследование пластовых нефтей», Москва, «Недра», 1987г.

УДК 622.276.8

Янушевский В.А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Подготовка нефти на базе трубных нефтегазовых разделителей фаз (ТНРФ)

В нефтедобывающей отрасли известны аппараты, используемые на месторождениях в качестве технологического оборудования при разделении нефтяной эмульсии:

- на жидкую фазу и попутный газ, например, сепараторы нефтегазовые типа НГС 1.0-1200;
- на нефть, воду и попутный газ, например, сепараторы нефтегазовые со сбросом воды типа НГСВ 1.0-2000;
- на нефть и воду, с сепарацией незначительного, оставшегося в нефтяной эмульсии газа, например, отстойники нефти горизонтальные с перегородками типа ОГН-П-25-1.0-1.

Данный тип оборудования относится к горизонтальным отстойникам-сепараторам с диаметром обечайки от 1,2 до 3,5 м и длиной от 6 до 30 м.

Основными недостатками известных аппаратов являются:

- повышенные требования как к сосудам, работающим под давлением;
- высокая стоимость оборудования;
- производство аппаратов только на специализированных заводах;
- сроки поставки оборудования от 5 до 6 мес.;
- высокая металлоёмкость на тонну выпускаемой продукции;
- сложность транспортировки и монтажа из-за больших размеров оборудования;
- разделение нефтяной эмульсии максимум на 2-3 фазы;
- невозможность улавливания твердой фазы, что вызывает необходимость периодической зачистки оборудования с остановкой его работы.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

На промышленных предприятиях, для сгущения пульп, осветления воды, при переработке руд цветных и черных металлов, обогащении нерудных материалов, в химической и металлургической промышленности, очистке питьевой и технической воды, очистке сточных вод и т.д., используются высокоэффективные тонкослойные (пластинчатые) сгустители.

Сгустители имеют простую и компактную конструкцию, предусматривающую возможность регулирования процесса осаждения.

Применение пластинчатых сгустителей для обработки пульп, позволяет увеличить производительность на единицу занимаемой производственной площади в 10 и более раз, по сравнению с радиальными сгустителями.

В зависимости от агрессивности рабочей среды, пластины могут быть изготовлены из металла, стеклопластика или алюминиевого сплава.

Так, автором статьи, ещё 1980 году, на Химико-гидрометаллургическом заводе (ХГМЗ) (г. Актау), 8-метровый радиальный сгуститель, с площадью зеркала поверхности $50,24 \text{ м}^2$, был эффективно заменен на пластинчатый сгуститель, с площадью зеркала поверхности 2 м^2 . Это позволило повысить эффективность сгущения в 25 раз, во столько же раз уменьшить размеры и металлоёмкость аппарата, что позволило внести его в производственное помещение с постоянным температурным режимом и установить в технологической цепочке основных технологических аппаратов.

Основным недостатком аппаратов данной конструкции является то, что все они работают под свободным наливом и при атмосферном давлении. Это делает их несовместимыми с технологическим процессом подготовки нефти, сепарации и отстаивания.

Трубный нефтегазовый разделитель фаз (ТНРФ) разработан по принципу тонкослойного сгущения для разделения нефтяных эмульсий на газ, нефть, пластовую воду и твёрдые примеси.

Трубный нефтегазовый разделитель предназначен для использования в нефтегазодобывающей промышленности, для создания сети последовательно или параллельно установленных наклонных трубопроводов, что позволит частично или полностью отказаться от дорогостоящего технологического оборудования, такого как сепараторы, отстойники, фильтры, применяемые на установках подготовки нефти.

Применение принципа тонкослойного разделения нефтяной эмульсии между параллельными и близко расположенными пластинами, позволяет многократно уменьшить время осаждения и повысить производительность с уменьшением диаметра устройства до диаметра стандартных труб 600; 700; 800 мм. Это достигается оригинальным и функциональным размещением кассет пластин внутри трубопровода.

Принципиальная конструкция кассет пластин запатентована АО «НИПИнефтегаз», патент РК № 21190.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Трубный разделитель фаз включает в себя корпус из стандартной трубы, расположенный под углом к горизонтальной плоскости, со встроенными, сваренными в жёсткий каркас, секциями из \wedge -образных пластин, для направленного сбора продуктов флотации (газ, нефть) с верхней части пластин, а продуктов сгущения (пластовая вода, песок) - с нижней части пластин на внутреннюю поверхность трубопровода в пленочном режиме. Сбор твердого сгущённого продукта (песка) осуществляется за счет наклона ТНРФ к горизонтальной поверхности.

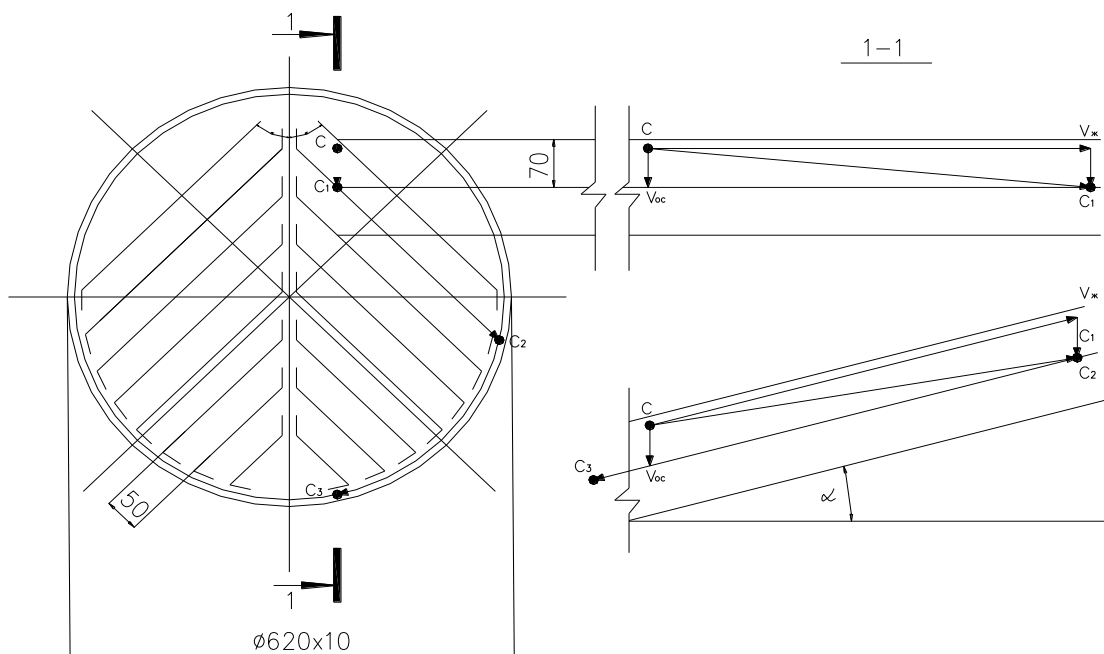


Рис. 1

Пластины установлены в трубе, в виде двухскатной крыши (рис. 1). Траекторию осаждения условной точки «С» в динамике процесса, можно отследить по последовательному положению точки С; С₁; С₂; С₃. Условная точка (частица) осаждается сверху вниз, от вертикальной оси трубы по нижней пластине, к внутренней стенке трубы и опускается в ее нижнюю часть. Траектория флотирующих частиц наоборот, начинается от внутренней поверхности трубы под верхней пластиной, поднимается вверх к вертикальной оси трубы и далее в её верхнюю часть.

Эти потоки не пересекаются между собой, не смешиваются и не мешают друг другу.

Принципиальная схема трубного нефтегазового разделителя фаз приведена на рис. 2.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

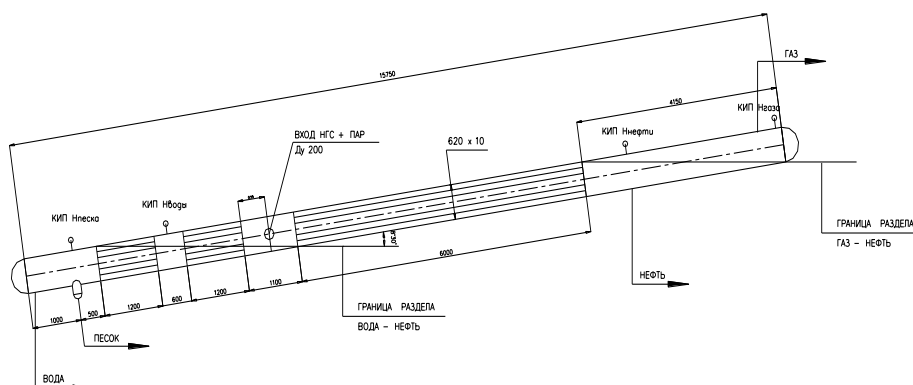


Рис. 2

Трубопровод монтируется под углом к горизонту, что позволяет установить необходимую границу раздела фаз и организовать пофазовый отбор продукта.

Требуемый результат четырехфазного разделения нефтяной эмульсии достигается тем, что предлагаемый трубный нефтегазовый разделитель фаз, состоит из корпуса, выполненного из стандартной трубы, наклонённого к горизонту под углом от 3° до 30° , с закреплёнными внутри трубы секциями, длиной 1200 мм, с \wedge -образными пластинами, установленными одна над другой, под углом в 45° к вертикальной оси трубопровода. В верхней части, между смежными пластинами, предусмотрены зазоры для флотации пузырьков газа и, более легкой по плотности, нефти в верхнюю и среднюю часть трубопровода. В нижней части, между пластинами и внутренней поверхностью трубы, так же предусмотрен зазор – для осаждения и сбора, в плёночном режиме течения, более плотной жидкости и твёрдых включений, в нижней части трубопровода.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

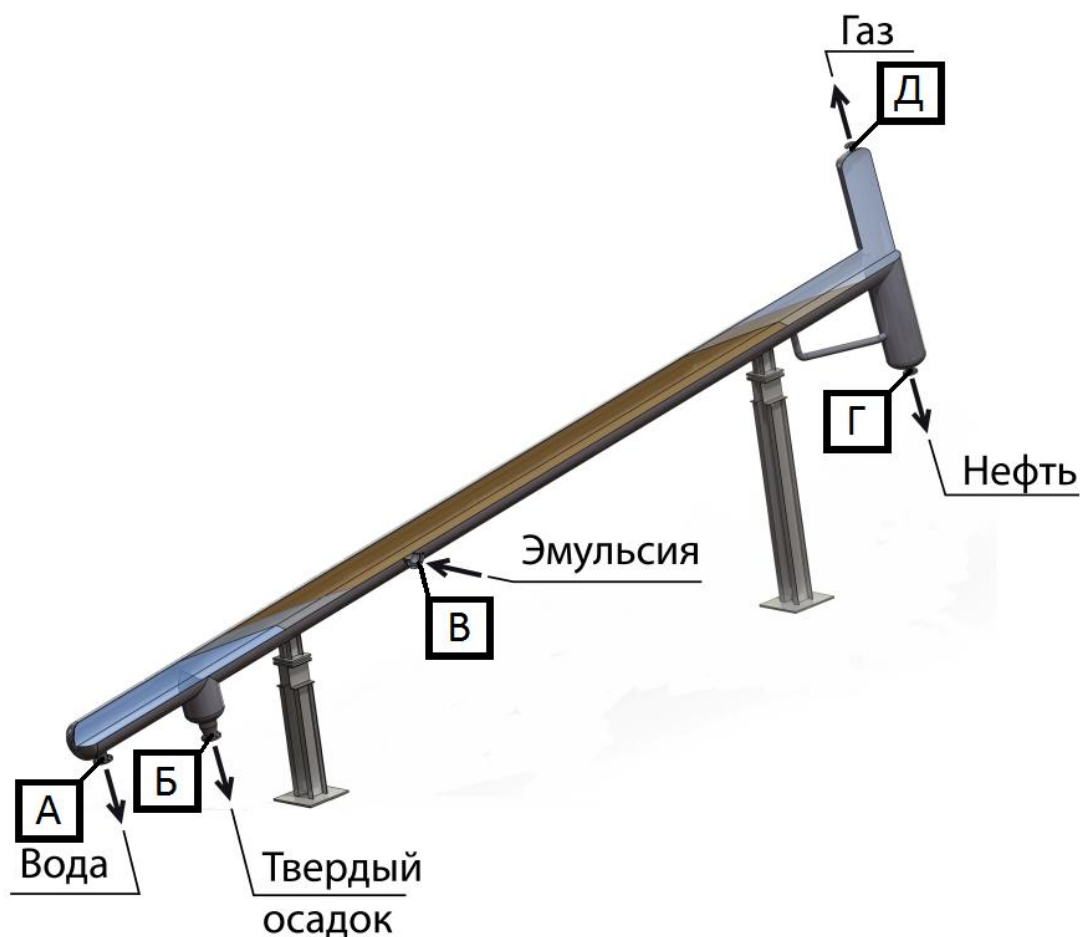


Рис.3.

Принцип работы ТНРФ представлен на рис. 3. Поток нефтяной эмульсии подают через патрубок «В» в среднюю часть трубы. На этот же вход через диспергатор можно подать пар под давлением $4-8 \text{ кг/см}^2$, для формирования центров осаждения водяных капель, подогрева нефтегазовой смеси, снижения вязкости и обессоливания нефти.

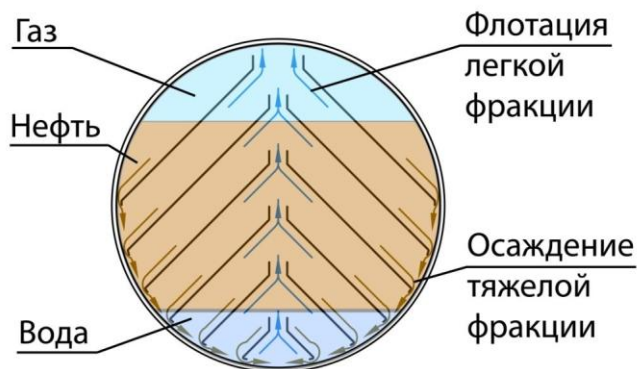


Рис. 4.

В ТНРФ нефтяная эмульсия проходит между \wedge -образными пластинами (рис. 4), сепарируется (флотируется) на попутный газ и нефть. Нефть через

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

патрубок «Г» поступает в трубопровод нефти, а попутный газ через патрубок «Д» - в газовый трубопровод. Осажденная на верхних секциях пластовая вода, вместе с механическими примесями в пленочном режиме стекания, попадает в нижнюю часть ТНРФ, где окончательно отстаивается от твердых примесей и остатков нефти. Твердый сгущенный продукт через патрубок «Б» поступает в «грязевой» трубопровод, а очищенная от нефти пластовая вода через патрубок «А» поступает в трубопровод пластовой воды.

Постоянное давление в ТНРФ поддерживают регулирующим клапаном на газовой линии. Расход нефти и воды регулируют по уровню раздела фаз. Регулирование, установка уровня (поверхности) раздела фаз в ТНРФ, определяют углом наклона трубопровода к горизонтальной поверхности. Сброс песка осуществляют периодически при накоплении заданного уровня.

Анализ производительности и экономической эффективности трубного разделителя фаз ТНРФ-600-16 (труба $D_y 600$, длиной 16 м) показывает, что он, по своим техническим характеристикам, близок к нефтегазовому сепаратору со сбросом воды НГСВ -1.0-2000. Но в то же время - меньше по объёму на $21,8 \text{ м}^3$; легче - на 3 880 кг; дешевле - на 26 435 \$ США (в ценах 2007 г.) и способен улавливать твердую фракцию. Кроме того, ТНРФ-600-16 является простым, надёжным устройством, которое может быть изготовлено, практически, на базе любой строительной-монтажной организации за непродолжительный срок.

Список использованных источников

1. Каталог выпускаемого оборудования ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш». Том II. – Уфа, 2005.

УДК 622.276.72

Рылеев А.А., к.т.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Расчетный метод определения количества парафина, кристаллизующегося в трубопроводах при транспортировке нефти

1. Литературный обзор

1.1 Отложения парафинов в нефтепроводах при транспортировке нефтяных эмульсий

Твердые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях. Их содержание может колебаться от следов до 20 – 28%. [1-3] Иногда, их влияние на технологию и технику добычи, сбор и транспорт, подготовку и переработку нефти может быть решающим. Исследования и наблюдения, проведенные на большом числе месторождений, показали, что при прочих равных условиях, прямой связи,

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

между содержанием парафина и интенсивностью его отложения, нет. Известны случаи интенсивного отложения парафинов даже тогда, когда их доля в нефти очень мала, менее 0,4%. [5] Таким образом, проблема борьбы с отложением парафинов является серьезной научно-технической проблемой, актуальность решения которой возрастает. Это ставит ряд сложных научно-технических задач как в смысле понимания механизма протекающих процессов, так и в разработке эффективных методов предотвращения нежелательных последствий, вызванных отложением парафина. Отложения парафина в трубопроводах приводят не только к снижению их пропускной способности, возрастанию гидравлических сопротивлений, но и к увеличению стойкости водонефтяной эмульсии, для разрушения которой, придется применять более высокие температуры или потребуются большой расход деэмульгатора. [7]

Механизм формирования отложений на поверхности металла состоит в возникновении и росте кристаллов парафина непосредственно, на контактирующей с нефтью, поверхности, а затем на образовавшейся смолопарафиновой подкладке. [4] Отсюда следует, что способ накопления парафиновых отложений одинаков как для двух- и трехфазной системы, так и для четырехфазной системы, за исключением момента, определяющего возможность флотации кристаллов парафина глобулами воды и образования подвижной водной пленки на поверхности оборудования. Появление в нефти песка или других механических примесей, как и появление воды, существенно изменить механизм парафинизации оборудования не может.

По современным представлениям о механизме образования и роста парафиновых отложений, особая роль отводится транспорту частиц парафина в пограничном ламинарном слое. В результате охлаждения нефти, под воздействием более холодной окружающей среды, в тонком пристенном слое, возникает радиальный температурный градиент. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. За счет этого происходит движение растворенных частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твердых отложений, происходит их кристаллизация и выделение из раствора. Если температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то в потоке нефти будут содержаться кристаллы парафина, а жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твердой фазой. Под действием градиента концентрации взвешенных частиц броуновское движение приводит к поперечному переносу вещества.

По мнению Тронова В.П., кристаллы парафина, образовавшиеся в объеме нефти, в формировании отложений, практически, не участвуют. [6] Другие исследователи считают, что отложения образуются вследствие движения как молекул, так и взвешенных в нефти микрокристаллов

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

парафина, в направлении, перпендикулярном к направлению течения нефти. [9]

Как известно, на процесс выпадения парафина из раствора, преобладающее влияние, оказывает снижение температуры потока, происходящее вследствие отдачи тепла в окружающую среду и разгазирования нефти по длине подъемных труб. [12] Проведенными исследованиями установлено, что в общем температурном балансе, доля охлаждения потока, при разгазировании, составляет в среднем 23 - 37%, т. е. основная доля тепла теряется потоком за счет теплоотдачи в окружающую среду. Это происходит в выкидных линиях при движении газонефтяного потока от устья скважины до пунктов сбора нефти. На характер парафинизации сборных трубопроводов, при совместном транспорте нефтегазовых смесей, в основном, действует распределение температуры по длине участка от устья скважины до пунктов сбора нефти. Потери тепла в выкидных линиях могут различно влиять на распределение и интенсивность парафиновых отложений по длине: чем больше температурный перепад на единицу длины трубопровода, тем больше интенсивность отложений парафина, но при этом зона парафинизации сокращается. Другими словами, чем раньше наступит температурная стабилизация потока, тем меньше участок парафинизации.

Практика показывает, что по всей длине выкидных линий не наблюдается температурной стабилизации потока. Этим можно объяснить тот факт, что парафинизация трубопроводов в промысловой системе сбора нефти наблюдается почти на всю длину. Но зона интенсивных отложений парафина не распространяется далее 200—300 м, что необходимо учитывать при осуществлении мероприятий по борьбе с отложениями парафина.

В нефтесборных коллекторах температурные потери значительно ниже, чем в выкидных линиях скважин. Вследствие небольшого содержания свободного газа после 1 ступени сепарации, поток в коллекторах по структуре приближается к однофазному. Проведенные экспериментальные исследования температурных режимов нефтесборных коллекторов показывают, что полный коэффициент теплопередачи, от нефтегазовой смеси в окружающий трубопровод грунт, составляет около 2 ккал/(м²*ч*°С). Отсюда следует, что основные температурные потери в системе промыслового сбора нефти происходят до 1 ступени сепарации, т. е. на участках скважина—установка 1 ступени сепарации.

Обычно длина участков от трубопроводного замерного устройства (ТЗУ) до нефтесборного коллектора сравнительно небольшая. Температурный режим нефтесборных коллекторов зависит от температуры нефти на установках 1 ступени сепарации и их производительности.

Процесс парафинизации трубопроводов (при прочих равных условиях) определяется двумя параметрами: температурой и скоростью движения потока. Установлено, что уменьшение температуры потока приводит к росту

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

отложений парафина. [19] Увеличение же скорости потока, приводит к увеличению зоны запарафинивания трубопровода и перемещению зоны максимальных отложений от устья по длине выкидной линии. Однако замечено, что рост отложений парафина прекращается при достижении определенной скорости потока; это связано с увеличением касательных напряжений на стенках трубопровода до величины, превышающей критические напряжения в отложениях парафина на границе с потоком жидкости.

Следовательно, с точки зрения предотвращения отложений парафина в трубопроводах, желательнее увеличивать скорости потока, что может быть достигнуто путем некоторого уменьшения диаметра выкидных линий. Увеличение скорости приведет к улучшению температурного режима трубопроводов в связи с тем, что, во-первых, при охлаждении потока (режим турбулентного движения) интенсивность теплоотдачи потока ниже, чем при нагревании потока, во-вторых, теплоотдача зависит еще и от температурного напора, а, следовательно, и от тепловой нагрузки поверхности нагрева - с увеличением температурного напора теплоотдача при нагревании жидкости возрастает, а при охлаждении - убывает. Все эти доводы указывают на то, что выгоднее применять выкидные линии меньшего диаметра. Однако, уменьшение диаметра выкидных линий может привести к увеличению гидравлических сопротивлений и увеличению интенсивности отложений парафина. При выборе диаметра трубопровода, в связи с увеличением гидравлических сопротивлений, следует учитывать как возможные дебиты скважин, так и минимальные значения возможных напоров на их устье при фонтанном способе эксплуатации.

1.2. Отложения парафинов в нефтепроводах при транспортировке нефтяных эмульсий на месторождении Узень Мангистауской области РК

Нефти месторождения Узень характеризуются небольшими значениями плотности от 853 до 858 кг/м³, высоким содержанием парафиновых углеводородов от 17 до 20% и асфальтосмолистых веществ до 20%, обусловивших высокую температуру ее застывания 30... 32°C. [17] Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) в подземном оборудовании скважин и загустевание продукции в устьевом оборудовании, выкидных трубопроводах, особенно в холодный период года, с учетом возросшей обводнённости продукции до 83%, в значительной степени, осложняют процессы подъема, промыслового сбора, а также предварительной и товарной подготовки нефти, в связи с образованием стойких эмульсий, с бронирующими оболочками тугоплавких углеводородов, трудно поддающихся разрушению.

АСПО, в целом, представляют собой тёмно-коричневую, или чёрную твёрдую, или густую мазеобразную массу высокой вязкости, которая при повышении температуры снижается незначительно, а при температуре плюс 32°C превращается в твердое вещество, утратившее текучесть. Химический состав АСПО месторождения Узень показан в таблице 1. [16]

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 1. Химический состав АСПО месторождения Узень

Место отбора	Содержание компонентов в АСПО, % масс. дол					t ⁰ плавления парафинов*, °С
	парафина	АСВ	масел	воды	Мехпримесей	
Пределы изменения АСПО	11,3-38,2	7,3-24,6	4,2-62,7	0,6-15,0	0,7-54,1	+57...+77
НГДУ-3, ванна очистки НТК	38,2	24,6	24,0	5,8	7,4	+71
НГДУ-4, ГУ-102, скв. №666	30,0	17,7	4,2	1,0	54,1	+51
НГДУ-4, скв. №253	24,6	16,8	15,1	0,8	42,7	+69
НГДУ-4, ГУ-13, скв. № 5599	22,9	7,3	50,4	0,6	14,4	+76
НГДУ-4, ГУ-83, скв. № 562	34,0	12,0	38,2	1,0	14,8	+77
НГДУ-4, ГУ-43, скв. №4572	20,2	11,5	36,9	10,9	20,5	+77
НГДУ-4, ГУ-43, скв. № 5092	11,3	12,4	43,0	15,0	18,3	+76
НГДУ-3, скв. № 1157	19,4	13,2	62,7	3,4	1,3	+72
НГДУ-11, скв. № 461	24,4	12,2	52,0	10,7	0,7	+75

* под температурой плавления парафинов, по-видимому, следует понимать температуру плавления АСПО

Как следует из представленных результатов лабораторных исследований, состав проб АСПО, отобранных с различных промышленных объектов месторождения Узень, изменяется в широком диапазоне (% масс.): парафина - 11,3 - 38,2; асфальтосмолистых веществ (АСВ) - 7,3 - 24,6; масел - 4,2 - 62,7; воды 0,6 - 15,0; механических примесей – 0,7 - 54,1. Отложения парафинов характеризуются высокой температурой плавления (+57...+77°С) при разном этих значений, равном 20°С. В механических примесях содержится различное соотношение солей и песка, (%масс.) 20-80 и 20 – 80, соответственно.

Наличие в отложениях парафинов, характеризующихся высокой температурой плавления, а также значительным количеством механических примесей в виде песка и солей, существенно осложняют проблему их удаления.

Надежность работы выкидных трубопроводов скважины зависит от температуры продукции на устье и темпа ее охлаждения по длине выкидного трубопровода до ГУ. Производственный опыт, прямые замеры температур и результаты термодинамических расчетов указывают, что температура на устье, для скважин с дебитом 15 т/сут, составляет, примерно, 25...27°С, с дебитом 25 т/сут – 30 °С, с дебитом 50 т/сут – 34°С. [17] При транспорте такой продукции до ЗУ и ГУ по обычному выкидному трубопроводу, особенно протяженностью более 300 м, температура её снижается до температуры окружающей среды, и работа

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

выкидных трубопроводов становится крайне ненадежной. С увеличением обводнённости добываемой продукции, интенсивность парафинизации наземного оборудования несколько снижается. Однако работа выкидных трубопроводов, транспортирующих водонефтяную эмульсию повышенной вязкости, продолжает оставаться ненадежной, особенно в холодный период года.

На поздней стадии разработки месторождения, когда добываемая продукция достигла высокой обводнённости и низкого газосодержания, а энергетические затраты высоки, оптимизация (сокращение) длины выкидных трубопроводов и, при необходимости, их теплоизоляция, наряду с подогревом, наиболее эффективные способы преодоления этих осложнений. [17, 19]

Обстоятельные исследования растворимости парафинов, с различными температурами плавления, проведены в работах целого ряда ученых и практиков. [13-15] Целью этих работ было изыскание для процессов наиболее эффективных растворителей. В результате, для определения растворимости парафина с различными температурами плавления в различных растворителях, предложено следующее эмпирическое уравнение:

$$\text{LgR} = A(\text{lg } T - K_S), \text{ где:}$$

R-растворимость парафина, г/100г растворителя

T- абсолютная температура, оК

A- константа, зависящая от свойств парафина. Для парафина с температурой плавления 50°C, а также близких к нему парафинов, значение константы A = 38,5.

K_S - константа, зависящая от свойств нефти и других растворителей. Для нефти K_S=2,43.

2. Диаграмма растворимости парафина, смол и асфальтенов в нефти месторождения Узень

На основании приведенных выше литературных и экспериментальных данных, выполненных в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», построена диаграмма растворимости парафинов, смол и асфальтенов в нефти месторождения Узень (рис. 1).

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

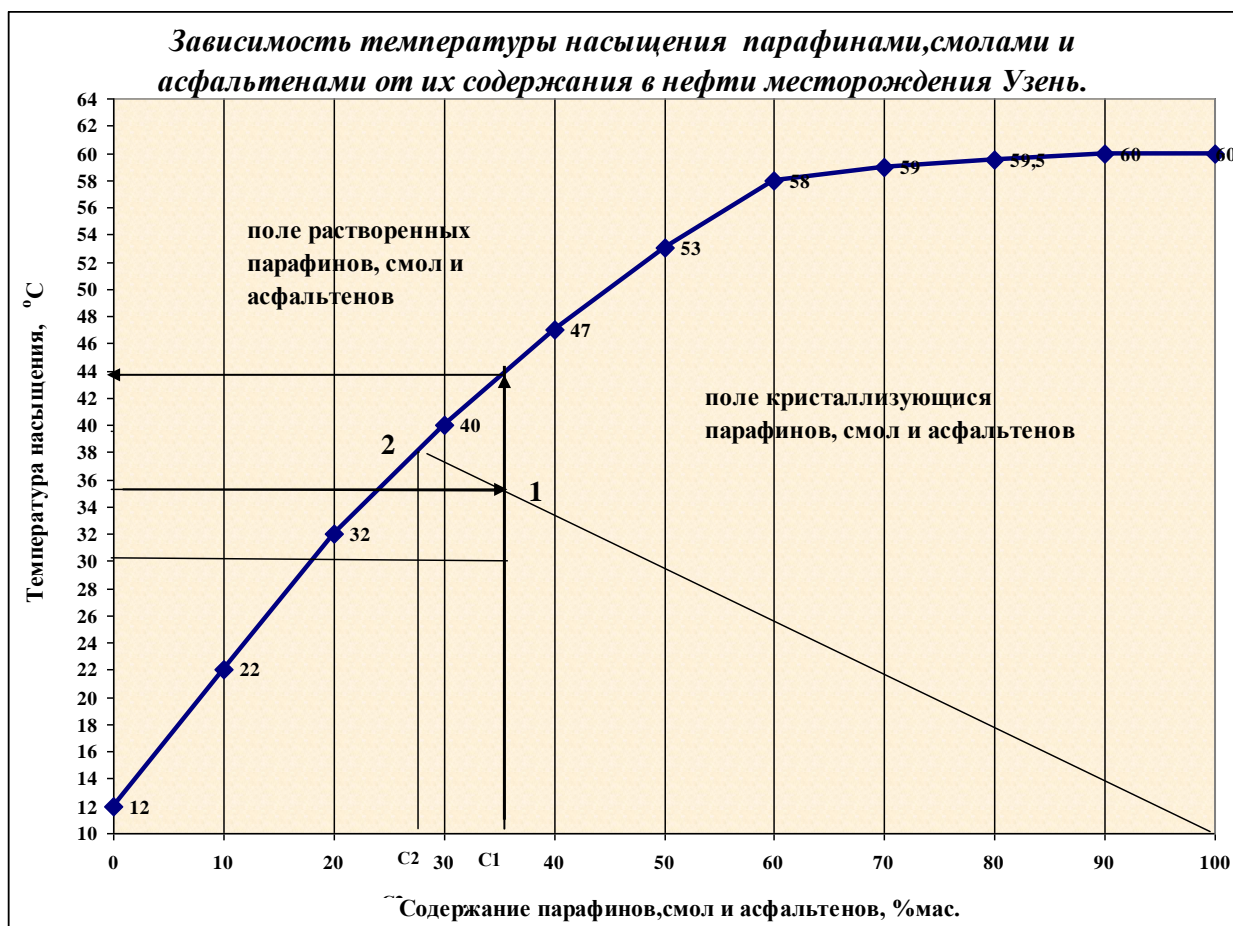


Рис. 1. Диаграмма растворимости парафина, смол и асфальтенов в нефти месторождения Узень

Согласно данной диаграмме, парафины, смолы и асфальтены, правее и ниже кривой растворимости, находятся в кристаллическом состоянии, выше и левее кривой растворимости, - в растворимом виде. Как следует из полученных данных, парафины, смолы и асфальтены общей концентрации 36 % выше температуры 44°C, находятся в нефти в растворенном состоянии, ниже температуры 44°C, АСПО начинают кристаллизоваться.

Определим на данной диаграмме содержание кристаллизующихся парафинов, смол и асфальтенов при охлаждении нефти до температуры 35°C. Для этого определяем точку 1, находящуюся на пересечении изотермы 35°C и вертикальной линии, выходящей из точки C1 концентрацией 36%. Состав насыщенного парафинами, смолами, асфальтенами раствора нефти определяется точкой 2, находящейся на линии пересечения кривой растворимости с линией, соединяющей точку твердой фазы парафинов, смол и асфальтенов (100%) с точкой 1. Концентрация парафинов, смол и асфальтенов в точке 2 находим, опуская перпендикуляр на ось абсцисс (точка C₂).

Количество осадка, кристаллизующихся АСПО, при этом определяется как разность концентраций АСПО в нефти C1 (36%), и концентрацией их в насыщенном растворе C₂ (28%), оно составляет 8%

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

(разница между 36 и 28%). Следовательно, если в одной тонне нефти содержится 360 кг парафинов, смол и асфальтенов, то, при температуре 35°C, 80кг АСПО будет находиться в виде кристаллов, а 280 кг - в растворенном состоянии. При снижении температуры нефти, количество кристаллизующихся АСПО будет возрастать, а растворенных – снижаться. Количество кристаллов АСПО при любой другой температуре, а также при любом другом содержании АСПО, рассчитывается аналогичным способом по данной диаграмме.

Данную диаграмму затруднительно использовать для расчетов, поэтому она упрощена для нефти месторождения Узень, содержащей 36% парафинов, смол и асфальтенов. Упрощенная диаграмма зависимости количества, выпадающего в осадок, АСПО от температуры флюида, представлена на рис. 2. По ней, зная температуру эмульсии в трубопроводе, можно определить долю, выпавшего в осадок, АСПО от их общего содержания в нефти месторождения Узень.

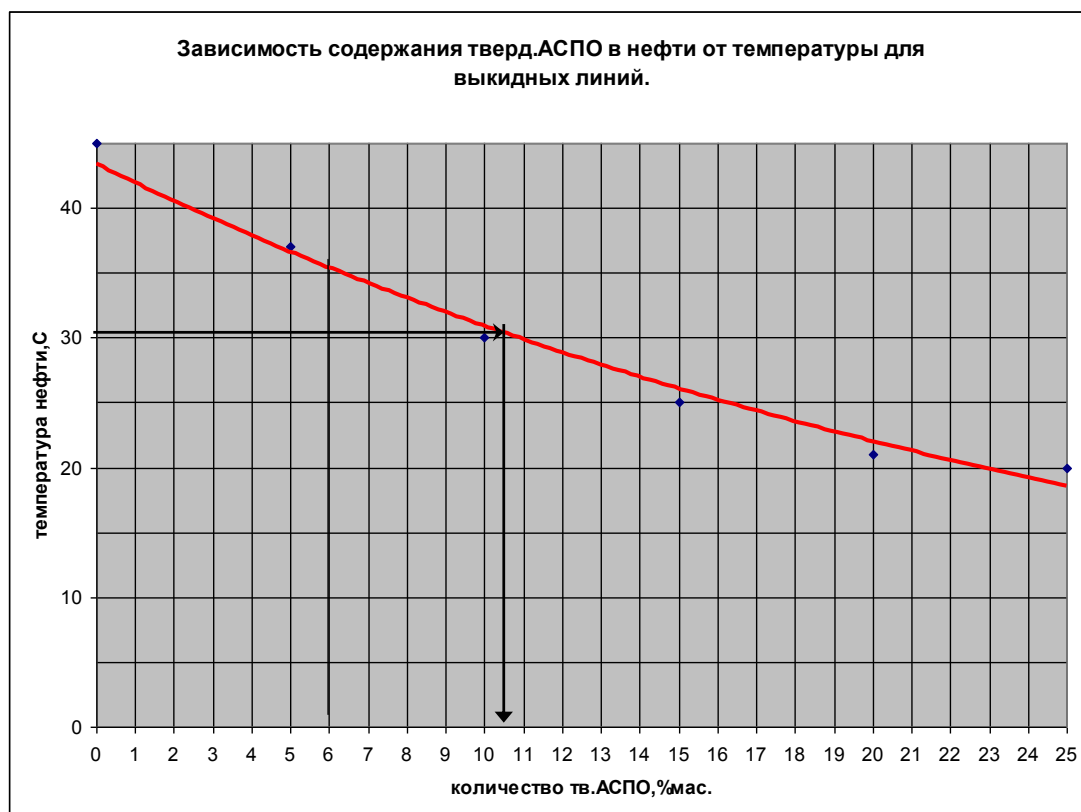


Рис. 2. Диаграмма зависимости количества выпадающего в осадок АСПО от температуры флюида для нефти месторождения Узень, содержащей 36% парафина, смол и асфальтенов.

3. Метод расчета кристаллизующихся парафинов, смол и асфальтенов

На практическом примере, рассмотрим предлагаемый метод расчета количества кристаллизующего АСПО.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Приводим анализ работы выкидных линий на групповой установке ГУ-82 месторождения Узень.

- В программе HYSYS составляется модель нефтесбора (ГУ-82). В модели учитываются состав флюидов нефти по лабораторным данным, фактические дебиты скважин, протяженности и диаметры выкидных линий, фактические устьевые температуры, физический состав грунта и его температуру, на глубине прокладки трубопроводов. Расчет в программе HYSYS, на основании массо- и теплообменных процессов, позволяет определить температуру эмульсии на выходе из выкидных линий.

- Зная температуру эмульсии на входе и выходе выкидных линий, по диаграмме растворимости парафина в нефти месторождения Узень (рис. 2), определяем долю кристаллизующего парафина от его общего количества в нефти.

- Количество кристаллизующего парафина определяем по величине дебита каждой скважины, содержанию АСПО в нефти месторождения Узень (36%), доли кристаллизующегося парафина, определенного по диаграмме растворимости (рис. 2).

- В литературе отсутствует информация о расчетных методах определения доли АСПО, оседающей на стенках трубопроводов, от общего количества кристаллизующегося парафина. Тем не менее, нами допускается, что есть связь между общим количеством кристаллизующегося парафина и долей АСПО, оседающей на стенках трубопроводов.

- Заключительным этапом, подтверждающим правильность предложенного метода расчета, является нахождение зависимости между количеством кристаллизующегося парафина и фактическим графиком промывки скважин и выкидных линий горячей водой. Если такая связь обнаружится, то предложенный метод расчета объективно отражает процессы кристаллообразования парафина, и в целом АСПО, в нефти месторождения.

Пример проведения расчетов количества парафина, смол, асфальтенов, неорганических солей и механических примесей, оседающих на трубопроводах, показан по скважине № 9019. Расчет проведен на основании данных компьютерной модели, показанной на рис. 3, и диаграммы растворимости, представленной на рис. 2.

На рис. 3 показана компьютерная модель расчета выкидной линии скважины 9019, выполненная в программе HYSYS.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА



Рис.3. Модель расчета выкидной линии от скважины 9019, выполненная в программе HYSYS

Исходные данные:

Содержание парафина, смол и асфальтенов в нефти - $C_{\text{пар.}} = 36\% = 0,36$ масс. дол.

Дебит скважины по нефти $G_{\text{неф.}} = 0,128$ т/час.

Температура эмульсии в начале выкидной линии $+32,8^{\circ}\text{C}$ (фактические данные), в конце выкидной линии $+29,9^{\circ}\text{C}$, согласно расчетным данным, полученным в компьютерной программе HYSYS.

Решение.

1. По диаграмме растворимости парафина в нефти (рис.2), при средней температуре эмульсии в выкидной линии $(32,8+29,9)/2=31,3^{\circ}\text{C}$, находим долю кристаллизующегося парафина в нефти $C_{\text{кр.}} = 10,7\% = 0.107$ масс. дол.

2. Определяем количество выпавших в осадок твердых парафина, смол и асфальтенов

$$G_{\text{пар.}} = G_{\text{неф.}} * C_{\text{пар.}} * C_{\text{кр.}} = 0,128 * 0,36 * 0,107 = 0,0049 \text{ т/час} = 4,93 \text{ кг/час}$$

Так как, наряду с парафиновыми отложениями, в осадок выпадают механические примеси (песок и продукты коррозии), а также неорганические соли из пластовой воды, то количество осадка умножаем на $K = 2,0$, принятого на основании таблицы 1.

$$G_{\text{осад.}} = G_{\text{пар.}} * K = 4,93 * 2,0 = 9,86 \text{ кг/час.}$$

Количество кристаллизующихся АСПО в нефтяной эмульсии и приходящихся на 1 м трубопровода составляет:

$$9,86/431 = 0,023 \text{ кг/м}$$

В таблице 2 показаны результаты расчетов, в программе HYSYS, температур эмульсии в начале и конце трубопроводов, а также количества парафина, смол, асфальтенов, неорганических солей и мехпримесей, кристаллизующихся в трубопроводах групповой установки ГУ-82, при существующем положении по предложенной выше методике.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 2. Результаты расчетов в программе HYSYS количества парафина, смол, асфальтенов, неорганических солей и мехпримесей, кристаллизующихся в выкидных линиях ГУ-82

Скважина №	Дебит скважины по нефти, кг/час	Длина выкидной линии, м	t ⁰ эмульсии в начале выкидной линии, м	t ⁰ эмульсии в конце выкидной линии, м	Доля кристаллизующегося парафина, смолы от общего их содержания в нефти, %	Кол-во кристаллизующегося парафина, смол и асфальтенов, кг/час	Кол-во кристаллизующегося парафина, смол и асфальтенов на 1 м длины, кг/м	Годовой дебит скважин при отсутствии промывок, т/год	Фактическое время работы до промывки, дней
3У-82-1									
7828	654	430	38,22	32,55	0,059	27,8	0,065	5729,0	31
7824	408	120	27,84	23,89	0,148	43,4	0,362	3574,1	7
9019	128,2	381	32,76	25,94	0,107	9,9	0,023	1123,0	27
4000	354,6	960	35	12	0,165	21,1	0,022	3106,3	57
8533	170,8	900	45,8	38,26	0,01	1,23	0,001	1496,2	61
8004	679,9	516	50	45,14	0	0,1	0,000	5955,9	77
8001	306,1	614	45	36,6	0,021	4,63	0,008	2681,4	14
1019	87,5	522	35,68	27,99	0,092	5,8	0,011	766,5	35
7011	84,78	889	52,6	46,59	0	0,1	0,000	742,7	92
5012	120,8	1286	40	24,6	0,095	8,3	0,006	1058,2	13
1813	591,7	876	27,84	10,29	0,24	102,2	0,117	5183,3	19
5261	306,1	623	45	33,65	0,028	6,2	0,010	2681,44	37
8043	109,3	322	32,76	26,11	0,112	8,7	0,027	957,5	15
3У-82-2									
2599	84,7	300	45	16,55	0,102	6,22	0,021	741,9	35
5258	170,4	185	40	29,3	0,075	9,2	0,050	1492,7	20
8052	641	605	36,96	28,59	0,082	37,8	0,063	5615,2	16
3867	875	350	44,1	40,67	0,006	4,2	0,012	7665	83
8046	733	370	43,25	39,47	0,013	6,8	0,018	6421,1	33
7827	85	230	35,68	32,17	0,081	5,0	0,022	744,6	59
3911	112,5	180	13,1	7,27	0,425	34,4	0,191	985,5	9
9301	213	320	40,7	36,92	0,03	4,6	0,014	1865,9	17
4191	458	240	44,95	42,62	0,001	0,33	0,001	4012,1	21
1241	66,6	130	29,48	26,11	0,135	6,5	0,050	583,4	25
4985	66,7	120	26,2	21,51	0,176	8,5	0,071	584,3	13
7823	213,4	200	32,76	31,39	0,088	13,5	0,068	1869,4	31
3912	311,4	550	29,48	17,98	0,177	39,7	0,072	2727,9	22
6778	145,8	305	40,7	36,9	0,048	5,0	0,016	1277,2	27
Итого кол-во парафина и нефти						505,1		71642,3	
Среднее значение							0,059		31,5

На рис. 4 показан график зависимости фактического времени работы скважин от промывки до промывки горячей водой, взятого из рапортов

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

операторов на месторождении Узень, от количества кристаллизующегося парафина в выкидных линиях групповой установки ГУ-82, рассчитанного приведенным выше методом. Для 29 скважин ГУ-82, усреднённое количество кристаллизующегося парафина составляет 0,0529 кг/м, усреднённое время работы скважин до промывки - 31 день (табл. 2).

Как следует из полученных данных, время межпромывочной работы скважин зависит от количества, кристаллизующегося в выкидной линии, парафина, что подтверждает достоверность приведенного метода расчета количества кристаллизующегося парафина.

Например, для скважин с наибольшим удельным количеством кристаллизующихся АСПО (№ 7824 и 3911), время работы до промывки минимально - 7 и 9 дней, соответственно.

Для скважин с минимальным удельным количеством кристаллизующихся АСПО (№ 7827, 8533 и 3867) время работы до промывки, по фактическим данным, составляет - 59, 61 и 83 дня.

Таким образом, с помощью этого метода, можно оценить различные варианты для снижения кристаллизации парафина и, как следствие, позволяющие увеличить добычу нефти - это объединение нескольких выкидных линий в один коллектор, установку дополнительных печей на отдаленных скважинах и замерных установках, теплоизоляцию выкидных линий и т.д., рассчитать межпромывочный пробег скважин.

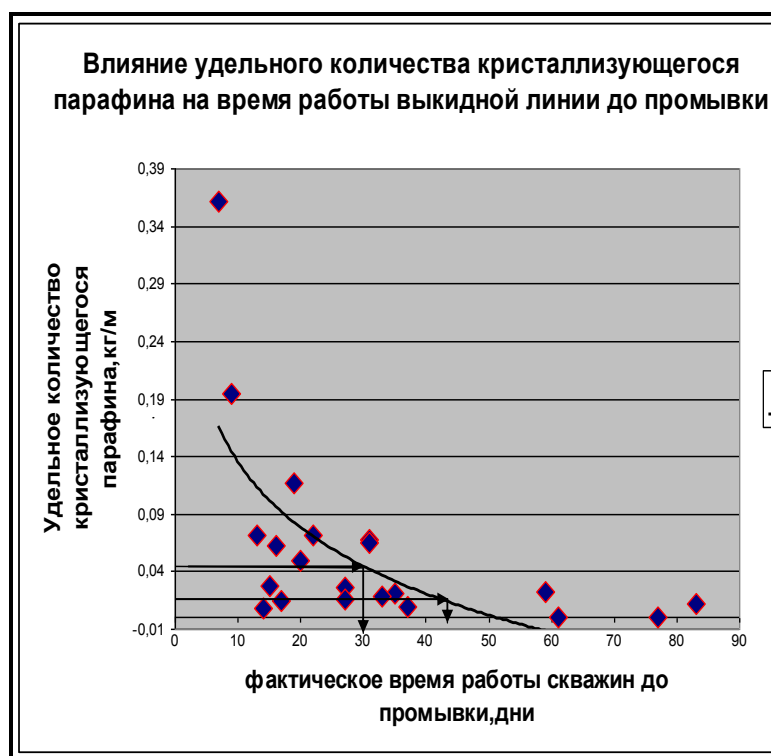


Рис.4. Зависимость количества времени работы скважин групповой установки ГУ-82 до промывки, от количества кристаллизующегося парафина, смол и асфальтенов в выкидных линиях

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

4. Расчет времени работы скважин до промывки, при установке дополнительных печей на устьях скважин

В результате установки дополнительных печей, удельное количество кристаллизующегося АСПО, на 1 метр трубопровода, снизилось от 0,0529 до 0,022 кг/м. Расчет проведен аналогично, как для нефтесбора на ГУ-82, до ее предполагаемой реконструкции.

Среднее время работы скважин находим по графику, показанному на рис. 6 - оно составляет 46 дней, при удельном количестве кристаллизующегося АСПО 0,022 кг/м.

Таким образом, установка дополнительных печей, на отдаленных скважинах, позволит увеличить среднее время работы скважин на ГУ-82 от 31 до 46 дней.

Потери продукции, в результате промывки выкидных линий горячей водой, до предполагаемой реконструкции, составляют:

$29 \cdot (365/31) \cdot 0,39 \cdot 24 = 3196,0$ т/год, где:

29 – количество скважин на ГУ-82;

365 - количество дней в году;

31- количество дней работы скважины до промывки, среднее;

0,39 - усредненный дебит скважин на ГУ-82, т/час

Потери продукции после предполагаемой реконструкции составляют:

$29 \cdot (365/44) \cdot 0,39 \cdot 24 = 2251,7$ т/год

Следовательно, увеличение времени работы скважин от 31 до 46 дней, за счет установки дополнительных печей на скважинах, позволит увеличить добычу нефти на ГУ-82 на $3196,0 - 2251,7 = 944,3$ т/год, что составляет 1,3% от годовой добычи нефти на ГУ-82, равной 71642 т/год.

5. Выводы

1. Предложенный метод расчета количества кристаллизующихся парафинов, смол и асфальтенов в нефтепроводах, основанный на расчетах в программе HYSYS и диаграмме растворимости парафинов, смол и асфальтенов в нефти месторождения Узень, коррелируется с фактическими данными по горячей промывке выкидных линий.

2. Следовательно, предложенный метод расчета позволяет оценить результаты по снижению парафинизации различных вариантов реконструкции нефтесборных систем.

Список использованных источников

1. Современные методы исследования нефтей (Справочно-методическое пособие)/ Абрютина Н.Н., Абушаева В.В., Арефьев О.А. и др. Под ред. Богомолова А.И., - Л.: Недра, 1984. - 431с.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

2. Котельникова Е.Н. Кристаллохимия парафинов. Методы исследования, результаты, поведение в природе /Котельникова Е.Н., Филатов С.К., С.-Петербург. Нева. - 2002. - 352с.
3. Казакова Л.П. Твердые углеводороды нефти /Казакова Л.П.. М.: Химия, 1986. - 171с.
4. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. /Тронов В.П.- М.: Недра, 1969- 74 с.
5. Люшин С.Ф. О влиянии состава твердых УВ на формирование парафиновых отложений / Люшин С.Ф., Иксанова Р.Р. //в сборнике Борьба с отложениями парафина. Под ред. Бабалева Г.А.-М.: Недра. 1965. - 340с.
6. Тронов В.П. Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений / Тронов В.П., Гуськова И.А. // Нефтяное хозяйство. -1999. №4. – 24с.
7. Мазепа Б.П. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования./ Мазепа Б.П. // М.: Недра, 1966. - 184с.
8. Каюкова Г. П. Состав асфальто-смолопарафиноотложений в добывающих скважинах в зависимости от типа нефти. /Каюкова Г.П., Шестерина Н.В., Гарейшина А.З. и др. // Нефтепромысловое дело. -1997. -№2.- .29с.
9. Байбекова Л.Р. Особенности состава и строения нефтяных отложений/ Байбекова Л.Р., Шарифуллин А.В., Хамидуллин Р.Ф.// Материалы конференции «Перспективы развития химической переработки горючих ископаемых». Санкт-Петербург, 2006-. 171с.
10. Рагулин В.В. Исследование свойств асфальто-смолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов /Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф, Михайлов А.Г. и др.//Нефтепромысловое дело. 2001. - №5. - с. 33-35.
11. Ан Ф.А. Состав и свойства АСПО в нефтепроводе / Ан Ф.В., Выговский В.П. и другие// Материалы II научно-практической конференции «Добыча, подготовка и транспорт нефти и газа», Томск. 2001.- 140с.
12. Насыров А.М. Способы борьбы с отложениями парафина./ Насыров А.М. //М.:ВНИИОЭНГ, 1991-44с.
- 13 Халикова Д.А. Изучение растворимости АСПО парафинового типа в узких нефтяных фракциях/ Халикова Д.А., Дияров И.Н., Танеева Ю.М. и др.// Материалы конференции молодых ученых по нефтехимии. г. Звенигород. - 2006.- 107с.
14. Долوماتов М.Ю.Новый подход к направленному подбору растворителей АСПВ/ Долوماتов М.Ю., Халиутдинов М.Ю., Исмагилов Т.А. и другие // Нефтепромысловое дело. — 1995. № 8-10 — с..63-67.
15. Сафронова Н.И. Разработка эффективных растворителей и технологий удаления органических отложений в скважинах, автореферат диссертации Сафронова Н.И. к.т.н.. Уфа, 1998-1бс.
16. Изучение проблем парафиноотложений, сульфатредукции, коррозии и механических примесей, осложняющих добычу нефти, и разработка

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

технических решений по их эффективному преодолению, г. Актау. Отчет АО «КазНИПИмунайгаз», 2012г

17. Разработка мероприятий по увеличению добычи нефти на блоке 4а месторождения Узень. г. Актау. Отчет АО «КИНГ», 2012г

18. Утесинов Р.У. Сбор и транспорт парафинистых нефтей, г. Алма-Ата, КазНИИТИ, 1971.

19. Тимонин В.И., Демко Т.Т. Добыча, сбор и внутривнепромисловый транспорт высокопарафинистых нефтей на месторождениях Южного Мангышлака, М, ВНИИОЭНГ, 1973г.

УДК 622.276.432

*Прапорщиков В.И., Саенко О.Б., Бутантаева Ж.К.
Дузенова А.К. (АО «НИПИнефтегаз»)*

Опыт применения геллана для выравнивания профиля приемистости на месторождении Кумколь

На сложно построенных нефтегазовых месторождениях, в резко неоднородных по проницаемости пластах, находящихся на средней и поздней стадиях разработки, где развита слабая гидродинамическая связь между пропластками, эффективным методом повышения нефтеотдачи является воздействие на призабойную зону пласта вязкоупругими составами (ВУС). Воздействие ВУС на пласт связано с изоляцией высокопроницаемых и промытых водой каналов, выравниванием профиля приемистости нагнетательных скважин, потокоотклоняющим воздействием на флюиды, заключенные в пласте. Разработано огромное количество составов и технологий применения ВУС, учитывающих различные сочетания природных и технологических факторов.

Наряду с синтетическими полимерами, которые в основном представлены гидролизированным полиакриламидом (ПАА), опробовались биополимеры-полисахариды. Это класс внеклеточных продуктов культивирования специальных микроорганизмов в особых средах. Эти полисахариды являются полимерами фрагментов простых сахаров, которые применяются с начала XX века. Для такого класса соединений, более широко применяется название «камеди», называемых также гидроколлоидами. Применение камедей расширилось, особенно, в последние сорок лет.

В нефтедобыче наиболее распространена ксантановая камедь (ксантан), которая применяется при бурении, в операциях ГРП, работах по повышению нефтеотдачи пластов.

Геллановая камедь, впервые обнаруженная в 1978 г., производится штаммами *Sphingomonas elodea* (ранее *Pseudomonas elodea*) ATCC 31461.[1] В промышленности эта камедь получается как внеклеточный продукт при

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

культивировании микроорганизмов в среде, содержащей соответствующие источники углерода, органического и неорганического азота и фосфора, и следы подходящих элементов.

Сахарами, составляющими геллановую камедь, являются глюкоза, глюкуроновая кислота и рамноза, в мольном отношении 2:1:1. Эти сахара связаны вместе с образованием первичной структуры, включающей линейную тетрасахаридную повторяющуюся единицу. [2]

Молекулярная масса (а. е. м. - атомная единица массы) геллановой камеди равна примерно 5×10^5 Дальтон. Строение звена ацелированного геллана показано на рис. 1.

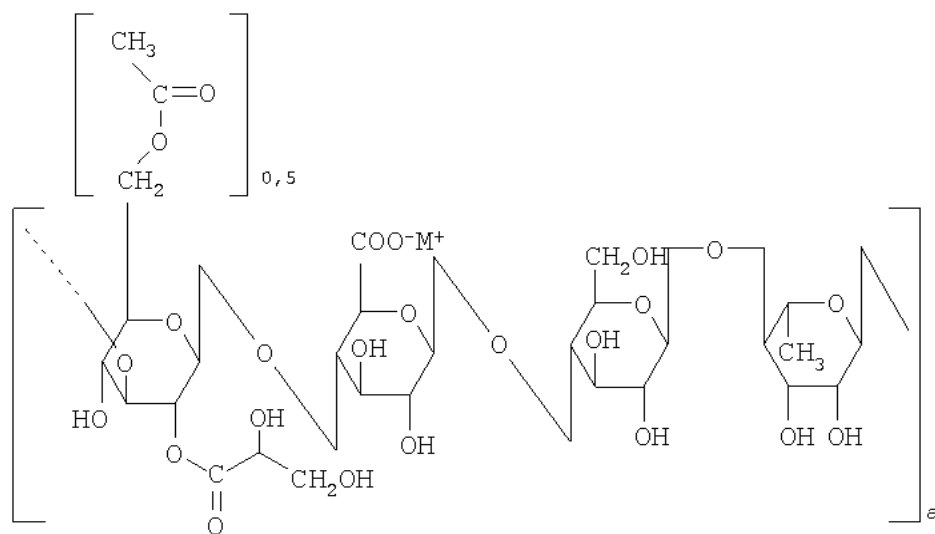


Рис. 1. Строение звена ацелированного геллана

Геллан выпускается компанией Kelco в Японии и США под именами келкогель, гелрит, фитогель и гель-гро. Келкогель используется в пищевой промышленности, в качестве загустителя, эмульгатора и стабилизатора. В номенклатуре добавок его номер E418. Также геллан производит Китай на фабрике DSM Zhongken Biotechnology.

Водный раствор геллана переходит в гель при температуре 30...35°C. При высокой температуре макромолекулы геллана существуют в виде расплетенных единичных клубков (золь-I). При охлаждении, цепи геллана ассоциируются с образованием двойной спирали и упорядоченной структуры. Однако такая упорядоченная структура еще не приводит к образованию сетки (золь-II). Гелеобразование имеет место только в присутствии катионов. Это связано с тем, что температура фазового золь-гель перехода становится ниже температуры конформационного перехода спираль-клубок. Однако для геллана, который проявляет два отдельных перехода (золь-I, золь-II и гель), не характерен термический гистерезис при охлаждении и нагревании. Разница между температурой перехода спираль-клубок и золь-гель уменьшается с увеличением концентрации катионов. [3]

Выявленные уникальные свойства геллана положены в принцип выравнивания профиля приемистости, посредством данного биополимера.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Поскольку водный раствор геллана при смешивании с минерализованной водой превращается в гель, он может решать задачу закупоривания промытых поровых каналов непосредственно в пласте при контакте с пластовой водой. Вязкость раствора геллана в пресной воде, практически, равна вязкости воды, что позволяет закачивать его в скважину без разрушения полимерных молекул и по весьма простой технологии.

Данное явление, как и то, что геллан выдерживает температуру до 120°C, позволяет использовать широкий диапазон регулирования вязкостных свойств рабочего агента. Область применения гелеобразующего раствора геллана может распространяться как на изоляцию (ограничение) водопритоков, так и на создание нефтewытесняющих оторочек, при которых происходит выравнивание профилей приемистости и притока, отклонение потоков с вовлечением залежей, которые, ввиду более низких коллекторских свойств, ранее не могли быть вовлечены в процесс разработки.

В начале октября 2013 г. были проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин 3383 и 3065 месторождения Кумколь (контрактная территория АО «Тургай Петролеум»).

На месторождении Кумколь терригенные юрские коллектора (пласты Ю-I, II, III) представлены песчаниками, алевролитами с прослоями глинистого цемента, и характеризуются хорошими коллекторскими свойствами. Пластовое давление при добыче нефти поддерживается водой, нагнетаемой через нагнетательные скважины. В результате заводнения возникают промытые высокопроницаемые зоны, по которым преимущественно движется вода. При этом, менее проницаемые нефтенасыщенные участки, остаются неохваченными вытеснением водой. Изоляционные работы на месторождении проводятся обработкой призабойной зоны (ОПЗ) скважины специальными композициями, которые проникают в высокопроницаемые каналы и блокируют дальнейшее движение воды.

В качестве агента, для выравнивания профиля приемистости, был применен водный раствор биополимера геллан.

Закачка раствора производилась персоналом и техникой компании ЮВСТ, согласно, разработанному в АО «НИПИнефтегаз», плану организации работ, в присутствии представителей АО «Тургай Петролеум», АО «НИПИнефтегаз», КазНТУ им. К.И. Сатпаева, Института нефтепромысловой химии.

В результате, в каждую скважину было закачено по 1 т геллана, в виде раствора на пресной воде, с концентрацией до 0,5% в скважину 3065 и до 1% в скважину 3383, с предварительной обработкой призабойной зоны бактерицидом. Скорость закачки – 15 м³/час.

После проведенных обработок, выполнялся комплекс исследований и наблюдений за режимом работы обработанных нагнетательных скважин и режимом работы реагирующих добывающих скважин. В результате, по

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

состоянию на 01.01.2014 получены результаты, позволяющие охарактеризовать проведенные работы как эффективные.

Сравнение данных дебита нефти и обводненности реагирующих скважин, до и после воздействия раствором геллана на влияющую скважину 3065, показывает снижение уровня обводненности и увеличение дебита нефти. В сравнении с исходными начальными данными, после действия раствора геллана на пласт, дебит нефти, в среднем, вырос на 4-6 м³/сут, и на 2,5-4% уменьшилась обводненность добываемой жидкости.

Сравнение показателей работы реагирующих скважин, до и после воздействия раствором геллана на влияющую скважину 3383, показывает, что, после действия раствора геллана на пласт, дебит нефти вырос на 4-12 м³/сут, и на 1,5-2% уменьшилась обводненность добываемой жидкости.

Положительные изменения показателей работы скважин характеризуют технологическую эффективность технологии, которая обусловлена:

- снижением объемов закачиваемой воды в нагнетательную скважину;
- перераспределением направления фильтрационных потоков;
- подключением к закачке воды низкопроницаемых пропластков нефтенасыщенной части пласта;
- снижением обводненности добываемой продукции в скважинах, реагирующих на закачку воды (снижением добычи воды).

Технологическая эффективность, обычно определяется путем сравнения прогнозного дебита нефти, по результатам добычи до ОПИ, с дебитом нефти, полученным во время ОПИ. Если сравнение в пользу добычи во время ОПИ, то технология признается как эффективная.

В качестве прогнозных значений строился тренд, согласно экспоненциальному закону. Так, в результате ОПИ по скважине 3065 дополнительная добыча нефти за три месяца, по трем реагирующим скважинам, составила 2450, 5 т (рис. 2).

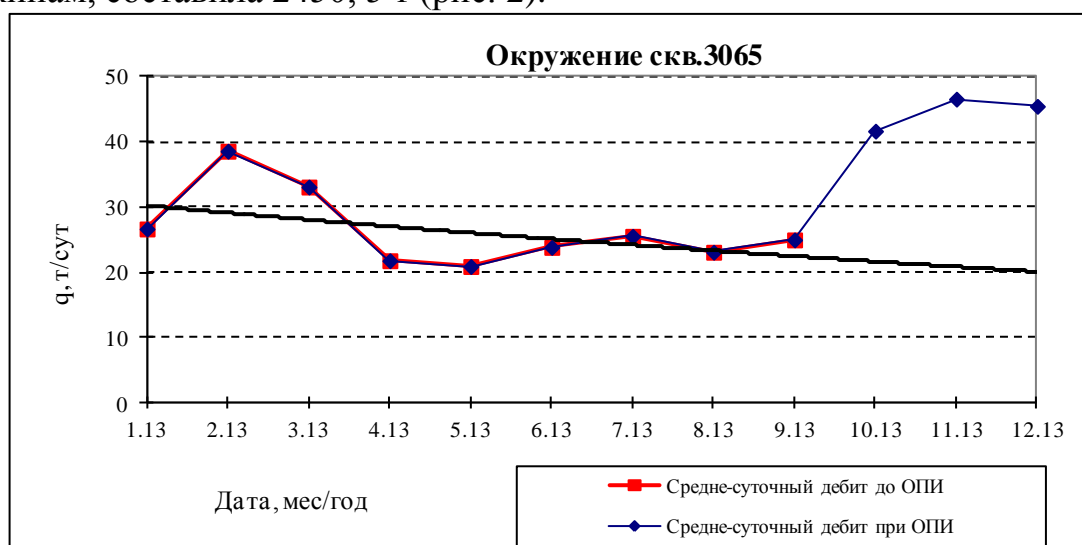


Рис. 2. Дополнительная добыча нефти за три месяца по трем реагирующим скважинам на скважине 3065

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

По скважине 3383 дополнительная добыча нефти за три месяца, по трем реагирующим скважинам, составила 2005,5 т (рис. 3).

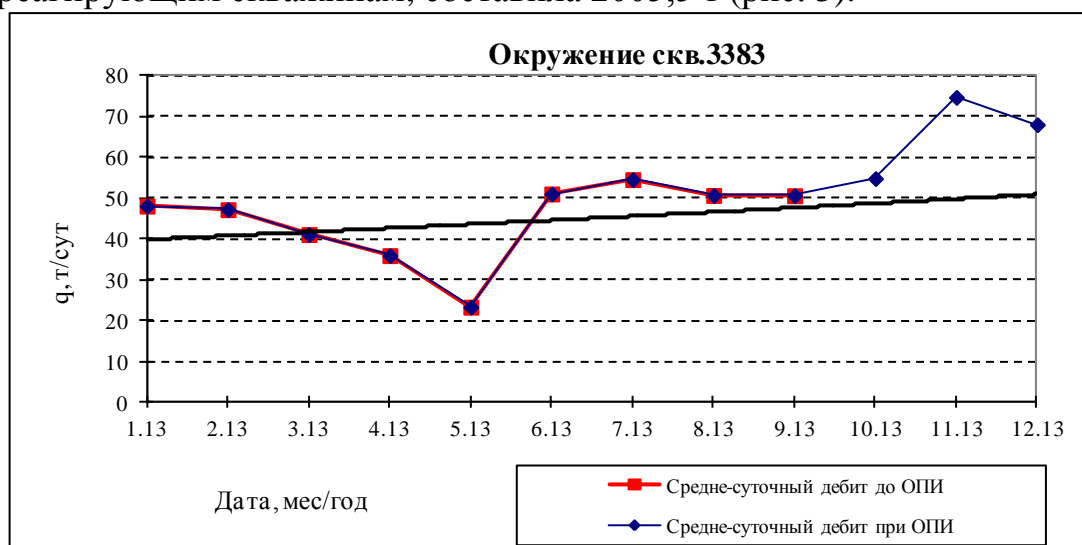


Рис. 3. Дополнительная добыча нефти за три месяца по трем реагирующим скважинам на скважине 3383

Методы прогнозирования значений КИН, в зависимости от динамики роста обводнения продукции и отбора жидкости, при уточнении технологических показателей разработки, получили широкое развитие в нефтяной науке, благодаря работам Сазонова Б.Ф., Пирвердяна А.М., Перепеличенко В.Ф., Камбарова Г.С., Мартоса В.Н., Копытова А.В., Сипачева Н.В., Посевича А.Г., Назарова С.Н., Максимова М.И., Ревенко В.Н., Амелина И. Д., Давыдова А. В., Борисова Ю.П., Орлова В.С., Бочарова В.А. и других. Поэтому, технологическая эффективность, в целом по участкам применения геллана, определялась также по характеристикам вытеснения Камбарова Г.С., Сазонова Б.Ф. и Максимова М.И. В результате получены данные по разным характеристикам вытеснения: по экспоненциальному закону - 4456,1 т; по характеристике вытеснения Максимова - 6289,7 т; по характеристике вытеснения Сазонова - 6352,5 т; по характеристике вытеснения Камбарова - 4977,1 т; усреднённое значение по 4 вариантам - 5518,9 т.

Таким образом, согласно приведенным расчетам, технологический эффект, от проведённых ОПИ закачки геллана, за 3 месяца составил 5518,9 т.

Дальнейшее наблюдение, за работой контрольных скважин, позволит определить срок действия технологии (продолжительность эффекта).

Список использованных источников

1. Kang K.S. et al, EP 12552 и патенты США №№4326052, 4326053, 4377636 и 43 85125.
2. O'Neill M.A., et al., Carbohydrate Res., 124, [1983], 123 and Jansson P.E., et al., Carbohydrate Res., 124, 1983, 135.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

3. Amici E., Clark A.H., Normand V., Johnson N.B., Interpenetrating network formation in gellan-agarose gel composites, *Biomacromolecules*, 2000, V.1, P.721-729.

УДК 665.637.8

*Батманов К.Б., профессор, доктор PhD, (Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга им. Ш.Есенова, г.Актау)
Абдыкалыков С.Е. (АО «НИПИнефтегаз»)*

Природный битум Казахстана – сырьё для дорожно-строительной индустрии

Одним из важнейших факторов экономического роста страны является опережающее развитие её транспортной инфраструктуры.

По данным «Государственной программы развития и интеграции инфраструктуры транспортной системы Республики Казахстан до 2020», протяженность автомобильных дорог Казахстана составляет 128,3 тыс. км, из которых более 97,4 тыс. км автодороги общего пользования, в том числе 23,5 тыс. км республиканского значения и 73,9 тыс. км областного и районного значения.

В 2013 году транспортно-эксплуатационное состояние автомобильных дорог общего пользования следующее: в хорошем техническом состоянии – 20%, удовлетворительном – 47% и неудовлетворительном – 33%.

Вследствие роста интенсивности движения и, особенно, движения тяжелого автотранспорта, происходит ускоренное старение дорожных инфраструктур. Кроме того, низкое качество дорожных покрытий, несвоевременный и некачественный их ремонт, из-за отсутствия, соответствующей общепризнанным стандартам, дорожной спецтехники, отсутствием производства, выпускающего качественный дорожно-строительный материал и дорожный битум, - все это, в конечном итоге, приводит к массовым разрушениям дорожных покрытий, что, в свою очередь, наносит значительный ущерб экономике страны.

Республика испытывает постоянную потребность в дорожных и строительных битумах. Из-за дефицита дорожных битумов и, как следствие, из-за недостаточной обеспеченности нормальной дорожной сетью, промышленные и сельскохозяйственные предприятия несут потери, составляющие миллиарды тенге. В Казахстане, за счет собственного производства нефтяного битума, потребность в дорожно-строительных битумах удовлетворяется только на 20%. На перспективу ожидается дефицит в дорожно-строительных битумах в объеме 3,5 - 5,5 млн. т/год.

В тоже время, Республика обладает необходимым сырьем для производства дорожно-строительных материалов, как в части минеральной

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

составляющей, так и наличием основного компонента вязущего материала, каковым является природный битум (кир).

Природные битумы (ПБ) - органические соединения, являющиеся естественными продуктами превращений нефтей, обладающие первичной углеводородной основой, имеющие твердую и вязкую консистенцию. Методы разработки месторождений природных битумов зависят от их геолого-литологических характеристик и физико-химических свойств углеводородной массы. Около 10% месторождений природных битумов Республики Казахстан могут разрабатываться только шахтными методами, с подъемом породы на дневную поверхность.

На территории Республики Казахстан, к настоящему времени, ориентировочно, выявлено до 200 залежей природных битумов, с прогнозными запасами 1,4 млрд. т, которые залегают на глубинах до 400 м. Значительная доля (60-70%) природных битумов находится на территории Мангистауской области. Наиболее крупные и перспективные месторождения нефтебитуминозных (НБП) пород Мангышлака - Беке-Таспас, Тюбеджик и Джангуршы. Общие запасы НБП пород составляют, ориентировочно, 150-250 млн. т, битумонасыщенность которых колеблется от 7,2 до 25,6% от общей массы (в среднем 13,9%).

С целью изучения возможности использования НБП в качестве альтернативного углеводородного сырья, были проведены исследования на определение и изучение физико-химического, минералогического состава, а также качественных показателей органической части нефтебитуминозных пород, путем выделения последних различными способами.

В частности, был изучен физико-химический, минералогический состав битума Беке-Таспасского месторождения (Таблица 1).

Таблица 1. Физико-химический состав битуминозной породы Беке-Таспасского месторождения (класс битума - асфальт)

Смола, %	Масло, %	Асфальтены, %	Удельный вес, кг/м ³	Применение
17,7-38,7	48,7-74,5	4,5-12,5	1130-1260	Вязкость по стандартному вискозиметру с отверстием 5 мм при T=60°C равна 434-1693 с

Качественные характеристики и потенциальное содержание углеводородной части и других минеральных соединений в НБП, определялось с применением различных физико-химических методов. Извлечение органической части НБП осуществлялось экстракционными и термическими способами и представлены в таблицах 2 и 3.

Термическое извлечение органической части НБП осуществлялось на лабораторной установке коксования, состоящей из куба нагревательной печи, конденсатора-холодильника, сборника дистиллята, абсорбера, газового

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

счетчика и сборника газообразных продуктов. Процесс проводился при температуре 400...500⁰С.

Таблица 2. Основные свойства органической части нефтетуმიнозной породы месторождения Беке-Таспас, выделенной методом экстракции

Показатель	Значение
Плотность, ρ_4^{20} г/см ³	1,018
Содержание общ. серы, % масс.	1,12
Элементный состав, % масс.:	
Углерод	85,53
Водород	11,80
Кислород	2,02
Азот	0,65
Зольность, % масс.	0,25
Коксуемость, % масс.	28,4
Кинематическая вязкость при 80 ⁰ С	23,0
Глубина проникновения при d = 0,1	19,0
Содержание, % масс.:	
масел	25,0
смола	42,4
асфальтенов	33,4
Фракционный состав:	Выход продукта, масс %
Содержание органической части НБП* в том числе:	16,2
Бензин фракция 180 ⁰ С	0,14/0,1
Дизельное топливо(180...350 ⁰ С)	0,17/1,1
Масляные дистилл.	1,7/11,6
фракция 350...400 ⁰ С	1,32/9,1
фракция 400...460 ⁰ С	4,8/22,5
Остаток выкипающий >460 ⁰ С	9,8/55,6
Итого	17,93/100

*В знаменателе - выход продуктов в расчете на органическую часть НБП, в числителе – выход продуктов на исходную НБП.

Таблица 3. Основные свойства фракции НБП месторождения Беке-Таспас, выделенной путем термической обработки

Показатель	Значение
Плотность, г/см ³	0,826
Содержание общей серы, % масс.	0,68
Коэффициент преломления	1,438
Молекулярная масса	258
Зольность, % мас.	0,65
Коксуемость, % мас.	13,6
Температура вспышки. ⁰ С	43,0
Температура застывания, ⁰ С	-35
Йодное число, I ₂ на 100 г НБП	82,5

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Фракционный состав:	Выход продукта, масс %
Выход продуктов, % мас:	
Газообразные	1,8/9,8
Бензин фракция н.к 180°C	2,4/14,8
Керосиногазойлевые 180...350°C	6,8/43,6
Остаток, выкипающие >350°C	3,5/22,2
Кокс	1,5/9,6

Из качественных характеристик широкой фракции продуктов термодеструктивной переработки (ТДП) нефтебитуминозных пород видно, что она, по многим физико-химическим показателям, сходна с нефтяными фракциями, за исключением содержания олефинов (йодное число 80,2 - 82,5 г I₂ на 100 г НБП).

Дальнейшие исследования основных фракции показали, что бензиновая фракция, вследствие значительного содержания непредельных углеводородов, не позволяет использовать ее напрямую в качестве сырья каталитического риформинга, без предварительного гидрокаталитического облагораживания.

Керосино-газойлевая фракция 180...350°C, имеющая низкую температуру застывания -41...-47°C, является прекрасным сырьем для получения дизельного и авиационного топлива, после предварительной гидроочистки.

Фракции свыше 350°C соответствуют требованиям, предъявляемым к легко-судовому топливу, а также компоненту для котельного топлива, и сырью для производства нефтяного электрода. Кроме того, отмечено, что окисление фракций органической части НБП, выкипающих при температуре более 500°C, позволяет получить из него товарные марки битумов, отвечающих требованиям ГОСТ 22245-90 «Битумы нефтяные дорожные вязкие».

Разведанные запасы природных битумов могут обеспечить всю Республику в создании дешевых и качественных дорожных покрытий. Однако, только наличие соответствующего материала не определяет качество и жизнеспособность дорожного покрытия, необходим комплексный подход к решению данного вопроса.

Поэтому необходимо создание дорожно-строительной индустрии, которая занималась бы не только производством битумов, дорожно-строительных материалов и покрытий из отечественного сырья, но и, наряду с этим, создавала бы всю дорожно-сервисную инфраструктуру, которая имеет важное экономическое и стратегическое значение.

С учетом практической и экономической значимости развития несырьевого сектора экономики, необходимо создание в Мангистауской области, в силу 70% сосредоточения основных сырьевых источников, Центрально-Азиатского дорожно-строительного консорциума (кластера) по добыче и переработке природного битума (кира) и минеральной

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

составляющей в дорожно-строительные материалы, и формирование дорожно-сервисной инфраструктуры Республики.

В первую очередь, необходимо приступить к разработке, добыче и переработке природного битума с Беке-Таспасского месторождения – ориентировочный запас природного битума - 35 млн. т, битумонасыщенность которых колеблется в пределах от 7,2 до 20,6% (в среднем 13,9%).

Второй перспективной зоной является Тюб-Караганский вал (месторождения Тюбеджик, Джангуршы, Бельтуран), запасы природного битума (кира) которого оцениваются в 190-195 млн. т.

Следует особо отметить, что эти месторождения природного битума обнажаются на поверхности или имеют очень низкие значения коэффициента вскрыши. Это является, несомненно, благоприятным фактором при промышленной разработке месторождения, как с экономической, так и с практической точки зрения.

В дальнейшем, на основе детального технико-экономического обоснования (ТЭО), необходимо рассмотреть вопрос целесообразности организации производства по комплексной и полной переработке природного битума (кира), с извлечением ценных редкоземельных (элементов) металлов, а также получение битумных изделий различного назначения.

Таким образом, проведенные исследования природного битума, на примере месторождения Беке-Таспас, показывают, что данное сырье является достойной альтернативой нефтяного битума для дорожно-строительной индустрии.

Список использованных источников

1. Батманов К.Б. «Применение природного битума (кира) Мангышлака в народном хозяйстве». Сб. тезисов Республиканской конференции «Научно-технические проблемы Западного Казахстана» г. Алматы, 1991 г.
2. Батманов К.Б. «Применение природного битума (кира) при строительстве насыпных сооружений и дамб». Сб. тезисов Республиканской конференции, г. Алматы, 1991 г.
3. Батманов К.Б., Мансуров З.А. «Разработка дорожно-строительного материала на основе природного битума». Сб. тезисов Международной конференции г. Уральск, 2006 г.
4. ГОСТ 22245-90 Битумы нефтяные дорожные вязкие.

УДК 620.193/197

Парышев Ю.Н., Манасова М.Н., Алибеккызы А. (АО «НИПИнефтегаз»)

Коррозия и защита магистрального морского водовода Актау-Жетыбай-Озен

Магистральный морской водовод Актау–Жетыбай–Озен, протяженностью 163 км, диаметром 1020 мм, материал исполнения Ст. 20, введен в эксплуатацию в 1974 году, с целью транспорта морской воды для ППД на нефтяные месторождения Жетыбай, Озен и др. Вода забирается на НСМ-1, со сбросного канала ТОО «КазАтомПром». Транспорт воды обеспечивают 4-мя насосными станциями морской воды (НСМ). С 1976 года магистральный морской водовод, защищается от внутренней коррозии ингибитором ортофосфорной кислотой (H_3PO_4) - 74% концентрации. Применение ингибитора позволило сохранить водовод в работоспособном состоянии до настоящего времени.

Морская вода, транспортируемая водоводом Актау-Жетыбай-Озен, обладает высокой коррозионной активностью (0,6837-0,7707 мм/год), которая обусловлена наличием в ней растворенного кислорода, до 8 мг/л, при нормальных условиях. В зимнее время, кислород в воде растворяется значительно больше, т.к. растворимость газов в воде зависит от парциального давления газа и температуры воды. Механизм коррозионного разрушения стали водовода – электрохимический, с кислородной деполяризацией. Минерализация морской воды на уровне 13261,84 мг/дм³ солей. Большое содержание хлоридов натрия, магния, кальция, калия обуславливают склонность морской воды вызывать локальные виды коррозии стали, за счет депассивирующего действия хлора.

Водовод не имеет систем подготовки воды (фильтрация, деаэрация и др.) и периодической очистки, методом прогона очистных устройств (ОУ), отсутствуют камеры запуска и приёма ОУ. В связи с чем, происходит накопление осадков на пониженных участках трассы водовода и может возникать щелевая коррозия и др. Основными видами коррозионных разрушений водовода являются: язвенная и питтинговая коррозия вдоль нижней образующей внутренней поверхности магистрального морского водовода. Локализация коррозии подтверждает щелевой механизм коррозии, кроме того, под осадками могут развиваться колонии сульфатвосстанавливающих анаэробных бактерий (СВБ), которые используют сульфаты для дыхания и продуцируют сероводород, что может значительно повышать коррозионную активность среды и приводить к язвенной коррозии.

Оценку коррозионной активности морской воды и эффективность защитного действия ингибитора, провели гравиметрическим методом в 2013 году. Контрольно-замерные устройства (КЗУ), для проведения коррозионных

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

исследований и отбора проб воды, были оборудованы на НСМ-2 (8 км после точки ввода), НСМ-3 (74 км после точки ввода), НСМ-4 (163 км после точки ввода ингибитора). Дозировка ингибитора коррозии в морскую воду за I и II полугодие 2013 года, составила 70 - 75 г/м³ морской воды. [1], [2]

На НСМ-1 КЗУ не устанавливали, оценку эффективности защитного действия ингибитора коррозии проводили по результатам лабораторных, гравиметрических исследований, в пробах воды со сбросного канала. Для проведения исследований процессов коррозии гравиметрическим методом, были подготовлены образцы, в соответствии с требованиями ГОСТ 9.905-82 [3] из материала Ст. 20, размером 50*20*2 мм.

На рис. 1 представлена динамика скорости коррозии (СК) в промысловых условиях без ингибитора (канал) и с ингибитором, по КЗУ.

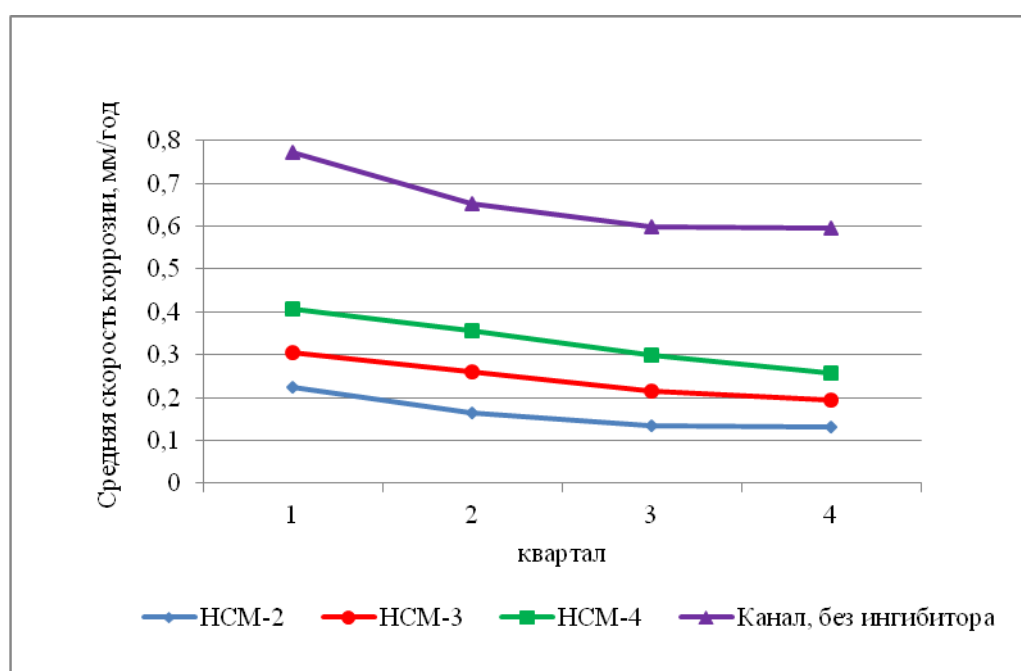


Рис. 1. Динамика скорости коррозии в промышленных условиях

Из рис. 1 следует, что СК, без применения ингибитора коррозии, составляет 0,6837-0,7707 мм/год. СК, без дозировки ингибитора, высокая, изменяется во времени от 0,7707 мм/год, в первом квартале, до 0,6837 мм/год в четвёртом, это связано с температурой воды: чем ниже температура воды, тем больше в воде растворяется кислорода воздуха - это первый и второй квартал, что и увеличивает СК. В условиях закачки ингибитора коррозии, СК достигает 0,1307 - 0,406 мм/год, что значительно ниже, чем без дозировки ингибитора.

На рис. 2 представлена динамика защитного эффекта ингибитора коррозии H_3PO_4 в промышленных условиях.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

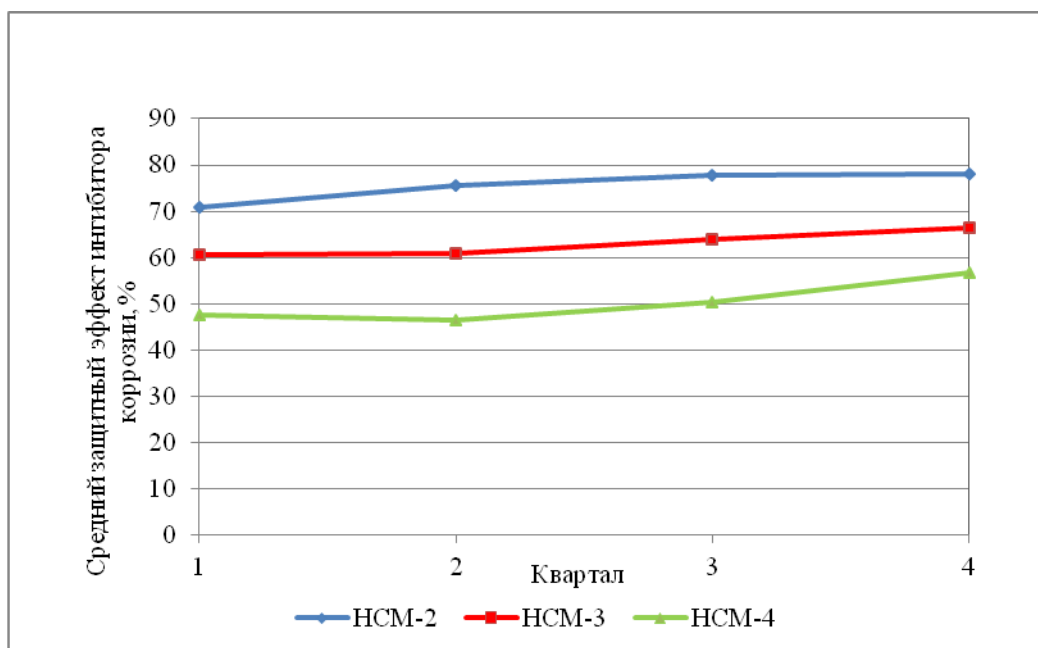


Рис. 2. Динамика защитного эффекта ингибитора в промышленных условиях

Из рис. 2 следует, что эффективность защиты ингибитором коррозии H_3PO_4 составляет: 78,1% в точке НСМ-2, 66,35% в точке НСМ-3 и 56,65% в точке НСМ-4.

На основании результатов гравиметрических исследований, проведенных в промысловых условиях за 2013 год, можно сделать вывод, что применение ингибитора коррозии ортофосфорной кислоты (H_3PO_4), в значительной степени, снижает коррозионную активность морской воды.

Результаты проведенных лабораторных и промышленных исследований за 2013 год, позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Коррозионная активность морской воды, по итогам 2013 г., составила 0,6837-0,7707 мм/год, по данным измерений СК проб воды со сбросного канала в лабораторных условиях.
2. Средний защитный эффект ингибитора коррозии H_3PO_4 в 2013 г., по исследованиям в лабораторных условиях проб воды отобранных по длине водовода, составляет 82,7 – 55,6%.
3. В водоводе происходит накопление осадков на пониженных участках трассы водовода и возникает щелевая коррозия, т.к. при проектировании водовода, не была предусмотрена периодическая очистка, методом прогона очистных устройств (ОУ), отсутствуют камеры запуска и приёма ОУ, кроме того, водовод не имеет систем подготовки воды (фильтрация, деаэрация и др.).
4. Для повышения эффективности защиты, надежности и работоспособности водовода, рекомендуется проводить периодическую очистку водовода с помощью гелеобразных пробок или другими методами, и подготовку воды - фильтрацию, деаэрацию и др.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

5. Не допускать попадание песка в магистральный морской водовод при проведении ремонтных работ, установкой катушек и в процессе реконструкции участков водовода.

Список использованных источников

1. Отчет о НИР «Определение степени коррозионного воздействия транспортируемой морской воды на внутреннюю поверхность водовода Актау-Озен за I полугодие», АО «НИПИнефтегаз», 2013 г.
2. Отчет о НИР «Определение степени коррозионного воздействия транспортируемой морской воды на внутреннюю поверхность водовода Актау-Озен за II полугодие», АО «НИПИнефтегаз», 2013 г.
3. ГОСТ 9.905-82 «Методы коррозионных испытаний. Общие требования. Методы определения защитной способности».

УДК 622.276.6

*Салихов М.Х., к.э.н., Кешубаев Г.К., Прапорщиков В.И.,
Герштанский О.С., д.т.н., Саенко О.Б.,*

Применение химических реагентов в процессах добычи нефти нефтегазового комплекса РК

О том, что на ряде месторождений, нефтяники подошли к возможному пределу добычи, говорит, например, тот факт, что специалисты, уже довольно серьезно, обсуждают методы и технологии добычи трудноизвлекаемых запасов.

Основные надежды нефтяников, на сохранение хотя бы нынешнего уровня добычи, связаны с развитием качественных нефтесервисных услуг и применением новых методов добычи, тем более, что резерв здесь, просто громадный. В 90-е годы, в Казахстане коэффициент извлечения нефти (КИН) составлял 42%, сейчас он упал до 28-29%.

Один из резервов роста нефтедобычи в Казахстане – в возвращении КИН к уровню двадцатилетней давности.

По данным аналитических агентств, объем нефтесервисного рынка Казахстана в 2008 году составил 2,4 млрд. долларов США (более свежих данных не опубликовано).

В ближайшие годы, наиболее интенсивный рост рынка нефтесервисных услуг в Казахстане, ожидается в бурении (как разведочном, так и эксплуатационном), высокотехнологичных химических методах интенсификации добычи и геофизических исследованиях.

В целом, процессы нефтедобычи и связанные с ними методы, показаны на рис.1.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

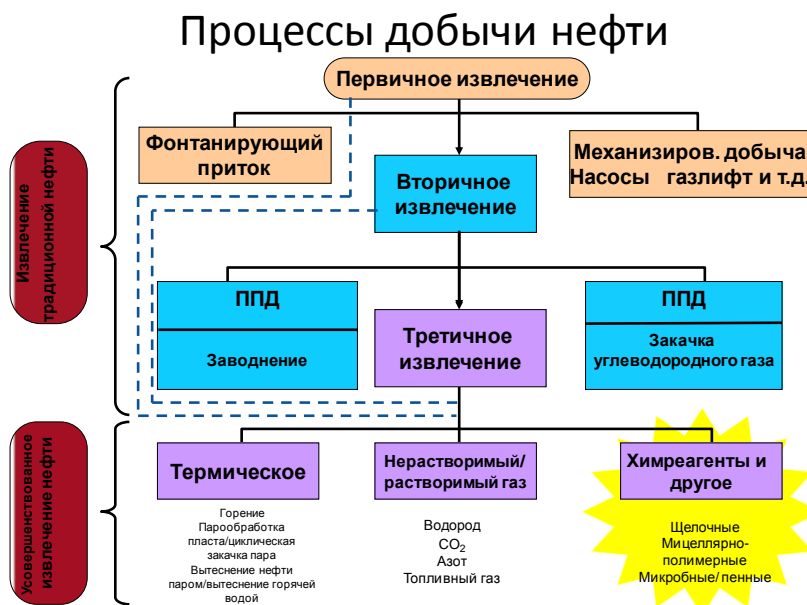


Рис. 1. Процессы добычи нефти

На нефтесервисном рынке Казахстана сегодня действуют, по разным оценкам, от 100 до 200 компаний, но только около ста из них можно рассматривать как серьезных игроков. Условно, компании можно разделить на три категории: международные сервисные компании, национальные сервисные компании и сервисные подразделения, входящие в структуру нефтяных компаний.

Компании действуют на своё усмотрение, нет единой политики, нет отечественного производителя химпродуктов, что приводит к выводу денежных средств из страны и поддержке зарубежной экономики.

В результате, главным принципом стало - не правильное и эффективное использование химии в процессах повышения нефтеотдачи, а неумеренный закуп сомнительных или непроверенных реагентов для скороспелых технологий, за различные предпочтения от зарубежных производителей.

Проблемы в нефтедобыче мы условно разбили на проблемы в ППД (рис.2) и проблемы в нефтесборе (рис.3).

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА



Рис. 2. Проблемы в системе поддержания пластового давления

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

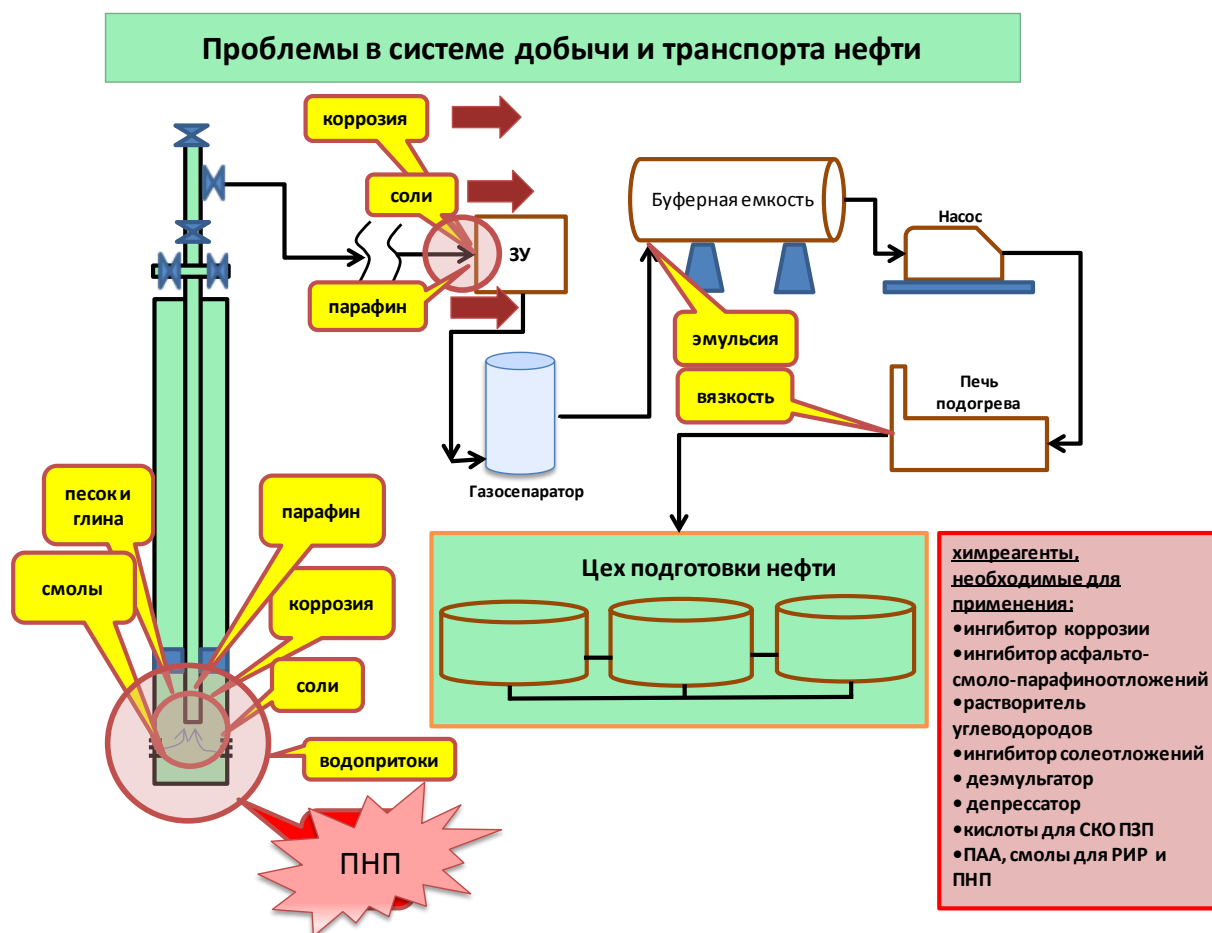


Рис. 3. Проблемы в системе добычи нефти и газа

Тенденцией последних лет стало выделение нефтесервисных подразделений из состава добывающих компаний. Если в 2003 году, более 80% сервисных услуг, оказывалось аффилированными сервисными компаниями и сервисными подразделениями нефтяных компаний, то сейчас эта цифра оценивается всего в 20-30%. При этом, на рынке идут интенсивные процессы слияния/поглощения, на рынок выходят новые международные, национальные компании, компании из России.

Полное отсутствие контроля за применением нефтехимии не позволяет систематизировать эффективность мероприятий, оценить прирост добычи за счет химии. Текущая ситуация по применению химреагентов представлена на рис. 4.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Текущая ситуация по применению химических реагентов в отрасли

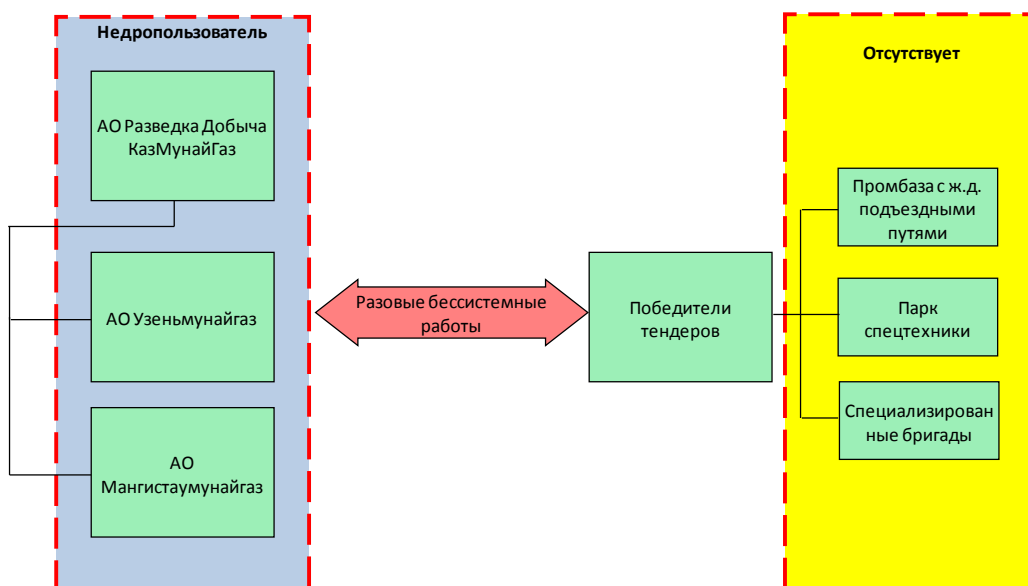


Рис. 4. Текущая ситуация по применению химических реагентов в отрасли

Опыт организации применения химреагентов в отрасли, разработанный и функционировавший в СССР, показан на рис.5.

Опыт организации применения химических реагентов в отрасли

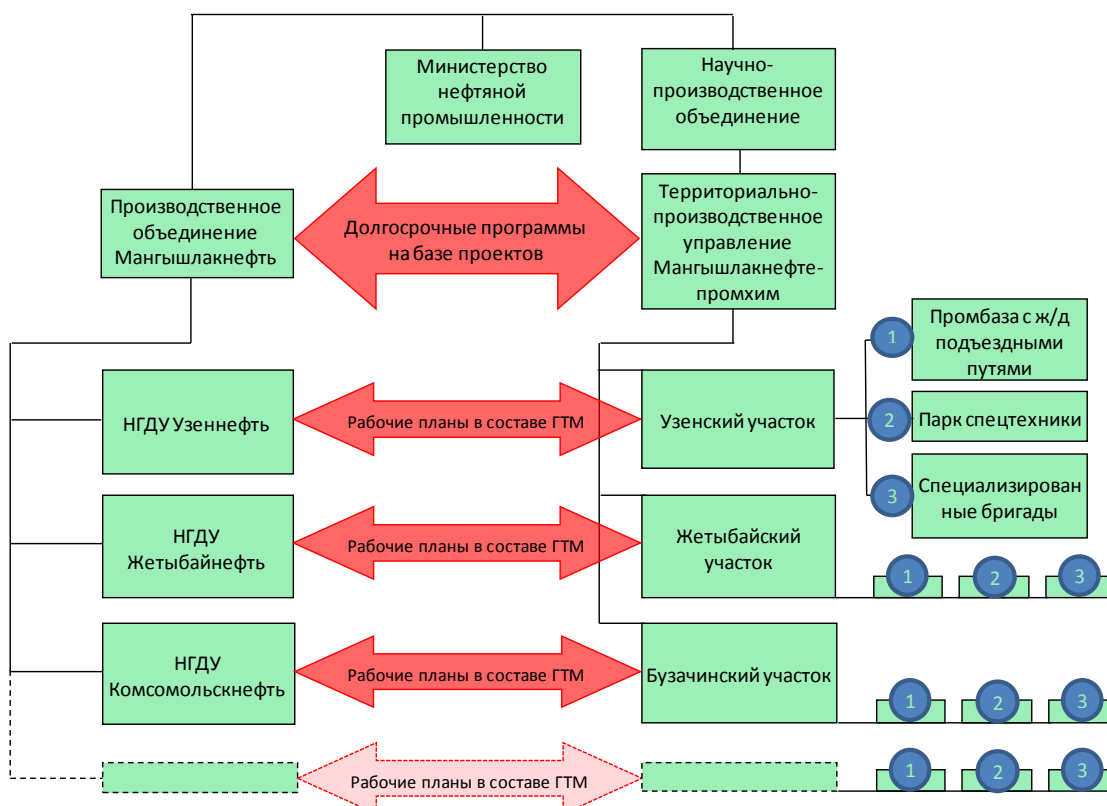


Рис. 5. Опыт организации применения химических реагентов в отрасли

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Несмотря на широкое разнообразие МУН, коэффициент нефтеизвлечения пластов, с трудноизвлекаемыми и низкокачественными запасами, остается низким, в пределах $0,2 \div 0,4$, и даже снижается. Этому есть немало причин.

Для наиболее распространенных, из числа МУН, химических методов (доля в годовом балансе дополнительно от добытой нефти, в среднем, за последние пять лет по России около 60%), основной проблемой является прогрессирующая обводненность пластов. Поскольку суть метода заключается в вытеснении нефти водными растворами ПАВ, полимеров, щелочей, кислот и их комбинаций, то применение в таких пластах указанных веществ не столь эффективно, как при первичном вытеснении и на начальной стадии обводнения. Немало проблем возникает и при выборе того или иного химического метода. На сегодняшний день, их количество составляет уже десятки, и выбрать из них, наиболее эффективные в каждом конкретном случае, довольно сложно. Необходимо учитывать особенности геологического строения залежей, неоднородность жидкостей. Возникает даже обратная ситуация: эффективность применения химических МУН на одном продуктивном пласте значительно возрастает при уменьшении числа используемых технологий.

Процессы разработки месторождений, на наш взгляд, представляют следующую структуру (рис.6).



Рис. 6. Процессы разработки месторождения нефти и газа

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Немалую роль, в применении химических методов, играют экономические ограничения, связанные с резким ростом стоимости используемых химических продуктов.

Как показывает мировая практика, наиболее эффективной формой экономического роста является создание промышленно-технологических кластеров. В условиях мировой глобализации, высокую конкурентоспособность страны могут обеспечить не отдельные (пусть даже крупные и технологически развитые) фирмы, а кластеры хозяйствующих субъектов, связанные между собой тесными экономическими взаимоотношениями.

В связи с этим, назрела настоятельная необходимость в корне пересмотреть всю идеологию развития отечественной нефтегазовой отрасли, в основу которой, до настоящего времени, закладывается, как главный приоритет, интенсивное извлечение углеводородных ресурсов и их экспорт на мировые рынки. Одним из направлений развития, способным повысить эффективность и конкурентоспособность функционирования отрасли, представляется реализация кластерных инициатив, благодаря которым может быть значительно увеличен удельный вес перерабатывающего сектора в общей структуре промышленного производства и выпуск товарной продукции с высокой долей добавленной стоимости. Тем самым, можно создать отечественное производство химреагентов для нефтегазовой отрасли, которое не будет зависеть от конъюнктуры рынка, нефтедоллары будут вкладываться в создание производства и новых рабочих мест. Насытив внутренний рынок, высокотехнологичный товар можно поставлять на внешний рынок и конкурировать с мировыми лидерами, которые, практически, монополизировали химию для нефтедобычи.

Предлагается следующая структура кластера (рис.7).

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

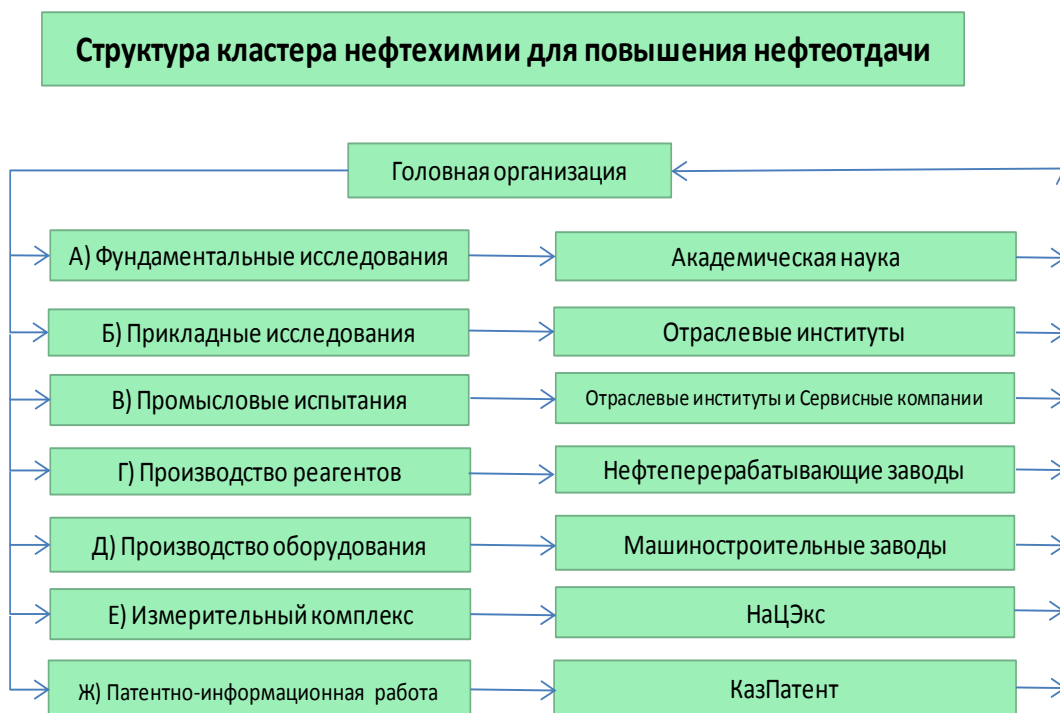


Рис. 7. Структура кластера нефтехимии для повышения нефтеотдачи

Среди факторов, сдерживающих развитие кластеров в РК, - низкое качество управления совместным бизнесом в отдельных секторах деятельности международных хозяйственных структур; слабый уровень развития приграничных территориальных кооперационных структур, которые, как правило, самостоятельно не справляются с задачей выработки и реализации приоритетов для продвижения интересов регионального бизнеса; недостаточный уровень коллективных плановых и программных решений по территориальному хозяйственному развитию; растянутые горизонты достижения ожидаемых результатов.

Однако видеть, в качестве основной задачи развития, всей совокупности подсистем нефтяной промышленности республики, только интенсификацию одного звена – нефтедобычу, означает потерю темпов и возможностей формирования единого национального комплекса, приоритетными задачами которого должны стать системные проработки, охватывающие средне- и долгосрочную перспективу в добыче, транспортировке, переработке сырья, а также решение социально-экономических и экологических проблем.

Другое направление реструктуризации нефтегазового комплекса связывается с реализацией ряда проектов, в основу которых положено создание нефтегазохимических производств. И в этом случае, сложившаяся на сегодня ситуация свидетельствует о том, что важные, экономически оправданные, начинания не реализуются ввиду многих причин объективного и субъективного характера. Достаточно отметить, что широко разрекламированная в 2005 г., идея создания первого интегрированного нефтехимического комплекса в пос. Карабатан, до сих пор не имеет конкретных контуров реализации.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Ядром, концентрирующим вокруг себя выпуск необходимой для данных объектов продукции, должен стать новый нефтехимический комплекс, в технологическом отношении способный выделить из поступающего на переработку сырья – нефтяного газа, всю гамму продукции, использование которых в последующих процессах позволит выработать широкий ассортимент товаров, имеющих высокую добавленную стоимость и высокую конкурентоспособность на внешнем и внутреннем рынках.

Таким ядром должен стать первый интегрированный нефтехимический комплекс в Атырауской области (АНПЗ) (вблизи пос. Карабатан), состоящий из органически связанных промышленных зон, исходным сырьем для которых послужит попутный газ Тенгизского и Кашаганского месторождений.

Здесь же должно быть предусмотрено производство химических реагентов для нефтедобывающих предприятий. На базе производственных мощностей АНПЗ может осуществляться производство бензола, параксилола, растворителей.

Авторами предлагается организация кластера нефтехимии на базе специальной экономической зоны (СЭЗ) морпорта Актау. На территории СЭЗ будет происходить прием зарубежных поставок, осуществление входного контроля, вспомогательное производство некоторых химпродуктов и производство реагентов, из поставленных концентратов. Там же будет осуществляться приготовление комплексных реагентов на основании рецептур, наработанных институтами. Примерная схема организации кластера нефтехимии приведена на рис.8.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА



Рис.8. Схема организации кластера нефтехимии для ПНП

Следует отметить, что формирование нефтехимических производств не должно ограничиваться выработкой промежуточной продукции. Эффективность их функционирования, как правило, связана с уровнем комплексности использования первичных ресурсов, что предопределяет необходимость выпуска конечной продукции, потребность в которой велика в различных отраслях экономики страны. Кроме того, значительная часть этого ассортимента позволяет дать стимул развитию отдельных отраслей промышленности (легкая, машиностроение, резинотехническая).

На основе анализа потребностей в нефтехимической продукции международного рынка, в региональном аспекте для Казахстана, экономически, наиболее выгодным, будет создание нефтехимических производств по выпуску базовой нефтехимической продукции – растворителей, которые могут успешно использоваться при обработках скважин - этиленгликоля, бензола, метанола, ксилола, толуола, ацетона и пр.

Следующим этапом, реализации проектов создания кластеров, могло бы стать внедрение проектов по выпуску широкой гаммы нефтехимической продукции, прямо ориентированной на нефтедобычу и повышение нефтеотдачи (деэмульгаторы, поверхностно-активные вещества, ингибиторы коррозии, асфальтосмолопарафиноотложений, солей, бактерицидов и другой продукции), в том числе, на основе использования нефти и остатков ее переработки.

Здесь обязательно должны быть задействованы производства неорганической химии – кислот, щелочей, солей – которые имеют широко

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

распространенное использование в процессах бурения, освоения, ремонта скважин, их стимулирования, а также при подготовке и транспорте нефти.

Исходя из изложенного, может быть сформулирован основной вывод: несмотря на высокую капиталоемкость строительства нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических комплексов, это направление развития должно получить всемерную поддержку, так как оно является основой развития обрабатывающих отраслей промышленности, продукция которых востребована на внешнем и внутреннем рынках.

В целом, состояние применения химреагентов, для повышения нефтеотдачи, в Казахстане такое, каким оно представлено на рис.9.

применение	есть	производство	нет*
наименование	есть	наименование	нет
назначение	есть	объем потребления	нет
производитель	нет	цена продукта	нет
эффективность	нет	оценка затрат	нет
объем	нет	эффективность	нет
оценка затрат	нет	лицензиары	нет
научное сопровождение	нет	производители	нет
потенциальные организации	есть	сложность	нет
		затратность	нет
		потенциальные производители	нет

*Примечание: СП Рауан-Налко (г.Атырау) из концентратов производит реагенты: деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, ингибиторы солеотложений и бактерициды

Рис. 9. Применение химических реагентов для ПНП в РК

Необходимость структурных преобразований в промышленности, в сторону увеличения доли нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств, сегодня, практически, не вызывает сомнений. Однако каждый новый документ, предлагаемый в качестве национальной программы развития, лишь в незначительной степени отражает прогрессивные изменения структурного характера. В них, как правило, основные акценты расставлены вокруг процессов реконструкции действующих заводов, строительства ряда новых перерабатывающих предприятий, комплексность использования исходного сырья на которых, находится на невысоком уровне. Столь неэффективный сценарий перспектив нефтегазопереработки и нефтехимии прослеживается в Государственных национальных программах развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Казахстан. Этим программам не хватает детальной проработки главного звена – комплексности использования поступающего сырья, вплоть до получения готовой продукции, реализация которой, в условиях становления рыночной экономики, способна обеспечить удовлетворение собственных потребностей.

Главным сдерживавшим фактором, наращивания потенциала нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической отраслей, в прошлом являлась незаинтересованность отдельных лиц, из высших органов управления хозяйством республики и регионов, в создании для себя дополнительных сложностей, сопутствующих строительству, и последующей эксплуатации, столь сложных объектов, функционирование которых, при малейших нарушениях технологического режима и правил безопасности, было чревато крупными нарушениями экологического равновесия.

Теперь, собственно, об ассортименте применяемой (необходимой) продукции. Химические методы повышения нефтеотдачи включают в себя:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ;
- вытеснение нефти водными растворами ПАА;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти кислотами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов.

Если речь идет об обработке призабойной зоны пласта, с целью промывки от органических отложений, то это могут быть органические растворители – удалители асфальтосмолопарафиновых отложений.

Если речь идет об обработке призабойной зоны пласта, с целью очистки от пленочных отложений, то это могут быть поверхностно-активные вещества, которые делают гидрофильные каналы гидрофобными. То есть ПАВ применяются для гидрофобизации призабойной зоны пласта (ПЗП), с целью увеличения нефтеотдачи.

Если речь идет об изоляции водопритока, с определенного интервала пласта, то это могут быть органические полимеры – гидролизованные полиакриламиды, биополимеры-полисахариды (ксантан, геллан), неорганические гелеобразователи – жидкое стекло (силикат натрия), кремнийорганические гелеобразователи (этоксисилоксан, алкиловый эфир ортокремневой кислоты, метиловый или этиловый эфир ортокремневой кислоты - этилсиликат, метилсиликат) и прочие.

Прежде всего, необходимо четко знать, что происходило в части организации применения химреагентов, от советского времени до наших дней, на месторождениях Мангистауской, Кызылординской, Атырауской, Актюбинской областях. Эта информация есть в архивах недропользователей, и должна быть внесена в опросный лист по единой форме, например, показанной в таблице 1.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 1. Применение химических реагентов на месторождениях Казахстана

Реагент, марка	Область применения, производитель	Показатели и эффективность
Полиакриламид (ПАА) CS-35	Гидролизированный полимер для загущения воды Sanio, Япония Для увеличения нефтеотдачи пласта	Дозировка 0,001%-0.1% для увеличения нефтеотдачи пласта
Полиакриламид (ПАА) CS-35	Гидролизированный полимер для загущения воды Sanio, Япония Для водоизоляции в виде ВУСа со сшивателем	Дозировка 0,1%-1% для РИР
Полиакриламид (ПАА) CS-35	Гидролизированный полимер для загущения воды Sanio, Япония 1. Для ВПП 2. Для потокоотклоняющих технологий	Дозировка 0,1%-1% для ВПП
ПАВ ОП-10	Поверхностно-активное вещество для обработки скважин	Показатели и эффективность
Ксантан	Биополимер-полисахарид. Для водоизоляции в виде ВУСа со сшивателем	Показатели и эффективность
Геллан	Биополимер-полисахарид, Китай, фабрика DSM Zhongken Biotechnology. 1. Для водоизоляции в виде ВУС 2. Для ВПП	Дозировка 0,1%-1% для РИР и ВПП
Серная кислота	Для интенсификации добычи нефти	Показатели и эффективность
Соляная кислота	Для интенсификации добычи нефти	Показатели и эффективность
Ингибитор коррозии	Снижение скорости коррозии	Показатели и эффективность
Ингибитор АСПО	Удаление органических отложений	Показатели и эффективность
Бактерицид	Подавление сульфатредукции	Показатели и эффективность
Ингибитор солеотложений	Удаление неорганических отложений	Показатели и эффективность
Деземulgатор	Улучшение расслоения воды	Показатели и эффективность
Другое		Показатели и эффективность

Необходимо собрать информацию по применяемым реагентам, объемам применения и их технологической и экономической эффективности.

Надо оценить затраты, окупаемость и прочее, то есть провести технико-экономическую оценку (ТЭО) применения химреагентов в нефтегазовом комплексе.

После ТЭО, необходимо рассмотреть существующие производства нефтехимии (как органики, так и неорганики) и возможность увеличения объемов существующего производства, с учетом того, что некоторые виды реагентов уже производятся (например, серная кислота, каустическая сода, хлористый натрий, ПАВ, дизельное топливо и т.д.).

Далее, в соответствии с информацией по применяемым реагентам, требуется определить перечень востребованной химии и, совместно с производством, составить программу производства новых продуктов.

Нефтегазовым институтам разработать и испытать новые методы повышения нефтеотдачи (МПН), согласно забытой процедуре «Разработка технологических процессов».

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Из числа проектных институтов, назначить головной институт, который станет согласовательным органом и держателем реестра технологий.

Возможно, в качестве обоснования применения МПН, в Проектах разработки нефтегазовых месторождений включать уже разработанные методы, предусмотреть мониторинг авторской организацией, корректировку состава и объема применения и т.д.

Для обоснования необходимости создания кластера повышения нефтеотдачи, поручить министерству, провести анализ причин, что мешает широкому и успешному развитию увеличения нефтеотдачи в РК - отсутствие инфраструктуры, производства, сырья, науки, специалистов, отсутствие законодательной базы, прочие правовые условия и т.д.

Поскольку, мы работаем в условиях рыночной экономики, надо опираться только на рыночные методы. Прежде всего, использовать имеющуюся нормативную базу. Так, большинство нефтяных компаний, проводят закупки услуг, товаров и работ только в пределах одного финансового года. Для подрядчиков, типа строителей, буровиков и др., при таких условиях, абсолютно невыгодно создавать и развивать свои локальные базы, поскольку, они не уверены в завтрашнем дне. А не уверены потому, что всегда может иметь место сговор конкурентов, выплата ими откатов или предоставление иных преференций, которые могут переориентировать руководство недропользователя в сторону того или иного нечестного сервисного подрядчика.

Однако, даже имеющиеся нормативно-законодательные акты, Закон РК О государственных закупках и Правила Фонда «Самрук-Казына», позволяют заключать контракты на срок более одного финансового года. При этом основанием служат ПСД, планы развития, бизнес-планы и т.п.

Можно, конечно, в Проекте разработки, который относится к этой категории, указать сервисную компанию, технологию или химреагент, однако в этом контексте также можно усмотреть сговор, скрытую рекламу и прочее, поэтому Проект должен содержать общие направления применения химических методов, но не частные технологии. Если технология приводится в проекте, она должна быть документально оформлена, согласно Регламенту разработки технологического процесса, и иметь внедрение на месторождении или, по крайней мере, пройти опытно-промышленные испытания.

Кроме того, нефтяная компания может производить закуп из одного источника, если в этом источнике ему принадлежит более 25% доли (акций). При этом подрядчик должен сам выполнить не менее 2/3 (66%) объема контрактных работ. Для этого, такой сервисной компании, нужно обладать крупной и развитой базой с реагентным хозяйством, парком спецтехники, квалифицированным персоналом и пр. Исходя из этого, на рынке сервисных компаний останутся мощные структуры, которые поглотят мелких конкурентов. Крупная компания не может образоваться в одночасье,

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

поэтому, сегодня влиятельные игроки на рынке услуг, уже имеют свою историю и многолетний стаж.

Надо поработать в направлении развития этих принципов, отталкиваясь от инноваций, научности, авторского сопровождения и прочего.

В настоящее время, в РК есть следующие участники создания нефтехимического кластера, которые известны автору (возможно, их больше):

Проектные нефтяные институты:

АО НИПИнефтегаз,
АО КазНИПИмунайгаз,
ТОО Каспиймунайгаз;

Производители нефтехимии:

нефтеперерабатывающие заводы;
ТОО СП Рауан-Налко;

Сервисные подрядные компании:

Satkaz,
Ориент-Терра,
ТОО ЮВСГ,
ФракДжет,
НПО Нефтегазтехнология,
и др.;

Академическая наука:

КНТУ им. К.И. Сатпаева.

Необходимо на нескольких крупных месторождениях, с участием КМГ, создать полигон для отработки технологий, на базе месторождений Узень, Каражанбас, Кумколь, Алибекмола.

В связи с изложенным выше, предлагается программа мер по восстановлению управляемой и прозрачной системы применения нефтехимии в Процессах ПНП (таблица 2).

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 2. Меры по восстановлению системы масштабного применения химических реагентов в процессах нефтедобычи

Мероприятия	Обоснование, цель	Предложения по реализации
Провести анализ проектов разарботки основных месторождений, выделить вопросы, которые решаются химическими и термохимическими методами	Составить теоретическую базу химизации, оценить масштабы потребности в химических реагентах	Затраты на изучение минимизировать, предложив проектным институтам - авторам проектов разарботки представить свои анализы
Обобщенная оценка затрат и выгод	Выяснение общей картины состояния дел в отрасли химизации	На основании представленных анализов проектных институтов - авторов проектов разработки систематизировать экономические показатели
Составить по конкретным месторождениям применяемые методы и химреагенты	Определить приоритетные методы (химреагенты) применительно к конкретным месторождениям	Проектным институтам - авторам проектов разработки и недропользователям направить запрос в форме опросной карты
Составить опросную карту по применяемым методам и химреагентам	Получение подробной достоверной информации	В составе опросной карты поместить вопросы: месторождение, проблема, проблемное место, метод решения проблемы, применяемый реагент
Разделить химизацию на этапы/очереди	Цель - эффективное использование капвложений	Этапы могут быть выделены по объемам реагентов, по наличию производства, по наличию сырья для производства и т.п.
Отказаться от разовых/годовых тендеров	Позволит подрядным компаниям создать необходимую базу, что повысит качество работ, снизит удельные затраты	Заключить долгосрочные контракты с подрядными компаниями, для чего в законодательном порядке дать преимущества такого сотрудничества
Провести сертификацию/аттестацию потенциальных подрядных компаний по выполнению работ по химизации	Отсев подрядных компаний с низкой квалификацией, слабой материальной базой	Пересмотр законодательной базы
Оценить объем и ассортимент продукции, используемой в нефтяной промышленности	Определить номенклатуру химической продукции, которая используется в качестве реагентов в нефтяной промышленности РК	Недропользователям и сервисным компаниям РК направить запрос в форме опросной карты
Оценить объем и ассортимент продукции, произведенной химпредприятиями Казахстана, используемой в нефтяной промышленности	Определить номенклатуру продукции, которую можно использовать в качестве реагентов	Недропользователям и сервисным компаниям РК направить запрос в форме опросной карты
Определить возможности выпуска новой химической продукции, используемой в нефтяной промышленности Казахстана	Определить потенциал предприятий для производства новых видов реагентов	Химпредприятиям РК направить запрос в форме опросной карты

Предлагается рассмотреть вопросы:

- А) разработки правового госрегулирования механизма контроля;
- Б) внесения изменений в систему закупок, для чего нам необходимо предложить свои варианты.
- В) стимулирования казахстанского производства, для чего нам необходимо предложить свои варианты.

На пути к достижению поставленной цели, требуется выполнить несколько важных шагов.

1. Законодательно организовать кластер производства и внедрения нефтехимии, с четко прописанной структурой и взаимодействием структурных подразделений.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

2. Внедрить государственный контроль в нормативно-правовом, технико-технологическом, экологическом, информационно-аналитическом направлениях, за применением химреагентов в нефтегазодобыче вообще и в повышении нефтеотдачи в частности.
3. Усилить контроль и экспертизу применяемых химреагентов, назначив центр экспертизы из числа имеющихся НИИ, с сильной лабораторной базой.
4. Поскольку, в настоящее время, нет регламентов, определяющих требования к контролю, испытаниям и применению химреагентов в нефтедобывающей промышленности, подготовить базу соответствующих нормативных документов.
5. Создать научно-технический центр по техническому, технологическому контролю и экспертизе, с главными задачами - проводить сертификацию материалов и технологий, кадров и сервисных компаний, на соответствие установленным требованиям.

Дело не в том, что недропользователи и сервисные группы не смогут качественно и эффективно проводить ГТМ и давать четкую картину применения химреагентов, а в отсутствии, на территории РК, нормативных подзаконных актов, государственного регулирования и правового механизма, обеспечивающие эффективность применения химических продуктов.

УДК 622.276.031:532.5.001

Герштанский О.С., д.т.н. (АО «НИПИнефтегаз»)

Исследование влияния электрических полей на фильтрацию жидкости в пористых средах

Исследование факторов, определяющих надежность изолирующих свойств используемых химических реагентов, позволили установить, что на качество герметизации большое влияние оказывает не только состав тампонирующей смеси и жидкости затворения, но и явление массопереноса, обусловленное электроосмосом, возникающим под действием естественных и искусственных полей.

Электрическое поле в пористой среде вызывает движение ионов электролита. Поток избыточных ионов диффузионного слоя увлекает за собой жидкость пористой среды. Это явление носит название электроосмоса.

Распределение ионов в электролите у заряженной поверхности пористой среды имеет диффузионный характер. Наибольшая концентрация ионов наблюдается вблизи адсорбционного слоя, по мере удаления от твердой поверхности, она экспоненциально убывает. Область, между диффузионной частью двойного слоя и поверхностью твердого тела, называют плотной частью двойного электрического слоя (Гельмгольца),

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

которая и является причиной возникновения электроосмоса и других электрокинетических явлений.

Процессы электроосмоса связаны с параметрами электрического поля, свойствами пористой среды и жидкости, и описываются формулой Гельмгольца—Смолуховского:

$$V = S\varphi\epsilon\eta / 4\pi\mu \quad (1)$$

где, V - расход жидкости;
 S - суммарная площадь поровых каналов;
 φ – разность потенциалов двойного слоя;
 ϵ - диэлектрическая проницаемость;
 η - градиент внешнего поля;
 μ - динамическая вязкость жидкости.

Таким образом, фильтрация жидкости в пористых средах происходит под действием, как перепада давления, так и электрического поля, и общий расход должен определяться с учетом воздействия электроосмоса. Величина этого дополнительного расхода зависит от суммарной площади поровых каналов, величины и направления вектора скорости перемещения жидкости.

Интенсивность электроосмотических процессов характеризуется величиной электрокинетического потенциала ξ , который представляет собой падение потенциала в подвижной части двойного электрического слоя [1] и вычисляется по известной формуле:

$$\xi = \pi r^2 \Delta P / 2\epsilon E \quad (2)$$

где, кроме известных:
 r - радиус капилляра;
 $\Delta P = g\Delta h$ – гидростатическое давление;
 E – напряженность электрического поля;
 g – ускорение свободного падения;
 Δh – высота подъема жидкости под действием электрического поля.

Практический интерес представляют исследования изменений интенсивности электроосмотического массопереноса водного раствора в пористой среде, в зависимости от содержания в нем различных добавок ПАВ.

Эксперименты проводились на пористых образцах, приготовленных из одной весовой части модифицированного порошка бентонитовой глины, замешанной на двух частях водного раствора, с соответствующими добавками ПАВ: МЛ-80, ОП-10, дисолван, КМЦ, сульфонат, сульфонол, ДС-РАС при их концентрациях: 0,1; 0,5; 1; 2; 3; 4; 5%.

Смесь выдерживалась сутки для набухания глины, после чего помещалась в электроосмометр, подключенный к источнику постоянного

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

тока напряжением 2,5 В. По величине подъема жидкости в колене электроосмометра, по формуле (2), вычислялось значение потенциала ξ . На рис. 1 и 2 приведены графики изменения электрокинетического потенциала указанных выше смесей, в зависимости от концентрации добавок ПАВ.

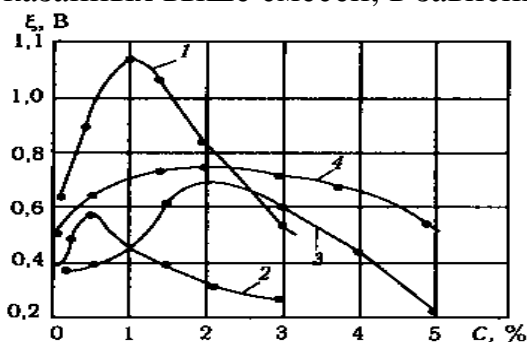


Рис.1. Изменение электрокинетического потенциала в образце из бентонитовой глины и водного раствора в зависимости от концентрации добавок ПАВ: 1 - МЛ-80; 2 - ОП-10; 3 - дисолван; 4 - КМЦ

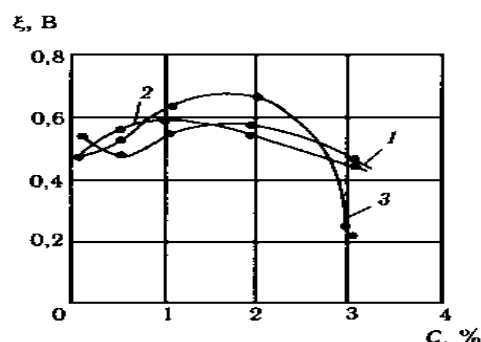


Рис.2. Изменение электрокинетического потенциала в образце из бентонитовой глины и водного раствора в зависимости от концентрации добавок ПАВ: 1 - сульфонат; 2 - сульфонол; 3 - ДС-РАС

Анализ представленных зависимостей позволяет, по величине наибольшего потенциала, сравнивать электроосмотическую активность исследуемых смесей и определять оптимальную концентрацию добавок ПАВ. Наименьшей активностью обладают водные растворы с добавками ОП-10, сульфонола и сульфоната. Максимальные значения их электрокинетических потенциалов не превышают 0,6 В. Самая высокая активность проявляется при использовании 1% раствора МЛ-80 (1,06 В). Наиболее экономичным, по расходу, является добавка ДС-РАС, 3%-й раствор которого, создает потенциал всего 0,22 В.

Общим для рассмотренных растворов, является характер зависимости их потенциалов от концентрации добавок ПАВ. При увеличении концентрации, наблюдается рост потенциала до максимальной величины и, затем, его плавное снижение. Аналогичная закономерность установлена также в результате исследований влияния минерализации водных растворов (рис. 3) и температуры среды (рис. 4.) на интенсивность электроосмотических процессов.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

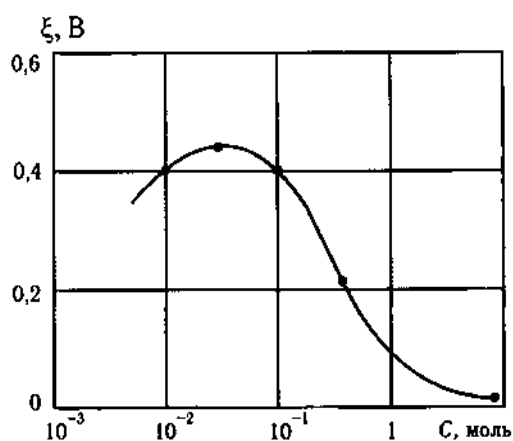


Рис.3. Зависимость электрокинетического потенциала от концентрации NaCl в водном растворе дистиллированной воды, при 293⁰ К при электроосмотической фильтрации в образце бентонитовой глины.

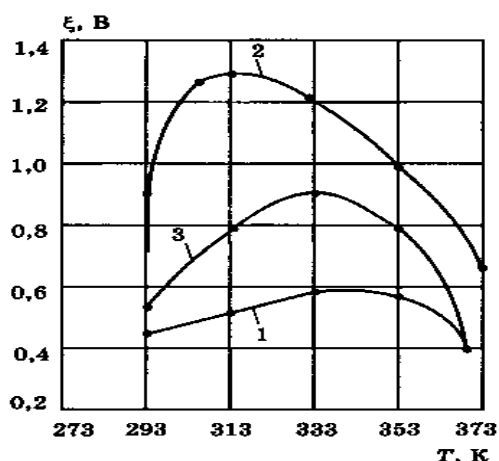


Рис.4. Зависимость электрокинетического потенциала от температуры, при электроосмотической фильтрации воды и водных растворов ПАВ в образце глины: 1 - вода; 2 — 1%-й раствор КМЦ; 3 -1%-й раствор сульфонола.

Анализируя, представленные на рис.4 зависимости, можно сделать следующие выводы:

- интенсификация процесса электроосмотического массопереноса наблюдается в интервале температур 313... 343⁰ К;
- при температурах 343... 363⁰ К, и более, проявление электроосмоса в значительной степени снижается;
- во всем диапазоне исследованных температур, добавки ПАВ: сульфонол, сульфонат, КМЦ и МЛ-80 - увеличивают, а ОП-10, ДС-РАС - уменьшают электрокинетический потенциал, на границе раздела глины и водных растворов.

Результаты экспериментов подтверждают выводы, ранее проведенных исследований [2], о необходимости учета электроосмотической активности реагентов и материалов, используемых при проведении изоляционных работ, глушения скважин, обработки ПЗП и других видов КРС, и геолого-технических мероприятий.

С этой целью предлагается проводить тестирование указанных материалов на электроосмотическую активность, приняв в качестве критерия коэффициент электроосмотической проницаемости [2], представляющий собой объем жидкости, профильтровавшейся через единицу площади в единицу времени при разности потенциалов 1 В.

В отличие от электрокинетического потенциала, данный показатель характеризуется большей стабильностью при изменениях характеристик внешнего электрического поля, и может быть использован для комплексной характеристики электроосмотической активности жидкости в пористой среде.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Путем проведения цикла исследований на электроосмометре, была определена временная кинетика процессов электроосмотической фильтрации воды через глинистый, цементный и карбонатный образцы. На рис. 5 и 6 представлены графические зависимости объема профильтровавшейся жидкости Q при заданных параметрах внешнего поля и различной концентрации реагентов в растворе. В качестве жидкости фильтрации исследовались те же водные растворы ПАВ: ОП-10, сульфонол, сульфонат, МЛ-80, ДС-РАС, дисолван и КМЦ.

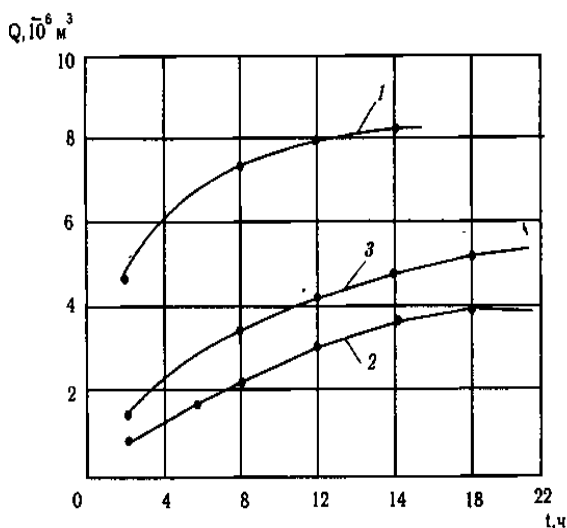


Рис. 5. Кинетика электроосмотической фильтрации воды через образцы:
1 – карбонатный при напряжении 2,0 В;
2 – цементный при напряжении 2,5 В;
3 – образец глины при напряжении 2,5 В.

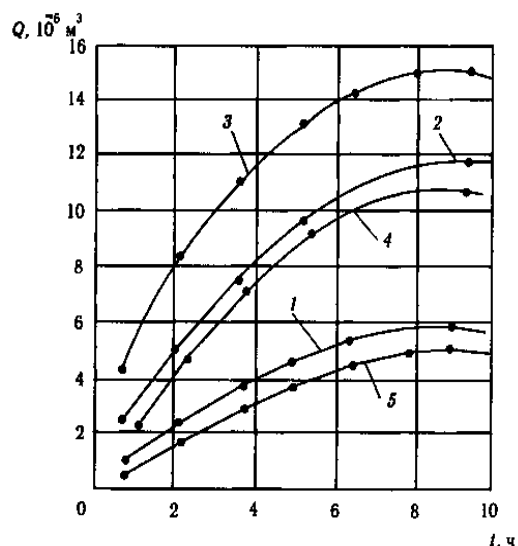
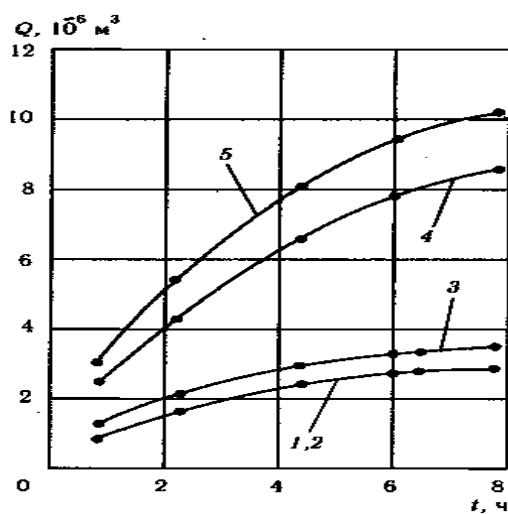
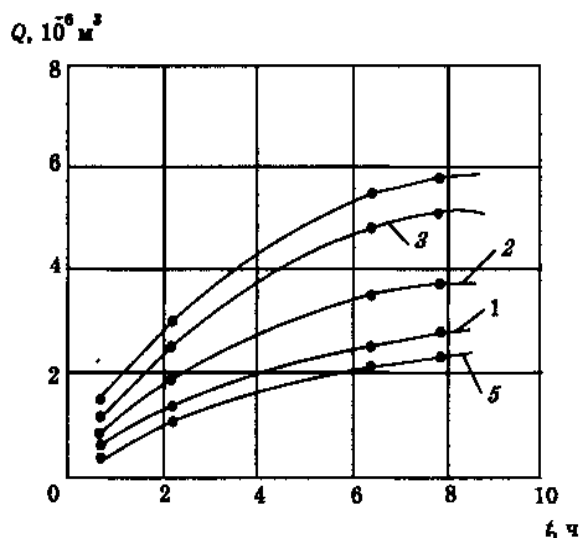


Рис. 6. Кинетика электроосмотической фильтрации растворов МЛ-80 через образец глины при их концентрации:
1 - 0,1%; 2 - 0,5%; 3 - 1%; 4 - 2%; 5 - 3%.

Представленные зависимости, отображают характер протекания процесса фильтрации во времени и служат основой для определения коэффициентов электроосмотической проницаемости.



IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Рис. 7. Кинетика электроосмотической фильтрации растворов ДС-РАС через образец глины при их концентрации: 1 - 0,1%; 2 - 0,5%; 3 - 1%; 4 - 2%; 5 - 3%.

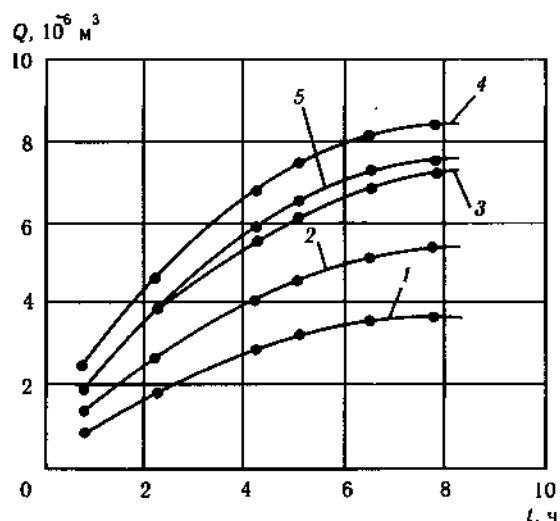


Рис.9. Кинетика электроосмотической фильтрации растворов КМЦ через образец глины при их концентрации: 1 - 0,1%; 2 - 0,5%; 3 - 1%; 4 - 2%; 5 - 3%.

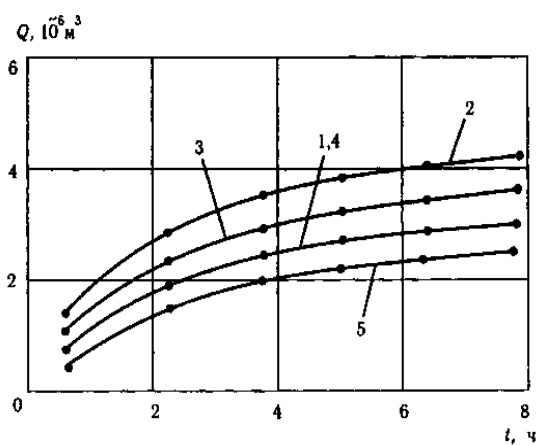


Рис. 8. Кинетика электроосмотической фильтрации растворов дисолвана через образец глины при их концентрации: 1 - 0,1%; 2 - 0,5%; 3 - 1%; 4 - 2%; 5 - 3%.

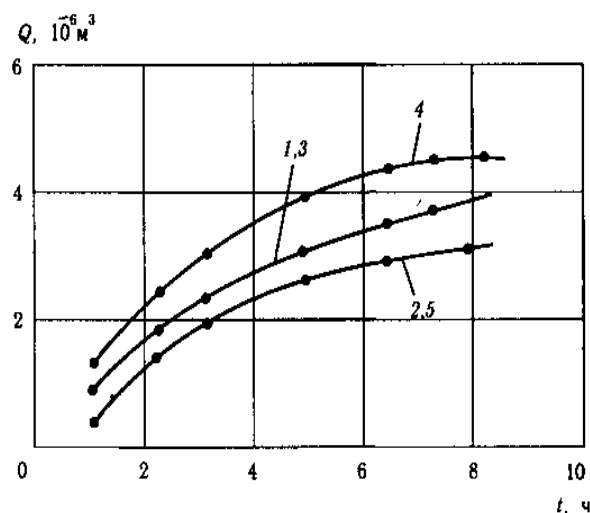
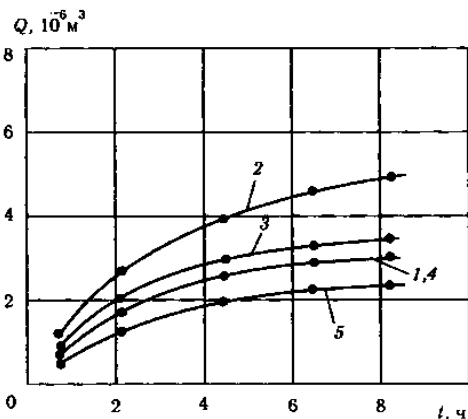


Рис. 10. Кинетика электроосмотической фильтрации растворов сульфоната через образец глины при их концентрации: 1 - 0,1%; 2 - 0,5%; 3 - 1%; 4 - 2%; 5 - 3%.



Для описания процесса электроосмотического массопереноса, было использовано дифференциальное уравнение [2], основанное на методе детерминированных моментов вычисления площадей под полученными экспериментальными кривыми.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Рис. 11. Кинетика электроосмотической фильтрации растворов сульфанола через образец глины при их концентрации:
1 - 0,1%; 2 - 0,5%; 3 - 1%; 4 - 2%; 5 - 3%.

Рис.12. Кинетика электроосмотической фильтрации растворов ОП-10 через образец глины при их концентрации:
1 - 0,1%; 2 - 0,5%; 3 - 1%; 4 - 2%; 5 - 3%.

$$dQ/dt + Q/T = AE \quad (3)$$

где, Q - объем жидкости, профильтровавшейся за время t через пористую среду, м³;

A - коэффициент электроосмотической проницаемости, м³/с*В; T - суммарное время фильтрации, с;

E - внешний потенциал, В.

Использование дифференциального уравнения массопереноса, согласно проведенным экспериментальным исследованиям, исходит из допущения, что интенсивность электроосмотической фильтрации и суммарный объем профильтровавшейся жидкости, пропорциональны приложенному внешнему потенциалу.

Результаты экспериментов представлены в таблице 1 и на рис. 13, 14. Данные таблицы показывают, что коэффициент электроосмотической проницаемости, практически, не реагирует на изменение внешнего потенциала, и поэтому может быть использован для комплексной характеристики электроосмотической активности жидкости в пористых средах.

Таблица 1. Значения электроосмотических коэффициентов проницаемости образцов пористой среды по воде при различных значениях внешнего потенциала

Пористая среда	Значение внешнего потенциала, В	Электроосмотический коэффициент проницаемости $A \cdot 10^{-10}, \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{В}$
<i>Цемент</i>	2,5	1,54
	5,0	1,55
	7,5	1,54
<i>Карбонат кальция</i>	20,0	1,72
	40,0	1,72
	60,0	1,72
Глина	2,5	1,93
	4,5	1,94
	7,5	1,94

Среднее значение электроосмотического коэффициента проницаемости по воде, в цементном камне, составляет $1,54 \cdot 10^{-10} (\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{В})$, в карбонатном образце - $1,94 \cdot 10^{-10} (\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{В})$ и в бентонитовой глине - $1,72 \cdot 10^{-10} (\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{В})$. Наибольшая электроосмотическая активность воды проявилась в образцах

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

глины, что дало основание, для проведения дальнейших исследований электроосмотической активности водных растворов, использовать именно данную среду. Для всех исследованных водных растворов поверхностно-активных веществ (рис.13, 14), характер зависимости электроосмотического коэффициента проницаемости от концентрации добавок ПАВ, примерно, одинаков. Повышение концентрации добавок, приводит к увеличению значений электроосмотических коэффициентов проницаемости до какой-то максимальной величины и, затем, наблюдается монотонный их спад. По полученным графикам, при выборе конкретного вида водного раствора ПАВ, легко определить критическую концентрацию добавок, соответствующую максимальному коэффициенту проницаемости, которую следует исключать в тех случаях, когда необходимо уменьшить влияние электроосмотического массопереноса. Сравнивая максимальные значения коэффициентов (таблица 2), можно судить об электроосмотической активности исследуемых растворов. На этом принципе основана разработанная методика тестирования и систематизации используемых реагентов, для проведения, упомянутых выше, работ на скважинах, нашедшая отражение в руководящем документе РД 39-3-1273-85.

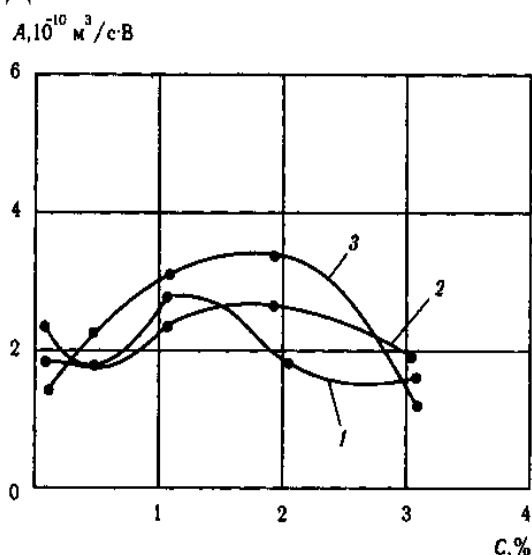


Рис.13. Зависимость коэффициента электроосмотической проницаемости образца глины от концентрации ПАВ в водном растворе:
1 - сульфонол; 2 - сульфонат; 3 – ДС-РАС.

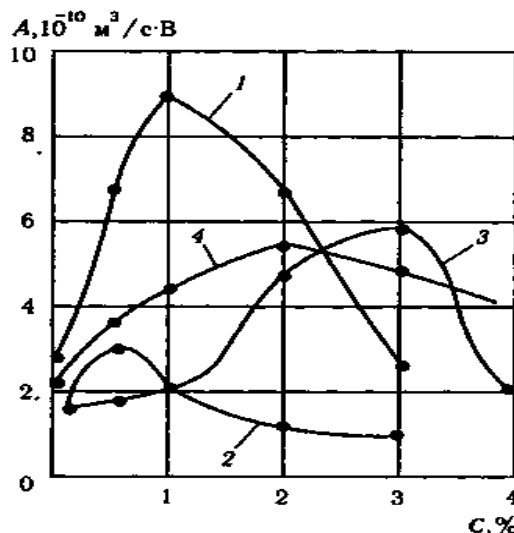


Рис.14. Зависимость коэффициента электроосмотической проницаемости образца глины от концентрации ПАВ в водном растворе:
1 - МЛ-80; 2 - ОП-10; 3 - дисолван; 4 - КМЦ.

Таблица 2. Максимальные значения электроосмотических коэффициентов проницаемости водных растворов ПАВ в бентонитовой глине

Электроосмотический коэффициент проницаемости $A \cdot 10^{-10}, \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{В}$						
Сульфонол	Сульфонат	ОП-10	ДС-РАС	КМЦ	Дисолван	МЛ-80
2,50	2,54	3,05	3,33	5,55	6,11	8,88

В процессе эксплуатации скважин, постоянно меняется состав пластового флюида. На начальном этапе происходит фильтрация,

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

практически, безводной нефти. Затем, она насыщается высокоминерализованной водой, содержащейся в диффузионном и адсорбционном слоях поровых каналов. По мере падения пластового давления, флюид насыщается газом, увеличивается содержание механических примесей. На поздней стадии разработки месторождений, в продуктивные горизонты, для поддержания пластового давления, закачивают воду, имеющую различный состав и минерализацию, а в некоторых случаях, содержащую добавки ПАВ и химических реагентов. Все это приводит к изменению электрической проводимости среды. Известно [3], что электрическая проводимость нефти носит ионный характер, а водонефтяной эмульсии обусловлена как ионной проводимостью нефти, так и проводимостью диспергированных частиц и структурных капель эмульгированной воды. Электрическая проводимость водонефтяной эмульсии увеличивается по мере возрастания обводненности. Газонефтяная эмульсия также обладает ионной проводимостью, зависящая от газосодержания и степени диспергирования.

Для изучения фильтрации нефти и проницаемости образцов под действием электрического поля, использовалась лабораторная установка (рис. 15).

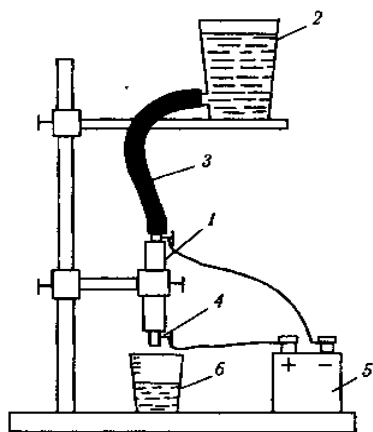


Рис. 15. Установка для изучения влияния электрического поля на процесс фильтрации нефти:

- 1 - контейнер с насыпной моделью;**
- 2 - емкость с исследуемой жидкостью;**
- 3 - шланг;**
- 4 - штуцер;**
- 5 - источник ЭДС;**
- 6 - мерная емкость**

В качестве фильтруемой жидкости, использовались: газолин, керосин и дизельное топливо, с добавками высокомолекулярных углеводородов, пористую среду имитировала засыпка, из растолченного керна породы или кварцевого песка с примесью глины, в контейнере 1.

В результате проведенных экспериментов установлено, что высокомолекулярные углеводороды (парафин) адсорбируются на отрицательном электроде, на положительном электроде адсорбированных углеводородов не обнаружено.

При совпадении направления фильтрации с электрическим полем идет постепенное (в течение 40...60 мин) увеличение скорости потока и стабилизация. Затем, после истечения 90... 300 мин (в зависимости от вида углеводорода и имитатора породы), скорость потока монотонно снижается и вновь стабилизируется на более низком уровне. Вероятно, это объясняется

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

накоплением внутри образца зарядов, которые, экранируя действие внешнего источника, снижают результирующее действие электрического поля. После отключения внешнего источника, скорость фильтрации, в течение 5...6 часов, резко снижается, примерно, в 4 раза и стабилизируется, что свидетельствует о сохранении в образце остаточного заряда.

Дальнейшие исследования проводились на усовершенствованной установке (рис.16), с целью уточнения доли влияния на скорость фильтрации нефти в реальных температурных условиях каждого из факторов - проницаемости образца пористой среды, перепада давления, разности потенциалов и направленности электрического поля.

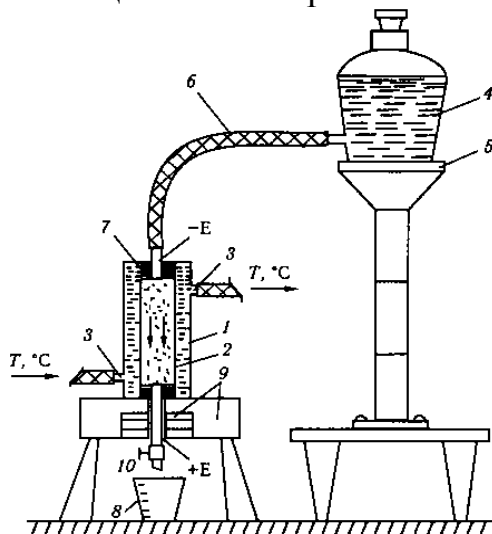


Рис.16. Установка для изучения влияния электрического поля на фильтрацию жидкости через пористые среды

Эта установка дополнительно оснащена, соединенной с термостатом, водяной рубашкой 1-3 и регулируемым подъемным столом с электронагревателем 5, что позволяет имитировать и поддерживать забойную температуру фильтруемой жидкости и образца породы, изменять или поддерживать постоянным перепад давлений.

Методика проведения исследований заключалась в следующем:

1. Определялась скорость фильтрации нефти при постоянных перепадах давлений 0,01; 0,02; 0,03 МПа, без подключения внешнего источника электрического поля.

2. Определялась скорость фильтрации нефти при фиксированных перепадах давлений, с подключением внешнего источника электрического поля различной полярности и величины напряжения от 1,0 до 15,0 В.

3. Определялась скорость фильтрации нефти по первым двум пунктам, при использовании образцов с различной проницаемостью (0,0173; 0,052; 0,1273 мкм²).

Для опытов использовалась обезвоженная и дегазированная нефть из скважины № 1623 - Узень (содержание парафина - 1,5%, асфальтенов - 0,3%, смол - 0,12%, мехпримесей - 0,04%).

Результаты экспериментов приведены в таблице 3 и на рис. 17.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 3. Влияние проницаемости, перепада давления и электрической разности потенциалов на скорость фильтрации нефти

К _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²	Р, МПа	Скорость фильтрации (см ³ /ч) при разности потенциалов, В										
		плюс сверху						плюс снизу				
		0	1	3	5	10	15	1	3	5	10	15
17,3	0,01	0,8	1,1	1,8	2,5	3,1	4,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6
	0,02	1,7	2,2	3,4	4,1	6,0	7,1	1,5	1,6	1,5	1,4	1,3
	0,03	2,3	3,0	4,8	5,7	6,7	8,5	2,3	2,2	2,0	2,1	2,1
52,0	0,01	1,9	2,8	3,4	4,2	4,7	5,4	2,0	1,8	1,8	1,8	1,7
	0,02	3,7	4,4	5,0	5,8	6,4	7,1	3,5	3,3	3,3	3,2	3,2
	0,03	5,6	6,3	7,0	7,4	8,0	8,8	5,2	5,2	5,2	5,2	5,1
127,3	0,01	4,1	4,5	4,9	5,4	6,0	6,3	4,1	3,9	3,9	4,0	4,0
	0,02	7,9	8,2	8,7	8,8	9,1	9,4	7,5	7,5	7,4	7,6	7,4
	0,03	12,1	12,5	13,0	13,3	13,8	14,2	11,9	12,0	11,8	11,9	11,9

Анализ полученных данных позволяет еще раз подтвердить возможность управления процессом фильтрации жидкости через пористую среду, путем воздействия внешним электрическим полем. Скорость фильтрации увеличивается в прямой зависимости от величины напряжения электрического поля, в случае совпадения вектора его напряженности с направлением потока, и незначительно уменьшается, в случае противоположной направленности поля. Характер этих зависимостей остается, практически, постоянным при изменении перепада давлений, но, более интенсивное влияние, электрическое поле оказывает на процесс фильтрации нефти в низкопроницаемых породах.

Результаты проведенных исследований могут быть реализованы на практике, для усовершенствования существующих технологий изоляции межколонных перетоков на скважинах и повышения эффективности химических методов защиты нефтепромыслового оборудования от солепарафиновых отложений и обработки ПЗП различными реагентами.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

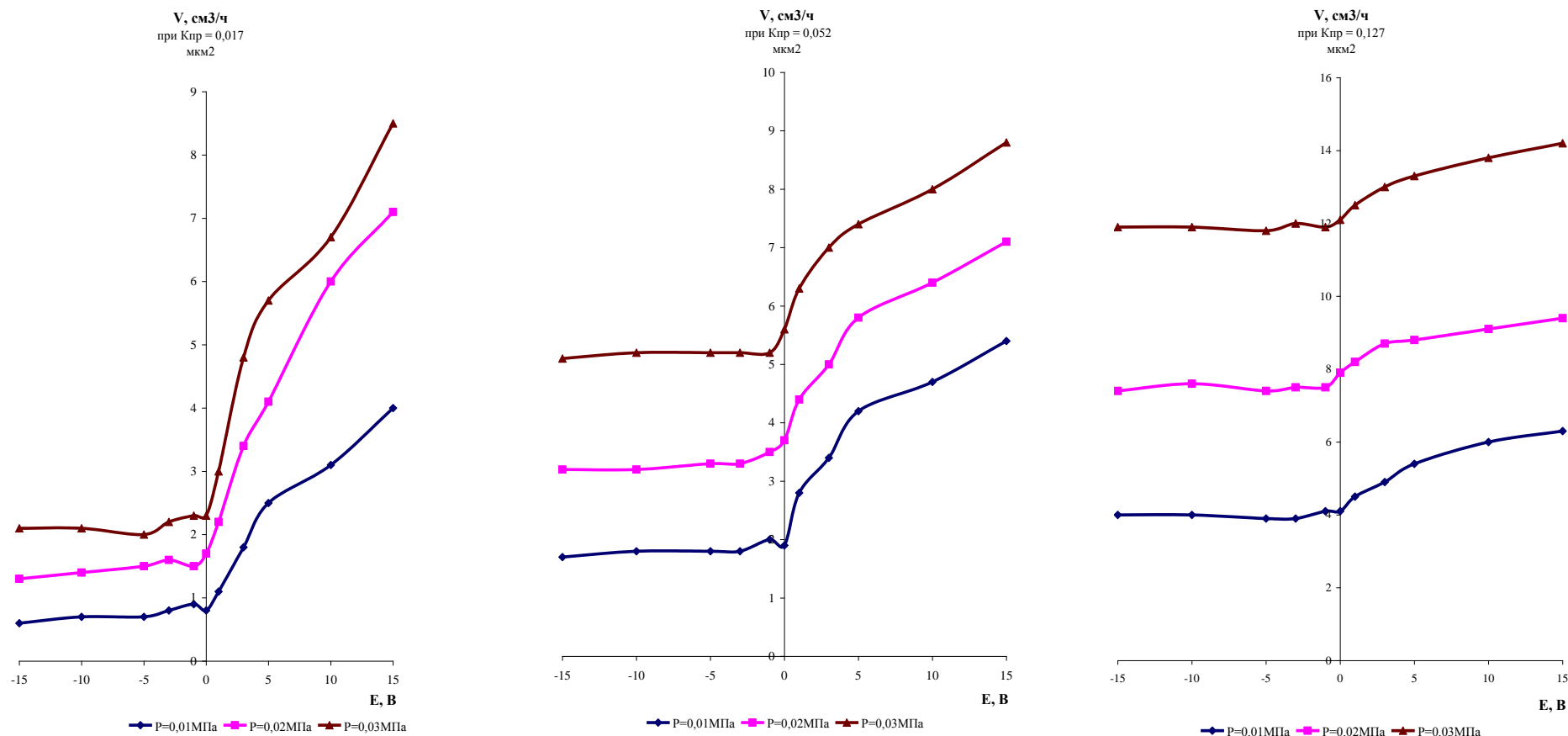


Рис. 17. Влияние электрического поля на скорость фильтрации нефти в пористых средах, при различных перепадах давления

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Список использованных источников

1. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. - М.:Недра,-1981.
2. Герштанский О.С., Дмитриев Л.П., Коростышевский М.Н. Характеристика нефтегазоносных резервуаров Южного Мангышлака. //Тезисы III Международного семинара: Нефтегазоносные резервуары Северного и Восточного побережья Каспийского моря. – Алматы, 1996. – с. 23.
3. Герштанский О.С. Схема геолого-промыслового изучения крупного многопластового сложно построенного нефтегазового месторождения. //
4. Тезисы XIV Губкинских чтений: Развитие идей Губкина в теории и практике нефтегазового дела. – М., 1996.- с. 36.

УДК 665.622.46

*О.Б.Саенко (АО «НИПИнефтегаз»), Б.Т. Муллаев, к.т.н.,
Б.Ж. Туркпенбаева, д.т.н. (АО «КазНИПИмунайгаз»)*

Технология удаления сероводорода из попутных вод, закачиваемых в продуктивные пласты нефтегазовых месторождений, осложненных сульфатредукцией

Разработка продуктивных пластов нефтегазовых месторождений осуществляется, как правило, вытеснением нефти водой. Необходимость совершенствования метода увеличения нефтеотдачи (МУН) приобретает наибольшую остроту на поздней стадии разработки месторождений, когда добываемая продукция достигает высокой обводнённости, и в продуктивные пласты закачиваются значительные объемы сточных вод. Очевидно, что эффективность разработки нефтегазовых месторождений зависит от качества вод, закачиваемых в продуктивные пласты.

Разработка нефтегазовых месторождений Мангышлака - Узень и Карамандыбас, осуществляется с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки воды в продуктивные пласты. Система ППД в начальный период обеспечивалась, в основном, водами Каспийского моря, поступающими из г. Актау. В настоящее время, обводненность нефти, добываемой на этих месторождениях, возросла до 87%, и объем попутной воды, обратно закачиваемой в продуктивные пласты в режиме рециркуляции, достиг 70% от общего объема воды, закачиваемой в продуктивные пласты этих месторождений.

Изначально, добываемая продукция на месторождениях Узень и Карамандыбас, практически, не содержала сероводород. Сероводород, в

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

продукции этих месторождений, появился в связи с жизнедеятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), которые вместе с водами Каспийского моря, через нагнетательные скважины, были внесены в нефтяные пласты. Это привело к развитию биогенных процессов, образованию сероводорода в самом пласте и ухудшению качества добываемых нефти, газа, попутной воды, осложняя их дальнейшую подготовку, приводя к активному коррозионному разрушению оборудования и трубопроводов.

Оптимальными условиями развития СВБ являются невысокая минерализация среды, наличие сульфатов, умеренная температура 30...40°C, достаточное количество органических веществ, затрудненный доступ кислорода. Однако развитие СВБ наблюдается и при температурах, превышающих 100°C, подтверждением тому, служит месторождение Жетыбай.

Непрерывное условие жизнедеятельности СВБ - водная среда.

Вода Каспийского моря - оптимальная среда для развития СВБ, так как имеет невысокую минерализацию 12,9-14,1 г/л; в ней, практически, отсутствуют H_2S , железо и нефтепродукты; pH - 7,5; катионный коэффициент до 0,4; кислорода до 4 мг/л; биогенные элементы – фосфор, азот, растворенные органические вещества, от 7,2 до 20,9 мг/л, в результате жизнедеятельности которых, возможно, образование H_2S до 1100 мг/л.

Биохимические исследования месторождения Узень показывают на присутствие СВБ в пробах водонефтяных эмульсий $10 - 10^5$ кл/мл, в сточных вод - $10 - 10^3$ кл/мл, в закачиваемых водах нагнетательных скважин - $10^4 - 10^6$ кл/мл.

Растворимости в воде сероводорода и диоксида углерода, в зависимости от температуры, приведены на рис. 1 и 2 [3].

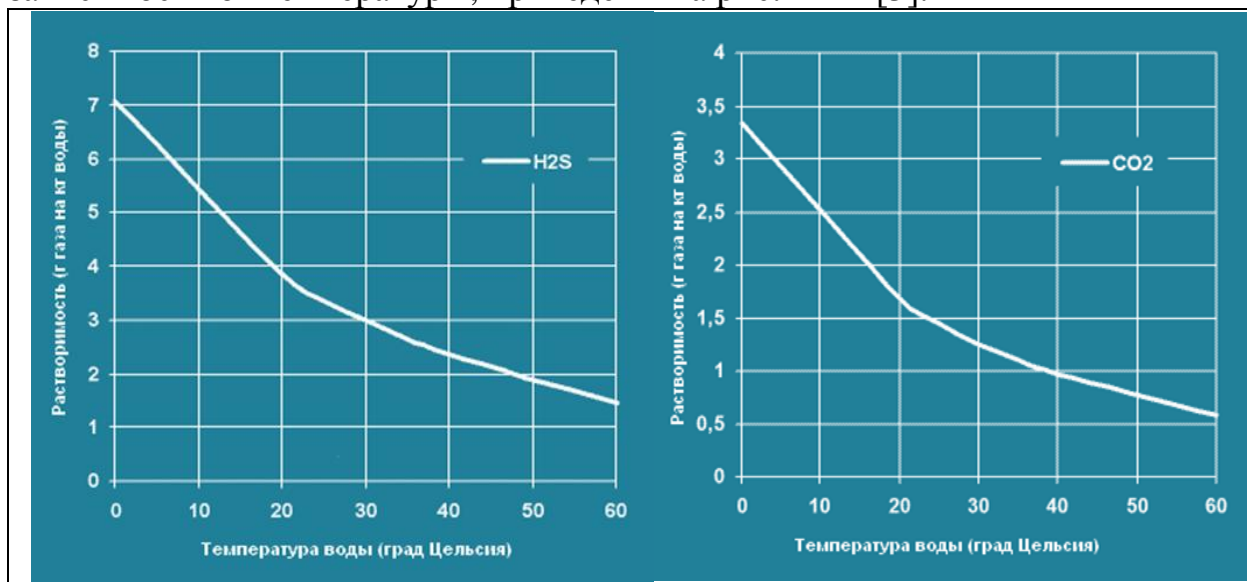


Рисунок 1. Растворимость в воде H_2S

Рисунок 2. Растворимость в воде CO_2

При стандартных условиях, в 1-м объеме воды растворяется до 3-х объемов H_2S . Растворимость H_2S в воде ниже, чем в нефти, но растворимость таких коррозионно-активных газов, как CO_2 и O_2 , превышает в 3 и 10 раз, соответственно. Растворимость в воде углеводородного газа, H_2S и CO_2 , при

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

стандартном давлении и различных температурах, приведена на рис. 3 и в табл. 1.

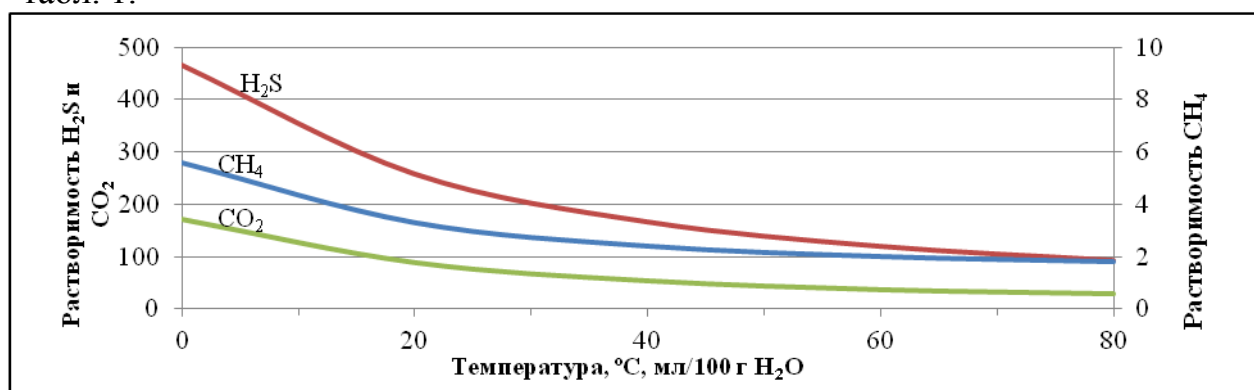


Рисунок 3. Растворимость при стандартном давлении в воде CH₄, H₂S и CO₂ в зависимости от температуры (мл/100 г H₂O)

Газ	Растворимость газа в воде при различных температурах °C, мл/100 г H ₂ O					
	0	10	20	40	60	80
CH ₄	5,6	4,1	3,3	2,4	2,0	1,8
H ₂ S	467	362	258	166	119	92
CO ₂	171	130	88	53	36	30

Таблица 1. Растворимость в воде при стандартном давлении углеводородного и кислых газов (CH₄, H₂S и CO₂) в зависимости от температуры

Как следует из представленных данных, в условиях близких к стандартным ($P=0,1$ МПа, $T=293$ К), в воде H₂S растворяется в 87 раз лучше, а CO₂ - в 30,5 раз лучше, чем углеводородный газ. С увеличением температуры растворимость в воде H₂S и CO₂ резко снижается, и при температуре 60⁰С, относительно температуры 20⁰С, сокращается в 2,16 и 2,44 раза, соответственно. В зависимости от давления, поведение растворимости H₂S в воде прямо противоположно: при снижении давления от 1,0 до 0,1 МПа, т.е. в 10 раз, растворимость H₂S в воде снижается также в 10 раз, наблюдается зависимость обратная и линейная.

Результаты лабораторных исследований - содержания сернистых соединений в попутном газе месторождения Узень, выполненные АО «КазНИПИМунайгаз», представлены в табл. 2.

№ п/п	Место отбора проб	Дата исследования	Содержание сероводорода		Содержание метилмеркаптанов, ppm	Содержание этилмеркаптанов, ppm
			ppm	г/м ³		
1	скв. 4732	30.10.2013г.	87,01	0,087	0,35	0,63
2	ГУ-46	30.10.2013г.	4005,46	4,0	0,24	0,26
3	ГУ-87	30.10.2013г.	763,92	0,764	0,2	0,24
4	ГУ-88	30.10.2013г.	7477,5	7,4775	0,71	0,66

Примечание: В попутном газе месторождения Узень, поступающем на КазГПЗ, содержания H₂S составляет 0,39 г/м³, плотность H₂S в стандартных условиях $\rho_{H_2S}=1,538$ кг/м³.

Таблица 2. Содержания сернистых соединений в пробах попутного газа месторождения Узень

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Наибольшую агрессивность проявляет сточная вода, химический состав которой, в пробах продукции месторождения Узень, представлен в табл. 3 [4].

Место отбора проб	Минерализация, г/л	pH	Cl, г/л	HCO ₃ ⁻ , г/л	Fe ⁺³ , мг/л	CO ₂ , мг/л	H ₂ S, мг/л
ГУ-7	62,8	6,78	39,9	0,3	78,4	194	39,1
ГУ-41	63,6	6,64	40,2	0,34	45,0	110	39,6

Примечание: ГУ- групповая установка системы промыслового сбора нефти.

Таблица 3. Уточненный химический состав коррозионно-агрессивных компонентов водной фазы в добываемой жидкости месторождения Узень

Согласно представленным результатам, в попутной воде содержится до 39,6 мг/л H₂S, что соответствует парциальному давлению H₂S - 0,001 МПа.

Согласно стандарту США API 6A, среда, в которой величина парциального давления H₂S составляет выше 0,00034 МПа, и величина парциального давления CO₂ составляет выше 0,21 МПа, признается кислой средой. Таким образом, на месторождениях Узень и Карамандыбас, даже при стандартных условиях (0,1 МПа и 293 К), вода, содержащаяся в нефтяной эмульсии, и сточная вода, по содержанию сероводорода, представляют собой коррозионную среду, так как в выделившемся из нее газе содержание H₂S почти в 3 раза превышает норму, которая, согласно стандарту США API 6A, признается не кислой.

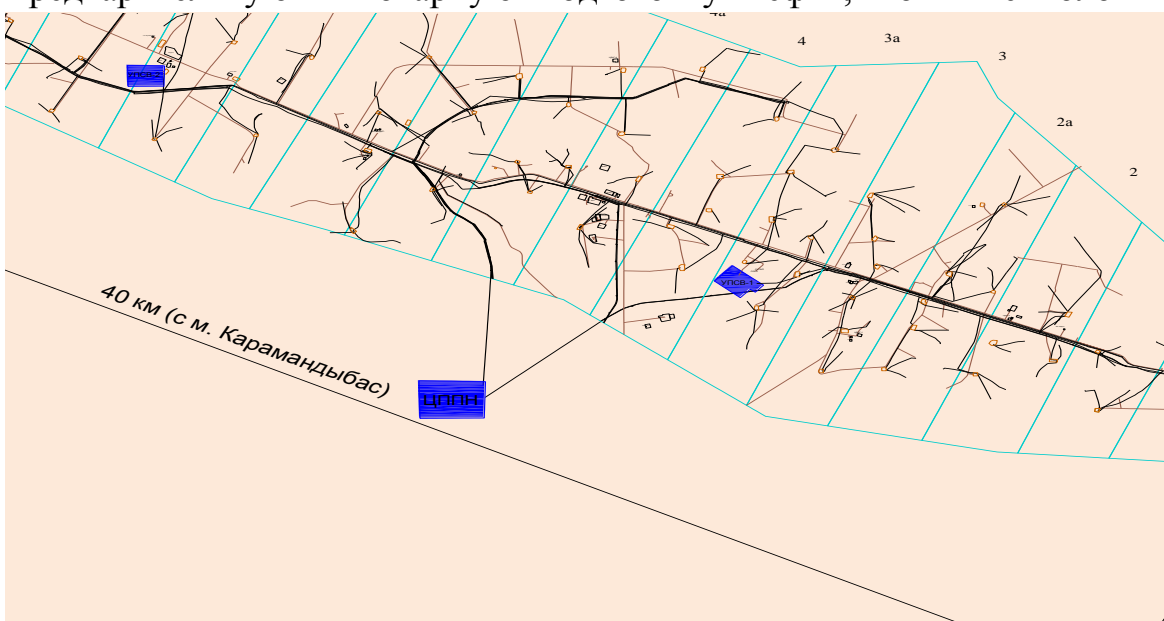
Поскольку нефть обладает значительно большей способностью к растворимости кислых газов, чем вода, то при совместном транспорте нефти и воды, от забоя по НКТ и наземным промысловым трубопроводам, в виде водонефтяной эмульсии, термодинамические изменения транспортируемой среды могут приводить к выделению из нефти кислых газов и обогащению ими попутно транспортируемые воды. Кроме того, на месторождениях Узень и Карамандыбас, как отмечалось выше, осуществляется активный процесс рециркуляции сточной воды (обратная закачка сточной воды в пласт) через продуктивные пласты и объекты добычного комплекса, в результате чего происходит постоянное обогащение добываемой продукции кислыми газами. Достаточно отметить, что за весь период разработки месторождений, в их продуктивные пласты, в целях вытеснения нефти, было закачено воды в объеме в 4 раза превышающем объем добытых из них углеводородов, причем, как отмечалось выше, объем рециркуляционной сточной (попутной) воды достиг 70% от общего объема закачиваемой воды, и продолжает возрастать.

Высокая минерализация сточной воды, присутствие агрессивных компонентов Cl-ион, CO₂, H₂S и Fe⁺³, воздействие абразивных мехпримесей вызывают интенсивную локальную и «канавочную» коррозию оборудования и трубопроводов.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Для *сероводородной коррозии* металла характерно образование язв, растрескивание, увеличение хрупкости металла под действием выделяющегося водорода. Во влажном газе, содержащем *сероводород*, крыша и верхние внутренние части корпуса резервуаров корродируют особенно сильно, приводя к разрушению перекрытий и крыш резервуаров.

Коррозионная активность водонефтяных эмульсий и сточных вод, поступающих в систему промыслового сбора, на объекты предварительной и товарной подготовки нефти, в системы технического водоснабжения и ППД, в нагнетательные скважины, подвергая коррозионному износу промышленное оборудование и трубопроводы, существенно осложняет не только предварительную и товарную подготовку нефти, но и технологические



процессы очистки и закачки сточных вод в продуктивные пласты, снижает нефтеотдачу пласта, нанося огромный ущерб производству.

Значительное улучшение коррозионной обстановки на месторождениях было достигнуто за счет организации предварительного сброса воды (ПСВ) непосредственно на промыслах. Так, УПСВ-1 и 2, на месторождениях Узень и Карамандыбас, существенно улучшили коррозионную и экологическую обстановку на этих месторождениях (рис. 4).

Рисунок 4. Размещение объектов УПСВ и УПН на месторождении Узень

Разработанная технология ПСВ получила развитие на месторождении Каламкас, готовится к реализации на месторождении Жетыбай. Однако укрупненные установки, размещенные на обширных площадях месторождений, не способны в полной мере предотвратить коррозию промышленного оборудования и промысловых трубопроводов.

Анализ состояния нефтепромыслового оборудования на месторождениях позволил определить элементы добычного комплекса,

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

наиболее подверженные коррозионным процессам, и выявить характер коррозионного разрушения и масштабы ущерба (табл. 4).

Наименование технологического оборудования	Характер коррозионных разрушений	Срок службы, год (скорость коррозии, мм/год)
1	2	3
1. НКТ и обсадные колонны добывающих и нагнетательных скважин	Язвенная коррозия	Срок службы НКТ нагнетательных скважин 2 года; добывающих - 3 года.
2. Сточные и осевые нефтепроводы Ду-425-530 мм	«Канавочная» коррозия вдоль нижней образующей нефтепровода	Срок службы нефтепроводов 3 - 5 лет
3. Стальные водоводы сточных вод	Язвенная коррозия	Срок службы водоводов 5-7 лет.
4. Резервуары хранения нефти и сточных вод	Места контакта с минерализованной водой подвержены интенсивной язвенной коррозии	Глубина язвенной коррозии до 6 мм/год.

Таблица 4. Элементы добычного комплекса, наиболее подверженные коррозионным процессам, характер коррозионного разрушения и масштабы ущерба

На месторождениях Узень и Карамандыбас, в связи с наличием в продукции H_2S , наблюдается не только усиление коррозионных процессов, но и образование трудноразрушаемых водонефтяных эмульсий (ТРВНЭ), чему, в значительной мере, способствует повышенная кислотность среды и наличие в продукции сульфида железа. Исследования показали, что ТРВНЭ, накапливающиеся в технологических резервуарах, содержат до 6-15% FeS , в виде тонкодисперсных частиц, являющихся активными стабилизаторами эмульсии. Образование FeS связано с содержанием H_2S в продуктивных породах (табл. 5).

Таблица 5. Содержание пирита и железа в образцах продуктивных пород месторождения Узень

№ п/п	№ скважины	Глубина отбора, м	Рейс	Содержание, %	
				пирита	железа
1	9149	1373,1	6	8,8	4,05
2	4733	1145,3	2	9,6	4,46
3	9147	1138,43	1	16,5	7,67
4	9147	1211,66	1	14,5	6,74

Способам подавления жизнедеятельности СВБ и методам борьбы, с вызывающей ими, *сероводородной коррозии* уделялось и уделяется большое внимание как у нас в стране, так и за рубежом. Способы эти, в определенной мере, определяются в зависимости от того, на какой стадии разработки находится месторождение:

- на начальной стадии разработки основным способом борьбы с жизнедеятельностью СВБ является предотвращение заражения продуктивных пластов;

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

- на поздней стадии разработки борьба с сульфатредукцией проводится в двух направлениях: подавление жизнедеятельности СВБ и защита оборудования от коррозии.

В обоих случаях, подавление СВБ в пласте осуществляется путем систематической обработки нагнетательных скважин бактерицидами, начиная с ударной дозы.

Однако на месторождениях Узень и Карамандыбас процессы биоценоза зашли очень далеко, и развитием СВБ охвачены не только пласты, но и все элементы добычного комплекса (оборудование, трубопроводы). В связи с этим, наряду с бактерицидной защитой, требуется дополнительная защита оборудования от коррозии.

Простым и надежным способом, снижения активности коррозионных процессов промышленного оборудования и трубопроводов, является организация предварительного отделения воды от нефти и глубокая, термодинамическая дегазация, частично обезвоженной, нефти и сточных вод как на ЦППН и УПСВ-1 и 2, так и непосредственно на ГУ, с отводом низконапорного газа, содержащего H_2S и CO_2 , через систему промышленного газосбора на переработку, а сточных вод - на доочистку, и через систему технического водоснабжения и ППД, непосредственную закачку в продуктивные пласты. Такая технология способна снизить кислотность среды и интенсивность коррозионных процессов трубопроводов и промышленного оборудования, создав благоприятные условия для предотвращения образования ТРВНЭ и исключив:

- нерациональную перевалку значительных объемов обводненной коррозионно-агрессивной продукции на объекты предварительной и товарной подготовки нефти (УПСВ и УПН);

- последующий возврат коррозионно-агрессивных сточных (попутных) вод, через обширные системы технического водоснабжения и ППД, в нагнетательные скважины.

При решении поставленной задачи - глубокой термодинамической дегазации, частично обезвоженной, нефти и сточных вод, исходили из того, что технологический процесс подготовки нефти, до товарного качества, осуществляется на типовых УПН, на которых производится удаление из нефти свободного газа, воды, солей, мехпримесей и др., в соответствии с требованиями ГОСТа. [5, 6] Достигается это за счет того, что в технологической схеме УПН предусматривается, перед тем как частично обезвоженная нефть поступит на завершающую ступень отстоя, подача ее в аппараты концевой сепарационной установки (КСУ), поднятые до 12 и более метров над уровнем земли на постаменте. В результате этого, обеспечивается снижение в них давления ниже атмосферного (вакуумирование) и более глубокая дегазация частично обезвоженной нефти, по давлению насыщенных паров до требований ГОСТа. При этом, аппараты КСУ, поднятые на

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

постамент, создают подпор, исключая режим работы насосов со срывом подачи.

На месторождениях Узень и Карамандыбас подготовка высокопарафинистой нефти, до товарного качества, осуществлялась на УПН, запроектированной институтом «Гипровостокнефть», при относительно высокой температуре процесса до 60⁰С. При такой температуре обеспечивалась глубокая дегазация нефти по давлению насыщенных паров до требований ГОСТа, позволившая, не прибегать к низкому давлению сепарации, т.е. обходиться без применения аппаратов КСУ, поднятых на высоту до 12 метров и более.

Однако остаточное содержание газа в нефти, поступающей на завершающую глубокую ступень отстоя в среду с пониженным давлением (в технологические резервуары), создавало неблагоприятный барботаж, не обеспечивая в технологических резервуарах спокойный режим отстоя и достижение качества товарной нефти по содержанию воды.

В целях создания безбарботажных условий отстоя нефти, на конечном этапе ее обезвоживания, технология УПН была модернизирована, путем включения в конечный этап технологического процесса КСУ с аппаратами, поднятыми на постамент (рис. 5).



Рисунок 5. Концевая сепарационная установка (КСУ) на УПН месторождения Узень

В результате этого, нефть с остаточным содержанием воды, перед входом на завершающий этап глубокого отстоя (в технологические резервуары), подвергалась глубокой термодинамической дегазации, обеспечив, таким образом, ее отстой в спокойном (безбарботажном) режиме, обеспечивая качество подготовки нефти в соответствии с ГОСТом.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Однако эта технология, реализованная на УПН (ЦППН) месторождения Узень, перед завершающим этапом глубокого отстоя нефти, **не предусмотрена** на УПСВ и УПН такую же технологию глубокой дегазации отделившейся сточной воды, в результате чего, в ней остаются свободные и растворенные газы, содержащие кислые газы.

Как отмечено выше, в воде, H_2S растворяется в 87 раз лучше, чем углеводородный газ (рис. 1 – 5 и табл. 1). Поэтому, на всех этапах технологического процесса, из сточной воды, находящейся под избыточным давлением, кислые газы не удаляются полностью, а остаются в ней, подчиняясь закону Генри – Дальтона. Кроме того, в водонефтяной эмульсии и сточной воде, из-за недостаточно эффективной сепарации, остается свободный газ с кислыми газами, снижая качество отстоя воды (создает барботаж).

Возникает необходимость в разработке технологии удаления кислых газов из водонефтяной эмульсии и сточных вод. При этом принято во внимание, что растворимость H_2S в воде при $60^{\circ}C$, по сравнению с растворимостью при $20^{\circ}C$, в 2,5 раза ниже (табл. 1 и рис. 5). Сделан вывод, что для удаления из продукции месторождений кислых газов, необходимо, на установках их предварительной и товарной подготовки, реализовать глубокую термодинамическую дегазацию, что не приведет к ощутимому увеличению содержания H_2S в попутном газе, поступающем на КазГПЗ. Технология защищена патентом РК. [7]

Разработана технологическая схема групповой установки с совмещенной на ней установкой предварительного сброса воды (ГУ+УПСВ), на которой реализуется глубокая, термодинамическая дегазация водонефтяной эмульсии и сточных вод, обеспечивающая удаление кислых газов и глубокую очистку сточной воды (рис. 6).

В том случае, если продукция, после термодинамической дегазации в аппаратах КСУ, будет характеризоваться повышенным содержанием кислых газов, то используется эффект «отдува», когда через диспергаторы на КСУ подается газ с низким содержанием кислых газов, в соотношении $1/n$, где n определяется по формуле

$$n = \frac{P_{(H_2S) \text{ фак}}}{P_{(H_2S) \text{ кр}} (2 - P_{(H_2S) \text{ фак } 1})}, \quad (1)$$

где, $P_{(H_2S) \text{ фак}}$ - парциальное давление H_2S фактическое, МПа, согласно приведенным расчетам $P_{(H_2S) \text{ фак}}=0,0025$ МПа;

$P_{(H_2S) \text{ фак } 1}$ - парциальное давление H_2S фактическое, в газовой среде 1-ой ступени сепарации (при $P=0,6$ МПа и $t=20^{\circ}C$), МПа, согласно приведенным расчетам $P_{(H_2S) \text{ фак } 1}=0,00025$ МПа;

$P_{(H_2S) \text{ кр}}$ - парциальное давление H_2S критическое, МПа, согласно АРІ 6А среда с парциальным давлением H_2S $P_{(H_2S) \text{ кр}} \geq 0,034$ признается кислой средой.

Пройдя технологию удаления кислых газов, водонефтяная эмульсия и сточные воды поступают на объекты глубокой очистки, а затем, через

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

систему технического водоснабжения и ППД, в нагнетательные скважины. Исследования показали, что в попутном газе, отобранном из 2-фазного сепаратора 1-ой ступени сепарации, под давлением 0,6 МПа и при температуре 20⁰С, содержание H₂S в 10 раз меньше (0,039 г/м³), чем в общем составе попутного газа месторождения Узень, поступающего на КазГПЗ (0,39 г/м³), что соответствует парциальному давлению сероводорода в газообразной среде 0,00025 МПа, т.е. значительно ниже нормы парциального давления 0,00034 МПа.

Считаем необходимым, на месторождениях Узень и Карамандыбас, реализовать разработанную технологию реконструкции УПСВ-1 и 2 и ГУ, с удалением кислых газов из водонефтяной эмульсии и из попутно добываемой сточной воды, организовав на ГУ глубокую очистку сточных вод и непосредственную закачку их в пласт. Реализация предложенной технологии снизит коррозионный износ промышленного оборудования, улучшит очистку сточных вод, повысит надежность и экономическую эффективность производства, создав экологически благоприятную обстановку на промыслах.

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

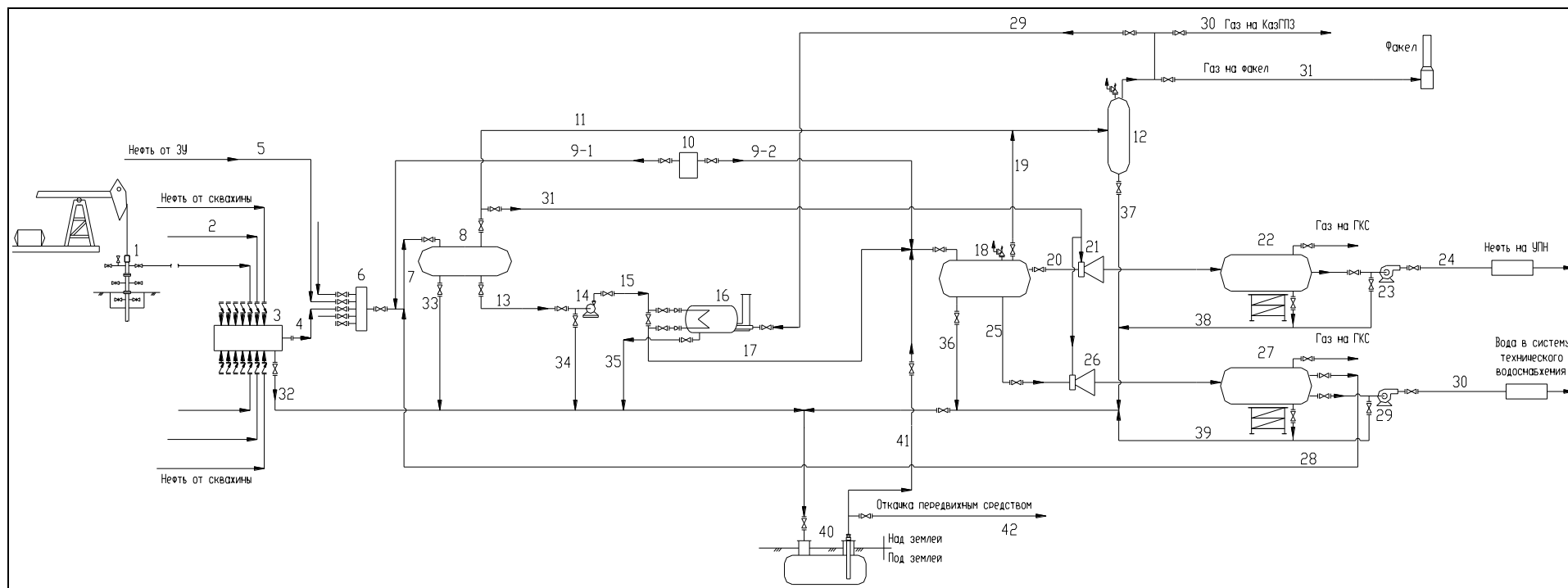


Рисунок 6. Групповая установка, совмещенная с установкой предварительного сброса воды (ГУ+УПСВ) и технологией по удалению из водонефтяной эмульсии и попутной сточной воды кислых газов.

(1 – ШГН; 2 – выкидная линия; 3 – спутник; 4 – трубопровод от спутника до БГ; 5 – трубопровод от ЗУ до БГ; 6 – БГ; 7, 9-1, 9-2, 11, 13, 15, 17, 19, 20, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42 – технологические трубопроводы на УПСВ; 8 – нефтегазовый горизонтальный двухфазный сепаратор; 10 – дозаторные установка подачи химреагента; 12 – вертикальный газовый сепаратор; 14, 23, 29 – насосы; 16 – печь подогрева; 18 – трехфазный сепаратор; диспергаторы подачи газа отдува» 21 и 26 – депульсаторы; 22, 27 – концевые сепарационные установки (КСУ); 40 – подземная дренажная емкость)

IV. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Обводненность продукции на месторождениях достигла 87% и будет закономерно и неуклонно возрастать. Без реконструкции системы промыслового сбора и подготовки продукции, разработка этих месторождений для градообразующего предприятия АО «ОМГ» с мощной инфраструктурой окажется нерентабельной, чего допустить нельзя.

Список использованных источников

1. Отчет АО КазНИПИмунайгаз «Проведение научно-лабораторных исследовательских работ по подбору химических реагентов против солеотложений, коррозии, АСПО и СВБ», 2012 г.
2. Отчет АО КазНИПИнефть «Контроль за процессом биогенного образования сероводорода на месторождении Узень и Жетыбай, разработка технологии применения бактерицидов», 1980 г.
3. Кузьмина И.А. «Содержание растворенного кислорода в воде: Методические указания». - Великий Новгород: НовГУ им. Ярослава Мудрого, 2007.
4. А.Л. Анохин «Исследование и выбор эффективных методов защиты от коррозии нефтепроводов и водоводов на месторождениях Узень и Карамандыбас». Труды Конференции АО «КазНИПИмунайгаз», 2013г.
5. Каспарьянц К.С. «Проектирование обустройства нефтяных месторождений» г. Самара «СамВен» 1994 г.».
6. Байков Н.М. «Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды», М., 1981г.
7. Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж. Патент № 28070 РК от 18.02.2013г. «Способ удаления кислых газов (H₂S CO₂) из водонефтяной эмульсии и попутной сточной воды и устройство для его осуществления».

Дусенбаева А.О. (АО «НИПИнефтегаз»)

Структура экологического мониторинга разработки нефтегазовых месторождений Республики Казахстан

Вступая в новый, XXI, век Республика Казахстан, как и большинство государств, столкнулась с серьезными проблемами в области экологической безопасности.

Как и во всем мире, крупнейшим загрязнителем окружающей среды в промышленности является нефтегазовый комплекс (НГК). На его долю приходится до 50% выбросов вредных веществ в атмосферу, почти третья часть сброса загрязненных сточных вод и твердых отходов, и до 70% общего объема парниковых газов. Несмотря на значительные штрафные санкции, которые предъявляются предприятиям НГК за несоблюдение, установленных государством, допустимых уровней воздействия на окружающую среду, экологическая обстановка существенно не улучшается.

Решение данных проблем в настоящее время возведено в ранг государственной политики. Переход к экологически безопасному и устойчивому развитию - становится одним из приоритетных направлений стратегии развития республики.

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 9 января 2007 года № 212-III, основными принципами экологического законодательства являются: обеспечение устойчивого развития Республики Казахстан; обеспечение экологической безопасности; экосистемный подход, при регулировании экологических отношений; применение наилучших экологически чистых и ресурсосберегающих технологий, при использовании природных ресурсов и воздействии на окружающую среду; стимулирование природопользователей к предотвращению, снижению и ликвидации загрязнения окружающей среды, сокращению отходов; доступность экологической информации.

Ужесточение внутригосударственной экологической политики Республики Казахстан к нефтяным компаниям, потребовало разработку специальных программ проведения производственного мониторинга для контроля за изменением экологической обстановки в процессе освоения и эксплуатации нефтегазовых месторождений и оценки возможных ущербов, наносимых окружающей среде.

V. ЭКОЛОГИЯ

При организации производственного мониторинга во внимание был принят опыт Аджип ККО и его предшественников - NCPT, CSC, OKIOS, которые, начиная с 1996 года, выполнили ряд исследований по изучению фоновому состоянию окружающей среды и работ по производственному мониторингу окружающей среды в Северо-Восточном Каспии.

Основные положения производственной программы включают:

- мониторинг источников загрязнения окружающей среды (ОС);
- мониторинг качества окружающей природной среды.

Первая составляющая предусматривает производство измерений на источниках выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, с учетом режима технологических работ, связанных с операциями по бурению скважин, строительству искусственных сооружений, обустройству и эксплуатации технологических сооружений, как на море, так и на суше.

Выбор точек измерений обуславливается расположением конкретных источников загрязнения ОС.

При мониторинге источников загрязнения исследуемыми объектами окружающей среды являются: **атмосферный воздух, водные ресурсы, отходы.**

Мониторинг источников загрязнения атмосферного воздуха проводится на **морских и береговых** объектах инфраструктуры, которые подразделяются на стационарные и подвижные. Критериями контроля являются установленные природоохранными органами нормативные предельно допустимые выбросы (ПДВ), значения которых не должны превышать фактические выбросы, определяемые расчетным путем по показателям намечаемой деятельности (потребление топлива, продолжительность работы и т.п.) в соответствии с РНД 211.3.01.06-97.

Каждый источник контролируется в соответствии с планом-графиком работ по контролю выбросов загрязняющих веществ. Учитывая характер деятельности каждого источника, предлагаются следующие методы контроля:

- для основных источников выбросов – инструментальный, либо инструментально-лабораторный, с проведением прямых натурных замеров;
- для неорганизованных и, периодически работающих источников, – расчетный.

Периодичность контроля – 1 раз в квартал. Рассчитываются выбросы следующих загрязняющих веществ (ЗВ): диоксид серы, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, формальдегид, бенз(а)пирен, углеводороды, сажа.

Мониторинг источников загрязнения поверхностных водных ресурсов при строительстве и эксплуатации объектов инфраструктуры на море включает систему наблюдений за качеством очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод, нормативно чистых сточных вод из очистных установок, системы охлаждения, балластных вод, сбрасываемых в Каспийское море, и вод, используемых для гидроиспытаний трубопроводов.

V. ЭКОЛОГИЯ

Для выявления изменений качества морской воды, обусловленных проведением комплекса работ на объектах, осуществляются мониторинговые наблюдения в контрольных морских точках (створах). В контрольных точках, 1 раз в квартал отбираются пробы на анализ показателей: температура, водородный показатель (рН), взвешенные вещества, сухой остаток, нефтепродукты, фенолы, АПАВ (СПАВ), железо общее, ХПК, БПК₅.

На суше также осуществляется мониторинг сточных вод. Система мониторинга качества сточных вод заключается в контроле за составом и степенью загрязнения хозяйственно-бытовых сточных вод, поступающих на очистные сооружения. Периодичность отбора проб – 1 раз в квартал, 1 точка до очистных сооружений и 1 точка после очистных сооружений. Эффективность работы очистных сооружений характеризуется сравнительным анализом качества сточных вод на входе в очистные сооружения и после выхода из них. Входные и выходные параметры, отражающие возможности очистных сооружений, обусловлены технологической схемой очистки сточных вод. Контролируемые параметры хозяйственно-бытовых сточных вод: водородный показатель (рН), взвешенные вещества, сухой остаток, нефтепродукты, фенолы, АПАВ (СПАВ), железо общее, ХПК, БПК₅, сульфаты, хлориды, азот аммонийный, азот нитритный, азот нитратный, фосфаты, эпидемиологические показатели (лактозоположительные кишечные палочки (ЛКП), колифаги).

Анализ и оценка результатов исследований должны проводиться с учетом нормативных документов Госстандарта и охраны окружающей среды. Государственный контроль, при выполнении работ, осуществляется в соответствии с требованиями экологического законодательства Республики Казахстан.

Мониторинг отходов является составной частью производственного мониторинга и осуществляется в точках их образования и размещения.

В соответствии с Правилами организации и проведения производственного экологического мониторинга при проведении нефтяных операций, производственный мониторинг отходов включает проведение операционного мониторинга и мониторинга эмиссий. Операционный мониторинг - мониторинг системы сбора хранения и транспортировки отходов. Периодичность наблюдений - постоянно в процессе производственных работ. Мониторинг эмиссий - наблюдения за объемами размещаемых отходов, имеющих утверждённые лимиты. Периодичность наблюдений – один раз в квартал. Критерием наблюдений являются утверждённые лимиты размещения отходов, в соответствии с Разрешением на эмиссии, выданным Министерством окружающей среды и водных ресурсов.

Для получения информации о радиэкологической обстановке и прогнозирования возможных неблагоприятных последствий в обязательном порядке, один раз в год, с составлением отчета, проводится **радиэкологический мониторинг**, включающий системные наблюдения за

V. ЭКОЛОГИЯ

состоянием радиационной обстановки. В случае выявления превышений нормативных значений контролируемых показателей, периодичность наблюдений может быть увеличена.

Он выполняется в процессе бурения скважин, их обустройства и эксплуатации, в местах расположения емкостей для временного складирования бурового шлама и металлических отходов, камер приема скребков, участках расположения многократно применяемого бурового оборудования.

Методики радиационного мониторинга, для оценки уровней облучения работников и установления категории производственных отходов, должны обеспечивать:

- достоверное измерение мощности дозы гамма-излучения, на расстоянии 0,1 м от поверхности производственных отходов, на уровне 0,1 микроГрей в час (мкГр/ч) и выше;
- определение значений эффективной удельной активности в пробах отходов производства, с суммарной относительной погрешностью не более 20%;
- измерение эквивалентной равновесной объемной активности (ЭРОА) изотопов радона в воздухе, с суммарной погрешностью не более 30%, при значениях выше 25 Бк/м³ - для ЭРОА радона, и выше 5 Бк/м³ - для ЭРОА торона;
- достоверное определение среднегодовой общей запыленности воздуха в зоне дыхания работников (в рабочей зоне), на уровне 1 мг/м³ и выше;
- определение удельной активности природных радионуклидов в производственной пыли для основных радионуклидов рядов урана - 238 и тория - 232.

Мониторинг качества окружающей среды предусматривает измерение ее параметров, для выявления изменений, связанных со строительством и эксплуатацией технологических объектов, сбросами отходов и выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в окружающую среду, при проведении запланированных работ.

Станции отбора проб и площадки наблюдений выбираются в местах расположения объектов инфраструктуры, с учетом возможных районов воздействия. Выделяются 3 зоны проведения мониторинга: острова и платформы – объекты добычи и первичной подготовки нефти; промысловые и топливные трубопроводы; площадка установки комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ).

В таблице приведены компоненты ОС, за которыми проводятся мониторинговые наблюдения.

Таблица. Компоненты ОС, за которыми проводятся мониторинговые наблюдения

Море	Суша
------	------

V. ЭКОЛОГИЯ

Атмосферный воздух Морские воды Донные отложения Морская биота Радиационный мониторинг	Атмосферный воздух Поверхностные воды Почвенно-растительный покров Животный мир
--	--

Мониторинг качества атмосферного воздуха включает сезонные метеорологические наблюдения за основными параметрами воздушной среды и качеством атмосферного воздуха, а также специальные измерения (отбор проб) для определения качества атмосферного воздуха, в период максимальной интенсивности работ.

Качество атмосферного воздуха, при бурении и эксплуатации скважин, фиксируется 2 раза в год - весной и осенью. В районе технологического комплекса устанавливается 12 станций, серий «КЕ» и «ЕО», и замеряются - скорость и направление ветра; температура воздуха; атмосферное давление; влажность воздуха; содержание диоксида азота; оксида азота; сажи; диоксида серы; сероводорода; оксида углерода; метана; углеводородов.

При тестировании скважин используют 4 точки (станции серии «А-FL»), расположенные на расстоянии 3, 5, 10, 15 км от факельной установки. Контроль проводят 1 раз для каждого интервала.

В процессе эксплуатации промышленных трубопроводов, точки мониторинговых наблюдений атмосферного воздуха выбираются с учетом взаимовлияния других, рядом расположенных объектов, - УКПНиГ, вахтового поселка и др.

Мониторинговые наблюдения за качеством атмосферного воздуха, при строительстве и эксплуатации УКПНиГ, производятся в одиннадцати точках. В целях безопасности ведения работ на УКПНиГ, все площадки и здания (включая склад серы), где возможна утечка газов и накопление опасных веществ и горючих газов, оснащаются:

- датчиками мониторинга предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ;
- датчиками мониторинга дозрывных концентраций (ДВК) горючих газов и паров.

Датчики подключаются к автоматической системе обнаружения пожара и присутствия газа, контролируемой центральной операторной через РСУ.

Кроме того, по прибрежному региону устанавливаются станции дистанционного мониторинга качества воздуха, для определения фонового качества воздуха, в ближайших к установке комплексной подготовки нефти и газа, населенных пунктах. Основная функция станций – определение исходного состояния качества воздуха в этих местах до начала эксплуатации

V. ЭКОЛОГИЯ

объекта. Станции ведут непрерывный контроль основных параметров качества воздуха (ориентировочно 1 раз в час).

Мониторинг качества поверхностных водных ресурсов включает измерения гидрофизических и гидрохимических параметров морской воды, в районе сооружений морского комплекса, а именно, высоты и направления волн (визуальная оценка); температуры воды, ее солености, прозрачности; рН; наличия нефтяной пленки на поверхности воды, скоплений отмирающих водорослей, повышения мутности воды, наличия пены и т.д. (визуальные наблюдения); наличия биогенных элементов (соединения азота и фосфора); металлов (As, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Hg, Ni, Pb, V, Zn); фенолов; углеводов (общая концентрация углеводов (ОКУ)), n-алканов, коэффициента нечетности углерода (КНУ), полиароматических углеводов (ПАУ).

Для оценки фоновое состояние подземных вод, в районе размещения технологических объектов, обустроиваются гидрогеологические скважины с пьезометрами. На участке расположения УКПНиГ, для контроля качества подземных вод - мониторинговые скважины, располагаемые по потоку грунтовых вод сверху и снизу от площадки. Одним из возможных источников загрязнения подземных вод УКПНиГ нефтепродуктами могут быть утечки из резервуаров для хранения нефти, поэтому в районе их расположения рекомендуется оборудовать 5-6 гидрогеологических скважин (на расстоянии 2-5 м за обвалованием).

Следует также заложить дополнительные скважины по периметру площадки хранения серы, с учетом направления естественного потока грунтовых вод, на расстоянии около 10-15 м от контура объекта.

Еще одним вероятным источником загрязнения подземных вод, в районе УКПНиГ, является полигон размещения жидких технологических отходов (ПРЖТО). Как правило, в них предусматривается защита подземных вод, путем организации глиняного слоя и создания противодиффузионного экрана. Тем не менее, предполагается размещение 4 гидромониторинговых скважин (5-10 м от контура объекта).

Вокруг полигона захоронения твердых отходов также размещают 4 скважины: одну (фоновую) выше по потоку грунтовых вод и три - ниже по потоку, вокруг полигона (на расстоянии 50 м).

Мониторинг качества морского дна и донных отложений заключается в определении физико-химических характеристик донных отложений на мониторинговых станциях. Замеряемые параметры: гранулометрический состав; плотность (рыхлость); окислительно-восстановительный потенциал (Eh) и температура; металлы (As, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Hg, Ni, Pb, V, Zn); общее содержание органического углерода; наличие фенолов; углеводов (ОКУ, КНУ, алифатические и ПАУ).

Фауна. Мониторинг включает в себя сезонные исследования морской биоты акватории моря в районе сооружений морского комплекса, для оценки фактического воздействия на нее физического нарушения морских биотопов или какого-либо загрязнения, в результате строительства искусственных и

V. ЭКОЛОГИЯ

эксплуатации технологических сооружений. Проводится в районе технологических блоков 2 раза в год – весной и осенью. Мониторинг состояния животного мира, в период строительства и эксплуатации УКПНиГ или прокладки наземной части трубопроводов, проводится по стандартным методикам, путем визуальных наблюдений за численностью популяций фоновых видов: грызунов, мелких хищников, пернатых, пресмыкающихся.

Контроль за **почвенно-растительным покровом**, при проведении строительных работ и эксплуатации УКПНиГ, включает систему визуальных наблюдений на сети стационарных экологических площадок (СЭП) – участков, с характерным для данной местности почвенно-растительным покровом, а также на прилегающей к ним территории.

Чтобы нивелировать локальные особенности загрязняющих химических веществ, отбираются объединенные пробы, состоящие из 5 точечных проб, равномерно размещенных на пробной площадке размером 10 x 10 м, по принципу конверта. Отбор проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализов, проводят не менее 1 раза в год. Для контроля загрязнения тяжелыми металлами, отбор проводят не менее 1 раза в 3 года.

Выявляемые загрязнения должны быть безотлагательно локализованы и подвергнуты технической рекультивации.

Согласно нормативным документам РК, СЭП должны располагаться как на границе СЗЗ УКПНиГ (5000 м), так и на расстоянии нормативных СЗЗ от других наблюдаемых промобъектов: в 500 м от полигона твердых (ТО) и жидких технологических отходов (ЖТО), и от площадки по хранению серы. Так же, для выявления тенденций процессов накопления загрязняющих веществ в почвах, предлагается размещение нескольких СЭП в пределах 1000-метровой зоны вокруг УКПНиГ, на разных почвенных разновидностях.

***Мониторинг и контроль при чрезвычайных ситуациях (авариях с разливом нефтепродуктов)** включает - исследования качества атмосферного воздуха, почв, подземных вод (посредством наблюдательных скважин, попавших в зону влияния аварии), морской воды, донных отложений, флоры и фауны, с момента начала аварии и до ликвидации источника воздействия на окружающую среду, и выполнения работ по реабилитации природных комплексов. Продолжительность исследований определяется размерами, характером, обстоятельствами и особенностями аварии.*

Регистрации подлежат обнаруженные случаи гибели представителей флоры и фауны, а также результаты наблюдений за направлением перемещения пятна разлива нефти или зоны влияния выбросов в воздушный бассейн.

Для регистрации аварийных выбросов ЗВ, например сероводорода, и возможного повышения их концентраций в населенных пунктах и их окрестностях, планируется установка автоматизированных станций постоянного контроля загазованности атмосферного воздуха. Конкретная

V. ЭКОЛОГИЯ

программа мониторинга, в процессе ликвидации аварии, уточняется и согласовывается в оперативном порядке координатором аварийных работ, с учетом реальной обстановки и её последствий.

Мониторинг социально-экономической сферы проводится социологическими и медицинскими организациями РК, по специально разработанным программам. В рамках мониторинга социально-экономической сферы, предусматривается создание специальной службы по работе с акиматами районов и областей, министерствами, ведомствами и общественными организациями. Данный вид мониторинговых исследований, согласно нормативным документам, не является обязательным для недропользователей. Однако, в последнее время, им уделяется все большее внимание как фактору, способствующему осознанию необходимости безотлагательного и оперативного решения вопросов обеспечения экологической безопасности любой производственной деятельности и, особенно, при разработке нефтяных и газовых месторождений.

Стратегические цели и задачи экологической безопасности включают:

- создание единой системы мониторинга за состоянием окружающей среды;
- оценку состояния качества природной среды, экологическое районирование;
- создание системы природоохранного законодательства;
- совершенствование системы экологического контроля и нормирования;
- планирование природопользования, разработку экологических программ;
- развитие системы экологического образования и воспитания;
- создание экономического механизма рационального природопользования;
- разработку программ международного сотрудничества по проблемам охраны окружающей среды.

Экологическая безопасность Республики Казахстан базируется на следующих принципах:

- «платит природопользователь и загрязнитель»;
- соблюдение, установленных государством, допустимых уровней воздействия на окружающую среду;
- разрешительный порядок осуществления экологической экспертизы;
- своевременное выявление и восстановление нарушенных территорий;
- обеспечение полной, достоверной и своевременной экологической информацией;
- обязательное участие в международной деятельности, в области обеспечения экологической безопасности.

Достижение состояния экологической безопасности, других экологических целей, возможно только в результате глубоких социально-экономических преобразований, затрагивающих все стороны жизни

V. ЭКОЛОГИЯ

общества и обеспечивающих его переход к устойчивому развитию, при котором достигается постоянное улучшение условий жизни, здоровья, образования и экологической среды. Такие долгосрочные ориентиры деятельности Министерства в области охраны окружающей среды обозначены в приоритете 6 Стратегии Казахстана-2050 (Казахстанский путь – 2050: единая цель, единые интересы, единое будущее) «здоровье, образование и благосостояние граждан Казахстана».

VI. ОБУЧЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

УДК 658.386

Кондратьева А.Л. (АО «НИПИнефтегаз»)

Подготовка и повышение квалификации специалистов

Ни для кого не новость, что кадровый потенциал играет основополагающую роль в жизнедеятельности любого предприятия и является важнейшим фактором его экономического роста, особенно если речь идет о такой деятельности, как выполнение научно-исследовательских работ. Тем не менее, нам приходится еще раз поднять вопрос, касающийся известной и наболевшей проблемы, и поделиться нашим примером ее решения.

Существуя на рынке нефтегазовой промышленности Республики Казахстан более 17 лет, компания АО «НИПИнефтегаз» занимает передовые позиции, как один из наиболее эффективных научно-исследовательских и проектных институтов республики, имеющий сплоченный коллектив специалистов высокой квалификации, способных решать сложные задачи.

Освоение новых месторождений и внедрение новых современных технологий ведет к расширению тематики научно-исследовательских и проектных работ, в связи с чем, с каждым годом на рынке труда увеличиваются требования к квалификации специалистов.

В наши дни, в нефтегазовой отрасли наблюдается не только явный дефицит в компетентных инженерно-технических кадрах, но и отсутствие смены профессиональных поколений. Сегодняшние высококвалифицированные специалисты, воспитанные прочной советской системой образования, приближаются к предпенсионному возрасту. Значительное количество молодых специалистов, вчерашних выпускников ВУЗов, не готово оперативно включиться в рабочий процесс и «перехватить эстафету» в те сроки, которые прогнозирует работодатель, из-за отсутствия требуемых фундаментальных знаний, в том числе, больших пробелов в знании школьной программы. В связи с чем, опытные специалисты вынуждены тратить значительное время на дополнительное разъяснение задач и проверку выполненных работ, что оказывает влияние на показатели производительности труда.

Одна из основных целей нашей компании – это поддержание качества работ и услуг и сохранение своих лидирующие позиции через десятилетия. Поэтому, руководство компании сегодня поставило задачу формирования надежного механизма развития научно-технического и кадрового потенциала, позволяющего обеспечить стабильный кадровый резерв. Одним из элементов такого механизма является создание собственного Учебного центра.

Учебный центр при АО «НИПИнефтегаз» был создан 10 апреля 2013 года. Под деятельность Центра выделены собственные помещения общей

VI. ОБУЧЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

площадью 400 м², включающие 7 оборудованных аудиторий и 2 методических кабинета.

Обучение и повышение квалификации Центра ведется по следующим направлениям:

- геология нефти и газа;
- проектирование объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений и других промышленных объектов;
- разработка нефтяных и газовых месторождений;
- бурение нефтяных и газовых скважин;
- практические навыки лаборантов химического анализа.

Специалистами АО «НИПИнефтегаз», исходя из опыта работы с молодыми специалистами, разработаны учебные планы и программы обучения, имеющие практическую направленность (70% учебного времени – решение практических и производственных задач). Ранее, уже было акцентировано наше внимание на отсутствие требуемых фундаментальных знаний у молодых специалистов, в связи с чем, было принято решение о введении 2-х модульной системы обучения. Программа первого модуля включает прикладную математику, физику и химию в объеме, который необходимо знать всем специалистам для выполнения производственных задач. Второй модуль состоит из специальных дисциплин и стажировки на рабочих местах. Объем обучения - от 80 до 270 часов, программы обучения делятся на 3 формы:

- с частичным отрывом от производства;
- без отрыва от производства;
- индивидуальная образовательная траектория.

Преподавательский состав подобран из числа высококвалифицированных специалистов – практиков АО «НИПИнефтегаз», имеющих многолетний опыт работы в нефтегазовой отрасли, также привлекаются опытные специалисты других ведущих организаций Казахстана, России и стран СНГ, члены Центральной Комиссии по разработке, эксперты Государственной Комиссии по запасам углеводородного сырья РК, преподаватели ведущих ВУЗов России и Казахстана. По имеющейся практике, хочется отметить, что основной мотивацией работы в Учебном центре, для занятых практикующих специалистов, является не дополнительный заработок, а желание воспитать молодые кадры, которые применят полученные знания на рабочих местах и, в дальнейшем, могут стать надежной сменой.

Для ведения дисциплин первого модуля приглашаются преподаватели школ и профессиональных колледжей, также имеющие многолетний опыт работы.

Стажировка учеников Учебного центра проводится на рабочих местах, в подразделениях компании АО «НИПИнефтегаз». Деятельность компании охватывает проведение научно-исследовательских и проектных работ на всех этапах освоения месторождений, включая лабораторные

VI. ОБУЧЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

испытания нефти, нефтепродуктов, воды, керна, почвы, грунта, шлама, бурового раствора и др. Большим преимуществом является наличие современной лабораторной базы.

Одной из основных задач центра является устранение квалификационного разрыва, между реальными потребностями работодателя и профессиональными возможностями специалистов. На обучение в Центр принимаются специалисты с высшим образованием без опыта работы, с незаконченным высшим образованием (выпускники последних курсов ВУЗов). Все потенциальные ученики проходят предварительное собеседование. Статистика поступления следующая – из ста дипломированных специалистов, по итогам собеседования, на обучение зачислены 20.

При условии успешного завершения обучения (более 60-ти баллов), слушатели центра имеют возможность трудоустроиться в АО «НИПИнефтегаз». Преимущество такого подхода состоит в том, что ученики Центра имеют возможность получить начальные практические навыки, почувствовать корпоративную культуру компании и принять решение - работать здесь или пойти дальше, а компания имеет возможность оценить способности потенциального работника, в том числе, и на рабочем месте, до трудоустройства.

Кроме сторонних учеников, компания направляет, на вышеуказанный курс обучения, своих молодых специалистов. На этапе проведения стажировки, перед такими специалистами ставятся более сложные по уровню задачи, отличные от выполняемой деятельности. Такое решение способствует расширению кругозора молодых специалистов и дает им большую возможность карьерного роста. Также на курсы обучения принимаются молодые специалисты, подобных по роду деятельности, научно-исследовательских проектных институтов и других предприятий нефтегазовой отрасли. Центр обеспечивает работодателей объективной информацией о промежуточных и итоговых результатах обучения.

Численность группы по каждой специальности не превышает 10 человек (включая сторонних учеников и сотрудников АО «НИПИнефтегаз»)

Кроме вышеперечисленного, работа Учебного центра направлена на организацию семинаров, как по собственным потребностям, так и по заявкам предприятий нефтегазовой отрасли, с привлечением лекторов ведущих институтов России и зарубежья, что значительно экономит средства на командировочные расходы при выборе выездной формы обучения.

На сегодняшний день, за год работы, в Учебном центре прошли обучение – 71 человек, из них 48 – молодые специалисты АО «НИПИнефтегаз», 23 - сторонние слушатели (в том числе, по заявкам других организаций). Благодаря организации такого обучения, молодые специалисты Уральского и Алматинского офисов АО «НИПИнефтегаз», в количестве – 5 человек, получили возможность обучиться и пройти стажировку в головном офисе в течение 3-х месяцев.

VI. ОБУЧЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

По итогам успешного завершения обучения, на работу в АО «НИПИнефтегаз», из числа сторонних слушателей, принято - 9 человек.

Уже через год работы виден положительный результат и значительная отдача. Руководство АО «НИПИнефтегаз» ставит важные задачи и видит большие перспективы в деятельности Учебного центра, в его участии в реализации кадровой политики, направленной на создание кадрового состава, отвечающего потребностям компании, а также способствующего ее продвижению и активному развитию.