

**КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ОТДЕЛ МАГИСТРАТУРЫ**



**На правах рукописи
УДК 622.276**

Бобоназарова Ирода Асатовна

**«Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими
нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого
давления»**

**Специальность: 5A311901 - Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений**

**Диссертационная работа
на соискание академической степени
магистра**

Научный руководитель:
Х.Б. Асадова **доц. Х.Б. Асадова**
« 13 » _____ 2015 год

Карши – 2015

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»

_____ к.т.н., доц. Н.Х.Эрматов

« ____ » _____ 2015 год

Задание для написания магистерской диссертации

Утвержденно приказом ректора Каршинского инженерно-экономического института № ____ от 2014 года.

Магистерская диссертация И.А. Бобоназаровой на тему «Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления» под научным руководством руководителя к.т.н., доц. Х.Б. Асадовой, а также при содействии кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» до 2015 года для предварительной защиты.

В диссертационной работе используются научно-исследовательские работы (научные отчёты, научные статьи и др.) по нефтяному месторождению Южный Кемачи.

В работе приведены методы интенсификации притока при различных геологических залеганиях на пласт, а также внедрение результатов научных исследований.

В работе планируется исследование таких задач как:

Глава I. Анализ и обобщение опыта применения обратной закачки в пласт газа - январь - июнь 2014 года.

Глава II. Анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Южный Кемачи - июль - декабрь 2014 года.

Глава III. Обоснование закачки газа высокого давления в пласт для увеличения темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками - январь - апрель 2015 года.

Заключение и предложение

На основе исследований показана научная новизна, практическая и научная значимость и сформулированы выводы и практические рекомендации.

Задания, данные научным руководителем и прошедшие предварительную защиту, диссертации 28 мая 2015 года на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»:

Задания приняты: _____

**“Кичик нефть хошияли уюмларга юқори босимли газ ҳайдаб
углеводород қазиб олиш суратини ошириш” магистерлик
диссертациясига**

А Н Н О Т А Ц И Я

Диссертация иши самарали ва кам харажатли технологияни ишлаб чиқиш ва қўллаш орқали нефтгазконденсат конларида компонент бераолувчанликка йўналтирилган

Диссертациянинг асосий мавзуси ва унинг актуваллиги - Қатламга юқори босимли газ ҳайдаб углеводородларни максимал қазиб олиш катта харажатли ва айтилган қатламнинг компонент бераолувчанлигига эришиш қийнлигига қарамасдан ҳозирги кунда актуаллигича қолмоқда.

Тадқиқот объекти - тадқиқот объекти сифатида Жанубий Кемачи кони олинган.

Тадқиқот предмети - Кичик нефть хошияли уюмларга юқори босимли газ ҳайдаб углеводород қазиб олиш суратини ошириш

Тадқиқот усуллари: Гидродинамик тадқиқот; Газогидродинамик тадқиқот

Тадқиқотнинг назарий ва амалий натижалари моҳияти.

Тадқиқотнинг назарий ва амалий натижалари моҳияти шундаки Жанубий Кемачи нефтгазконденсат конини ишлатиш жараёнида эркин газнинг компенсацияланмаган ҳолатда жадал олиншига асосланган қонуниятларга бўйсинувчи қатлам босимининг тушиши назарияси билан боғлиқлиги келтирилган.

“Муборакнефтьгаз” УШКсида олинган назарий ва амалий натижаларни Ўзбекистонда мавжуд ўхшаш конларга тавсия қилинади.

Тадқиқот натижалари ва илмий янгилиги:

1. Эркин газнинг компенсацияланмаган ҳолатда жадал олиншига асосланган қонуниятларга бўйсинувчи қатлам босимининг тушиши белгиланган.

2. Жанубий Кемачи конини ишлатиш жараёнида қудуқларнинг маҳсулдорлик коэффицентини пасайиши ишлатиш жараёнида технологик режимга риоя қилмаганлик натижасида рўй беради.

3. Қатор нефт уюмларини ишлатиш жараёнида ўтказилган тадқиқотлар орқали қатламга углеводород эритмаларини ҳайдаш жараёнда юқори самарага эриш мумкинлигини аниқлади.

4. Жанубий Кемачи ГКТҚ киришидаги босимини талаб даражасида ушлаш учун мўлжалланган СКС киритилган рационал ишлатиш вариантини асослаш.

Киришда – Ўзбекистоннинг суюқ углеводородлар захирасининг хом-ашё базалари ҳақида маълумот, кичик геологик нефт захирали нефтгазконденсат конларининг тузилиши тавсифи, кичик нефт хошияли конлар тавсифи келтирилган.

Биринчи бўлимда - нефтгазконденсат конларини ишлатиш технологиялари ва турли таъсир усуллари бўйича тавсия қилинган компонентбераолувчанликни ошириш усуллари ва газни қатламга қайта ҳайдаш бўйича масалалар кўриб чиқилган

Иккинчи бўлимда - майдон бўйлаб газ ҳайдаш, ҳайдовчи қудуқлар тўрини жойлаштириш, қатламни ишлаш муддати каби масалалар кўриб чиқилган. Шу билан биргаликда Жанубий Кемачи кони жорий ҳолати таҳлили газ ҳайдовчи қудуқларга талаблар келтирилган.

Учинчи бўлимда - тўрт вариант асосида кичик нефт хошияли уюмларга юқори босимли газ ҳайдаб углеводород қазиб олиш суратини ошириш бўйича ҳисоблар келтирилган ва ҳар бир бўлим хулосалари келтирилиб асосланган.

АННОТАЦИЯ

На магистерскую диссертацию “Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления”

Диссертационная работа направлена на повышение компонентоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений, за счет использования наиболее эффективных и экономичных технологий их разработки.

Обоснование темы диссертации и ее актуальность - зная больших капитальных затрат и в тоже время, не гарантированность достижений требуемых значений компонентоотдачи пласта ,методы воздействия на пласт путем закачки газа высокого давления для максимального извлечения углеводородов остаётся актуальным .

Объект исследования – объектом исследования является месторождения Южный Кемачи.

Предмет исследования - увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления.

Методы исследований: Гидродинамические исследования;
Газогидродинамические исследования

Теоретическое и практическое значение результатов исследований. Теоретическая значения результатов исследований заключается в установленных закономерностях снижение пластового давления связано с интенсивным некомпенсированным отборам свободного газа, коэффициента продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи. Полученные теоретические и практические выводы рекомендуется использовать УДП “Муборакнефтваз” при обосновании технологических условий работы скважин и на аналогичных нефтегазоконденсатных месторождениях Узбекистана.

Результаты исследования и их научная новизна:

1. Установлено, снижение пластового давления в установленных закономерностях, связано синтенсивным некомпенсированным отбором свободного газа.

2. Коэффициент продуктивности скважин в процессе разработки месторождения Южный Кемачи снижается в процессе не соблюдения технологического режима.

3. Установлено, результаты проведенных исследований разработки ряда нефтяных залежей с закачкой углеводородных растворителей в пласт показывает высокую эффективность процесса.

4. Обоснован рациональный вариант разработки по вводу ДКС для поддержания требуемого давления газа на входе в УКПГ Южный Кемачи.

В введении - даны информации о сырьевой базе Узбекистана по жидким углеводородным ресурсам, характеризуется структура нефтегазоконденсатных месторождений с относительно небольшими геологическими запасами нефти, характеристики к месторождениям тонкими нефтяными оторочками .

В первой главе - рассмотрены вопросы применения обратной закачки в пласт газа и методы повышения компонентоотдачи пласта в которых предлагались различные методы воздействия и технологии разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Кроме того, предлагаемые методы воздействия на нефтегазоконденсатные месторождения и технологии их разработки.

Во второй главе - рассмотрены вопросы площадного нагнетания газа, сетка размещения нагнетательных скважин, площадная закачка газа, сроки разработки пласта. А также, анализ текущего состояния месторождения Южный Кемачи, требования к газонагнетательным скважинам.

В третьей главе - рассмотрены вопросы сравнение результатов расчета по четырем вариантам и методика увеличения темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления в работе каждой главе даны выводы и обоснование .

ANNOTATION

In the master's thesis "The increase in the rate of hydrocarbon production from reservoirs with thin oil banks by injecting into the formation of high pressure gas"

The thesis is aimed at improving komponentootdachi oil and gas fields, by using the most efficient and cost-effective technologies for their development. Justification dissertation topic and its relevance - knowing the large capital outlay and at the same time, do not achieve the desired values of warranty komponentootdachi formation stimulation methods by pumping high pressure gas for maximum hydrocarbon recovery remains relevant.

Research object: The object of study is the field South Kemachi.

Subject of research: The rate of increase in the production of hydrocarbons from reservoirs with thin oil banks by injecting into the formation of high pressure gas.

Research Methods:

Hydrodynamic research

Gas-hydrodynamic studies

Theoretical and practical significance of the research results:

The theoretical value of the research results is set by the laws of decrease reservoir pressure due to the intense selection uncompensated free gas well productivity factor in the development of oil and gas field South Kemachi. The theoretical and practical conclusions is recommended to use UDP

"Muborakneftgaz" in justifying the technological conditions of wells and similar oil and gas fields in Uzbekistan.

Results and scientific innovation:

1. Ustanovleno, reduced reservoir pressure in the established laws connected with intensive uncompensated selection of free gas.

2. The coefficient of productivity of wells in the process of development of the field South Kemachi decreases in non-compliance with the technological regime.

3. It is established, the results of the research of a number of developing oil deposits with the injection of hydrocarbon solvent into the reservoir shows high efficiency of the process.

4. substantiated rational development option on input DCS for maintaining the required gas pressure at the inlet of the GPP South Kemachi.

The administration - given the information about the raw material base of Uzbekistan liquid hydrocarbon resources, is characterized by the structure of oil and gas fields with relatively low geological oil reserves, the characteristics to deposits of thin oil rims.

The first glave - deal with the application re-injection of gas and methods to improve komponentootdachi reservoir which offers various impacts and technology development oil and gas fields. In addition, the proposed methods of influence on oil and gas fields and technologies of their development.

On the second glave: The issues areal gas injection grid placement of injection wells, areal gas injection, timing of reservoir development. Also, analysis of the current state of the field South Kemachi for a gas injection wells.

In the third chapter: The questions comparing the calculation results in four variants and methods of increasing the production rate of hydrocarbons from reservoirs with thin oil banks by injecting into the formation of high pressure gas in each chapter gives conclusions and rationale.

Содержание

Введение	10
Глава I. Анализ и обобщение опыта применения обратной закачки в пласт газа	
1.1. Классификация жидких и газообразных углеводородных месторождений.....	13
1.2. Эксплуатация газоконденсатных месторождений в режиме обратной закачки газа в пласт.....	27
Выводы по первой главе.....	33
Глава II. Анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Южный Кемачи	
2.1. Особенности геологического строения.....	34
2.2. Анализ текущего состояния и эффективность применяемой технологии разработки.....	49
Выводы по второй главе.....	54
Глава III. Обоснование закачки газа высокого давления в пласт для увеличения темпов добычи углеводородов из залежей с тонкиминеральными оторочками	
3.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов, выбор расчетных вариантов и технологии разработки	55
3.2. Технология системы закачки газа.....	57
3.3. Технологические решения по системе закачки газа в пласт.....	62
Выводы по третьей главе	75
Заключение	76
Список литературы	78
Приложение	83

Введение

Обоснование темы магистерской диссертации и её актуальность.

Сырьевая база Узбекистана по жидким углеводородным ресурсам (нефть, газовый конденсат) характеризуется преобладанием в её структуре нефтегазоконденсатных месторождений с относительно небольшими геологическими запасами нефти, представленными тонкими нефтяными оторочками с обширными газовыми шапками, содержащими газовый конденсат.

Вопросам повышения компонентоотдачи пласта посвящены многочисленные исследования отечественных и зарубежных авторов, в которых предлагались различные методы воздействия и технологии разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Кроме того, предлагаемые методы воздействия на нефтегазоконденсатные месторождения и технологии их разработки требовали больших капитальных затрат и, в тоже время, учитывая специфические особенности этих месторождений, не гарантировали достижение требуемых значений компонентоотдачи пласта. Зная больших капитальных затрат и в тоже время, не гарантированность достижений требуемых значений компонентоотдачи пласта, методы воздействия на пласт путем закачки газа высокого давления для максимального извлечения углеводородов остаётся актуальным.

Объект исследования. Объектом исследования является месторождения Южный Кемачи.

Предмет исследования. Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления.

Цель исследования. Обоснование технологий по увеличению темпов добычи и компонентоотдачи нефтегазоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления.

Задача исследования:

- анализ применяемых методов увеличения компонентоотдачи;
- анализ применяемых методов увеличения компонентоотдачи на месторождении Южный Кемачи;
- обоснование рационального варианта разработки для месторождения Южный Кемачи.

Степень изученности проблемы.

Совершенствованию систем разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений в частности, закачки газа высокого давления в пласт посвящено большое количество исследований. Исследованиями по прокачке через нефтенасыщенные пласты инертных (азот) и неуглеводородных газов посвящены работы, Абдулина Ф.С, Лысенко В.Д, Мирзаджанзаде А.Х. Дурмишьян А.Г., Ковалев А.Г., Аллахвердиева Т.А. Исследованиями ретроградной конденсации в пласте тяжелых фракций высококипящих углеводородов нефтегазоконденсатных месторождений Узбекистана занимались С.Н. Назаров, У.С. Назаров, Э.К. Ирматов, А.Х.Агзамов., Шевцов В.М., Шевцов А.В., Д.В.Лючай, и многие другие ученые и специалисты занимающихся проектированием и разработкой газовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

Результаты исследований выше перечисленных ученых и специалистов показывает, что в процессе разработки месторождения многие продуктивные характеристики скважин значительно изменяются, а большое разнообразие геолого - физических условий месторождений еще больше осложняет обоснование оптимальных режимов эксплуатации скважин.

Методы исследований:

- Гидродинамические исследования
- Газогидродинамические исследования

Теоретическое и практическое значение результатов исследований.

Теоретическая значения результатов исследований заключается в установленных закономерностях снижение пластового давления связано с интенсивным некомпенсированным отборам свободного газа, коэффициента продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи. Полученные теоретические и практические выводы рекомендуется использовать УДП «Муборакнефтьгаз» при обосновании технологических условий работы скважин и на аналогичных нефтегазоконденсатных месторождениях Узбекистана.

Результаты исследования и их научная новизна:

1. Установлено, снижение пластового давления в установленных закономерностях, связано с интенсивным некомпенсированным отборам свободного газа.

2. Коэффициент продуктивности скважин в процессе разработки месторождения Южный Кемачи снижается в процессе не соблюдения технологического режима.

3. Установлено, результаты проведенных исследований разработки ряда нефтяных залежей с закачкой углеводородных растворителей в пласт показывает высокую эффективность процесса.

4. Обоснован рациональный вариант разработки по вводу ДКС для поддержания требуемого давления газа на входе в УКПГ Южный Кемачи.

Структура и объем диссертации.

Магистерская диссертация состоит из введения, трёх глав, заключения и списка литературы. Объем магистерской диссертации состоит из 75 страниц, в том числе 13 рисунков и 8 таблиц и списка использованной литературы из 47 наименований.

Глава I. Анализ и обобщение опыта применения обратной закачки в пласт газа

1.1. Классификация жидких и газообразных углеводородных месторождений

Компонентоотдача газового, газоконденсатного или нефтяного месторождения характеризуется коэффициентом компонентоотдачи. Коэффициентом объемной компонентоотдачи называется отношение объема извлеченного из пласта компонента Q_d к его геологическим запасам Q_z . Различают конечный (в конце периода эксплуатации) и текущий (в некоторый момент эксплуатации) коэффициенты компонентоотдачи. Часто эти коэффициенты выражаются в процентах.

$$K_i = \frac{Q_{di}}{Q_{zi}} 100 = \left(1 - \frac{Q_{oi}}{Q_{zi}} \right) 100, \quad (1.1)$$

где Q_o - оставшиеся запасы.

Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи выражаются следующим образом:

$$K_{\Gamma} = \left(\frac{\sum_{i=1}^4 Q_{di}}{\sum_{i=1}^4 Q_{zi}} \right) 100, \quad (1.2)$$

$$K_{\kappa} = \frac{Q_{dC_{5+}}}{Q_{zC_{5+}}} 100. \quad (1.3)$$

Практика разработки месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85 - 95%, в то время как коэффициент конденсатоотдачи изменяется от 30 до 75 %.

Основными физическими факторами, влияющими на коэффициент газоотдачи являются:

- 1) режим эксплуатации месторождения;

2) средневзвешенное по объему порового пространства пласта конечное давление в залежи;

3) площадная и по разрезу пласта неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта;

4) тип месторождения (пластовое, массивное);

5) темп отбора газа.

При разработке месторождений, приуроченных к относительно однородным по коллекторским свойствам пластам в общем случае объем остаточного газа в пласте в конце периода разработки можно выразить следующим равенством:

$$Q_0 = \Omega_K \bar{p}_K + (\Omega_H - \Omega_K) \bar{p}_B \alpha \left(p_B, \frac{Q(t)}{Q_3}, p_B \right), \quad (1.4)$$

где Ω_H и Ω_K - начальный и конечный газонасыщенные объемы порового пространства пласта, м³; индексы н, к, в относятся к начальным, конечным и обводненным объемам; α - коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной (т. е. $\Omega_H - \Omega_K$) зоны, доли единицы; $\bar{p} = \frac{p}{z}$

- средневзвешенное по площади, приведенное (деленное на коэффициент сверхсжимаемости) и безразмерное (отнесенное к атмосферному давлению) давление.

С учетом (1.4) коэффициент газоотдачи запишется в виде:

$$K_{\Gamma} = \frac{[\Omega_H (\bar{p}_H - \alpha \bar{p}_B) - \Omega_H (\bar{p}_K - \alpha \bar{p}_B)]}{Q_3} 100, \quad (1.5)$$

Исследуем зависимость коэффициента газоотдачи от различных геологических, эксплуатационных и физических факторов.

1. Коэффициент газоотдачи при газовом режиме эксплуатации ($\Omega_H = \Omega_K = \text{const}$, $\alpha = 0$, $Q_3 = \Omega_H \bar{p}_H$)

$$K_{\Gamma} = \frac{\Omega_{\text{H}} (\bar{p}_{\text{H}} - \alpha \bar{p}_{\text{B}})}{Q_3 \bar{p}_{\text{H}}} 100 = \left(1 - \frac{\bar{p}_{\text{K}}}{\bar{p}_{\text{H}}} \right) 100, \quad (1.6)$$

2. Коэффициент газоотдачи при жестком водонапорном режиме эксплуатации ($\Omega_{\text{H}} > \Omega_{\text{K}}$; $\alpha > 0$, $\bar{p}_{\text{H}} = \bar{p}_{\text{K}} \approx \text{const}$)

$$K_{\text{B}} = \left[(1 - \alpha_0) - \frac{\Omega_{\text{K}}}{\Omega_{\text{H}}} (1 - \alpha_0) \right] 100 = (1 - \alpha_0) \left(1 - \frac{\Omega_{\text{K}}}{\Omega_{\text{H}}} \right) 100. \quad (1.7)$$

Здесь: для песков $\alpha_{0\text{П}} = (1 - 1,415 \sqrt{m_0 \rho_{\text{П}}}) \rho_{\text{H}}$;

для доломитов $\alpha_{0\text{Д}} = (1 - 1,085 \sqrt{m_0 \rho_{\text{П}}}) \rho_{\text{H}}$.

Если $\Omega_{\text{K}} = 0$, то: $\alpha_{0\text{П}} = (1 - 1,415 \sqrt{m_0 \rho_{\text{П}}})$;

$$\alpha_{0\text{Д}} = (1 - 1,085 \sqrt{m_0 \rho_{\text{П}}}).$$

3. Коэффициент газоотдачи при упруговодонапорном режиме эксплуатации ($\Omega_{\text{H}} > \Omega_{\text{K}}$; $\alpha > 0$, $\bar{p}_{\text{H}} > \bar{p}_{\text{B}} > \bar{p}_{\text{K}}$)

$$K_{\text{y}} = \left[\left(1 - \alpha \frac{\bar{p}_{\text{B}}}{\bar{p}_{\text{H}}} \right) - \frac{\Omega_{\text{K}}}{\Omega_{\text{H}}} \left(\frac{\bar{p}_{\text{K}}}{\bar{p}_{\text{H}}} - \alpha \frac{\bar{p}_{\text{B}}}{\bar{p}_{\text{H}}} \right) \right] 100, \quad (1.8)$$

Где $\alpha = \alpha_0 f(p_{\text{B}}, Q(t)/Q_3, \text{литологии пласта})$; $Q(t)$ - годовой отбор газа из месторождения.

Если $Q(t)/Q_3 < 0,2$, то:

$$\text{для несцементированных песков } f = 1,49 - \left(\frac{p_{\text{B}}}{p_{\text{H}}} - 0,3 \right)^2; \quad (1.9)$$

$$\text{для песчаников } f = 1,25 - \left(\frac{p_{\text{B}}}{p_{\text{H}}} - 0,5 \right)^2. \quad (1.10)$$

При разработке залежей, приуроченных к резко неоднородным по коллекторским свойствам пластам, пользоваться для определения коэффициента конечной газоотдачи формулой (1.5) нельзя даже при

проявлении газового режима. На коэффициенты газоотдачи, кроме рассмотренных, влияют и другие факторы:

- а) охват залежи вытеснением;
- б) размещение скважин на структуре и площади газоносности;
- в) глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб.

Коэффициент газоотдачи больше у пород с большей пористостью и газонасыщенностью и меньшей проницаемостью:

$$K_{\Gamma} = 1,415\sqrt{\alpha m} , \quad (1.11)$$

где α - коэффициент газонасыщенности; m - коэффициент эффективной пористости. Влиянием коэффициента проницаемости на газоотдачу можно пренебречь.

Коэффициент газоотдачи практически не зависит от вязкости газа и воды и поверхностного натяжения на границе фаз (при различных температурах), а также от давления вытеснения и скорости вытеснения газа водой. На этот коэффициент в основном влияют капиллярные процессы, происходящие при вытеснении газа водой, а также коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Чем больше макро- и микронеоднородность пласта, тем меньше коэффициент газоотдачи. Со снижением пластового давления в обводненной зоне пласта увеличивается коэффициент остаточной газонасыщенности, что приводит к уменьшению фазовой проницаемости для воды. Стабилизация коэффициентов остаточной газонасыщенности и фазовой проницаемости для воды происходит практически одновременно. После достижения критической газонасыщенности «защемленный» газ обретает подвижность и выходит в газонасыщенную часть залежи, что может существенно увеличить ее газоотдачу.

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, приуроченных к однородным по коллекторским свойствам пластам, в целях увеличения конечной газоотдачи рекомендуется увеличивать темп

отбора газа из них. В этом случае вода не успевает поступать а газовую залежь, в связи с чем резко сокращается количество «защемленного» ею газа. В случае разработки неоднородных по коллекторским свойствам залежей их форсированная разработка может привести к избирательному обводнению, значительно снижающему газоотдачу месторождения в целом. Существенно может снизить газоотдачу месторождений проведение капитальных и подземных ремонтов на заключительной стадии разработки залежи. В этот период эксплуатации глушение скважин глинистым раствором или другими задавочными жидкостями приводит к тому, что в большинстве случаев производительность их резко падает, а иногда скважины после ремонтных работ вообще не удается освоить.

Основными физическими параметрами, влияющими на коэффициент конденсатоотдачи, являются:

- 1) метод разработки месторождения (с поддержанием или без поддержания пластового давления);
- 2) потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в газе;
- 3) удельная поверхность пористой среды;
- 4) групповой состав и физические свойства конденсата (молекулярная масса и плотность);
- 5) начальное давление и температура.

Наиболее высокий коэффициент конденсатоотдачи достигается при поддержании начального пластового давления в процессе отбора пластового газа. В этом случае он может достигать 85 % при поддержании давления с помощью газообразного рабочего агента и 75% - при поддержании давления при закачке воды в залежь.

Коэффициент конденсатоотдачи несцементированного песка или песчаника при вытеснении жидкого углеводородного конденсата водой при постоянном давлении можно рассчитать по уравнению

$$K_K = \left(1 - 1,415 \left(\frac{\mu_K}{\mu_B} \right)^{1/8,57} \sqrt{\rho_{HK} m_0} \right) \rho_{HK}, \quad (1.12)$$

где ρ_{HK} - начальная конденсатонасыщенность пористой среды, доли единицы.

Коэффициент конденсатоотдачи при разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления при газовом режиме эксплуатации пласта ($\Omega_H = \text{const}$) можно определить по различным корреляционным зависимостям, полученным на основе обработки лабораторных экспериментальных данных. Конденсатоотдача будет наиболее высокой в том случае, если в пласте не происходит явление обратной конденсации углеводородной жидкости. Этого можно достичь путем закачки в пласт рабочего агента для поддержания начального пластового давления. При таких условиях жирный пластовый газ вытесняется к забоям эксплуатационных скважин газообразным или жидким рабочим агентом практически без расширения, увеличения объема. При разработке газоконденсатных залежей с большим этажом газоносности и содержанием конденсата (C_{5+}) и других ценных компонентов (сероводорода, гелия) в газе поддержание давления может производиться одновременно двумя рабочими агентами: а) сухим газом; б) водой. Сухой газ закачивается в сводовую часть залежи, вода - под поверхность начального газовойдяного контакта.

При разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления в условиях газового режима ($\Omega_H = \text{const}$), при образовании жидкой фазы в пласте коэффициент конденсатоотдачи можно увеличить различными методами воздействия на пласт и пластовый флюид:

1) прямым испарением жидкости в массу закачиваемого в пласт газообразного рабочего агента;

2) вытеснением жидкого углеводородного конденсата водой;

3) уменьшением коэффициента динамической вязкости углеводородного конденсата путем увеличения температуры.

В качестве газообразных рабочих агентов для закачки в пласт с целью испарения находящегося в его поровом пространстве неподвижного конденсата используются:

а) сухой газ, т. е. часть пластового газа (метан, этан, следы пропана и бутана), оставшегося после отделения от него в промысловых аппаратах конденсирующихся углеводородов;

б) сухой газ, обогащенный определенным количеством промежуточных компонентов (т. е. пропаном и бутаном) с целью увеличения растворяющей способности рабочего агента; в) углекислый газ.

Дальнейшего развития месторождения требуют расчетные методы, применяемые при проектировании разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа или воды. Здесь необходимы более точный учет фазовых превращений в пласте и неоднородности пласта по коллекторским свойствам и определение их влияния на показатели разработки. Согласно, например, исследованиям Е. Ф. Афанасьева, В. Н. Николаевского, Б. Е. Сомова и Ф. А. Требина, при нагнетании газа в зависимости от исходных параметров могут возникать как процессы испарения жидкого конденсата, так и процессы растворения газа в конденсате. Еще не определена достоверно эффективность применения обратной закачки газа (сайклинг-процесса) в трещиновато-пористых коллекторах. Неясно, как будет изменяться доля жирного газа в продукции скважин, так как возможно опережающее вытеснение жирного газа сухим по системе трещин. А каков механизм вытеснения жирного газа сухим из системы пористых блоков. Таким образом, в случае трещиновато-пористых коллекторов на эффективность обратной закачки газа, помимо

неоднородности пласта и коэффициента охвата вытеснением, будет влиять «разжижение» жирного газа сухим в результате избирательного продвижения последнего по системе трещин. Требуется исследовать особенности процесса вытеснения жирного газа сухим и фазовых превращений при частичном сайклинг-процессе. Газоконденсатные месторождения характеризуются в соответствии с общими принципами классификации месторождений жидких и газообразных углеводородов. При этом в основном рассматривается термодинамическое состояние пластовой газожидкостной смеси без учета ряда особенностей происхождения, формирования, строения продуктивных отложений и других характеристик пласта-корректора. Следовательно, классификационными критериями являются параметры термодинамического состояния пластовой углеводородной системы - давление, температура и состав. Выбор параметра термодинамического состояния позволяет получить четкое представление об этой системе в процессе разработки [2, 23, 44].

С учетом того, что каждая углеводородная система характеризуется своей фазовой диаграммой, газоконденсатные залежи можно подразделить на два вида - однофазные и двухфазные. Вид залежи определяют на основании положения точки, характеризующей начальную пластовую систему относительно фазовой кривой на диаграмме давление - температура (рис. 1.1). Если точка, характеризующая начальную пластовую систему, расположена с внешней стороны от фазовой кривой, то залежь относится к однофазному виду.

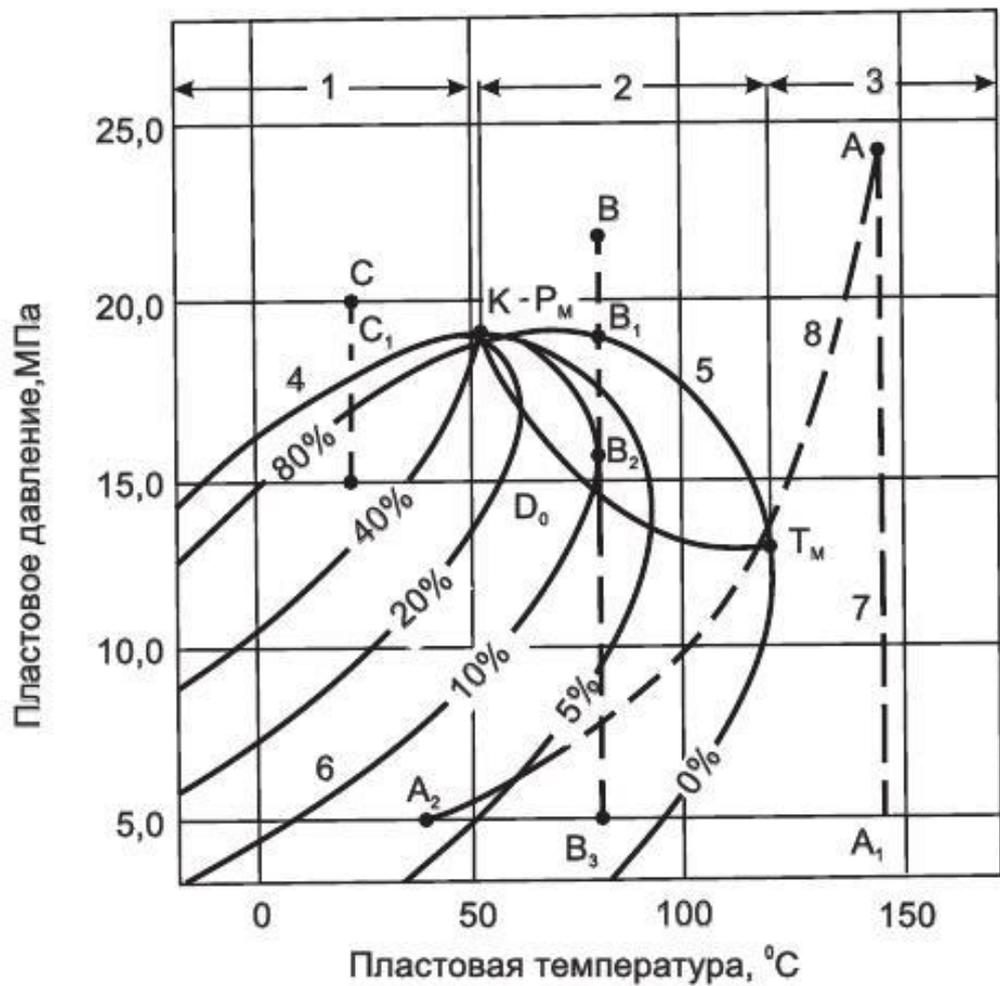
В свою очередь однофазные газоконденсатные залежи также подразделяются на два типа:

1. Залежи с температурой выше температуры криконтотермы (рис. 1.1, точка 1. При любом изотермическом снижении давления жидкая фаза в пласте не выпадает. Выделение конденсата возможно лишь при одновременном снижении давления и температуры.

2.Залежи с температурами выше критической и ниже критической - наиболее распространенный вид (рис.1.1, точка В или В1). Жидкая фаза выпадает при изотермическом снижении давления ниже давления начала конденсации (точки росы) $P_{ик}$. Возможно существование недонасыщенных газоконденсатных систем (рис.1.1, точка В), для которых пластовое давление превышает $P_{ик}$, и насыщенных газоконденсатных систем (рис.1.1, точка В1) при $P_{пл} \approx P_{ик}$.

Вместе с тем, результаты эксплуатации отдельных нефтегазоконденсатных месторождений Узбекистана с аномально высоким пластовым давлением характеризуются наличием «перенасыщенных» систем с потенциально высоким содержанием газового конденсата из-за наличия в пластовой системе нефтяных оторочек, которые контролируют насыщенность газовых шапок тяжелыми углеводородами.

Анализ результатов эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения Кокдумалак (Узбекистан) показывает, что на таких месторождениях давление начала конденсации соответствует начальному пластовому давлению (рис. 1.2) в отличие от расположенных рядом газоконденсатных месторождений Зевардинской группы с близкими термобарическими пластовыми условиями, характеризующихся недонасыщенностью ($P_{ик} < P_{пл}$) пластовых газоконденсатных систем [39, 42].



- 1 - нефтяные залежи при давлении выше давления начала испарения;
- 2 - месторождения природных газов при давлении выше давления начала конденсации, но температуре ниже критической;
- 3 - месторождения природных газов при давлении выше давления начала конденсации и температуре выше критической;
- 4 - линия точек начала кипения;
- 5 - линия точек начала конденсации;
- 6 - доля жидкости в общем объеме двухфазной газожидкостной смеси, %;
- 7 - изотермическое изменение состояния пластовой смеси;
- 8 - изменение состояния пластовой смеси в процессе разработки залежи.

Рис. 1.1. Фазовая диаграмма пластовой углеводородной системы

В связи с этим сайклинг-процесс на нефтегазоконденсатных месторождениях типа Кокдумалак должен осуществляться с самого начала их разработки. В противном случае, как видно по изотерме пластовой конденсации для месторождения Кокдумалак, будут иметь место заметные потери конденсата в пласте - до 7,4 % от начальных запасов на каждые 1,0 МПа снижения пластового давления в начале разработки его газоконденсатной части залежи.

Двухфазные газоконденсатные залежи подразделяются на следующие типы [4]:

1. Залежь с нефтяной оторочкой или газоконденсатная шапка нефтяной залежи (в зависимости от относительных размеров газонасыщенной и нефтенасыщенной зон). В этом случае каждая из двух систем характеризуется своей индивидуальной фазовой диаграммой.

2. Залежь с рассеянным конденсатом, единой фазовой диаграммой, например, точка Д0 на рис.1.1. Существование этой второй модификации практически не доказано, хотя возможности для ее формирования имеются. Например, миграция насыщенной газоконденсатной смеси в ловушки с пониженным давлением и при гравитационной сегрегации газа и конденсата в пределах одной залежи за счет геотектонических или геохимических процессов, изменяющих термодинамические условия залегания газоконденсатной смеси.

Кроме того, имеются залежи летучей нефти (рис.1.1, точка С на), расположенная вблизи критической изотермы). Поскольку температура пластовой смеси в этом случае ниже критической, смесь находится в однофазном жидком состоянии до тех пор, пока давление не снизится до значения, отвечающего точке С1 на кривой точек кипения. При дальнейшем снижении давления происходит интенсивное разгазирование пластовой смеси, причем образующаяся газовая фаза обладает ретроградной характеристикой, т.е. ведет себя как самостоятельная газоконденсатная система. Именно, последнее обстоятельство

существенно затрудняет определение типа залежи (агрегатное состояние пластовой смеси) по данным стандартных исследований скважин.

В связи с этим часто при проектировании разработки сложно-построенных месторождений допускаются неточности, что приводит к непродуктивному расходованию пластовой энергии.

Если различия в составах углеводородных смесей для месторождений чисто газовых, газоконденсатных и нефтяных прослеживаются достаточно отчетливо, то между пластовыми смесями месторождений летучей нефти и газоконденсатных обнаруживается большое сходство.

В работе предложен корреляционный метод для определения давления насыщения (точки росы) газоконденсатных смесей и систем летучей нефти как функции обобщенных характеристик состава - средней молярной температуры кипения B и средневзвешенной эквивалентной молекулярной массы W_m . В этом случае давление насыщения (начала конденсации) определяется по соответствующим графикам в зависимости от температуры и параметров B и W_m [37].

Так как на каждом графике имеется критическая кривая, разделяющая фазовые диаграммы на кривые точек кипения и кривые точек росы, то в зависимости от положения найденного давления относительно критической кривой можно судить о типе залежи.

В работе констатируется заметное различие в характере изменения содержания ароматических углеводородов по фракциям для конденсатов и нефти. В конденсатах до определенной температуры (150-200 °С) содержание этих углеводородов растет, а при более высокой температуре кипения снижается. В нефти же с повышением температуры кипения содержание ароматических углеводородов почти всегда, возрастает. Указанное обстоятельство можно использовать как дополнительный признак при определении типа залежи [2].

По данным компонентного состава, можно непосредственно рассчитать критическую температуру пластовой системы. Если пластовая температура выше критической, залежь углеводородов находится в газообразном состоянии. В противном случае в пласте содержится жидкая углеводородная фаза. В то же время из публикаций данных экспериментального изучения ряда модельных углеводородных смесей следует, что незначительное изменение концентрации высококипящих углеводородов в системе заметно сказывается на значении критической температуры. В результате при определении $T_{кр}$ это может служить источником больших погрешностей [5]. Однако проблема заключается в том, что для получения достоверных данных о составе пластовой системы необходимы представительные пробы газовой и жидкой фаз, на которые эта система разделяется в призабойной зоне и стволе скважины. В работе показано, что если залежь газоконденсатная, то отбор сепарационных проб газа и конденсата по известной методике гарантирует от значительных погрешностей [13]. Совершенно иначе обстоит дело при исследовании пластов, содержащих летучую нефть. В данном случае по отобранному в процессе сепарации пробам газовой и жидкой фаз получают неверное представление о пластовой смеси. Между тем отбор глубинных проб вряд ли поможет, так как в стволе движется двухфазная смесь, а в пробоотборнике может оказаться жидкая фаза, состав которой не соответствует составу исходной пластовой системы. Для определения типа залежи можно использовать также критерий, предложенный М.А. Оприц [16].

$$\Pi = f(M, \rho), \quad (1.13)$$

где M - молекулярная масса; ρ - плотность жидкой углеводородной фракции. При построении зависимости, показанной на рис.1.2, выявлена следующая закономерность. Для конденсатов типичных газоконденсатных месторождений критерий Π во всем диапазоне температуры кипения

изменяется сравнительно слабо (рис. 1.2, кривые 1, 2) и принимает минимальное значение в интервале температуры +90 - +140 °С.

Для нефти и конденсатов газовых шапок нефтяных месторождений, наоборот, характерно довольно резкое изменение значения критерия Пс повышением температуры кипения фракций. Причем, указанная зависимость носит линейный характер (рис.1.2, кривые 3 - 7). Особенность данного критерия состоит в том, что для построения указанной зависимости не требуется отбора представительных проб пластовой смеси - достаточно отобрать жидкую фазу при любых условиях в любой точке технологической цепи.

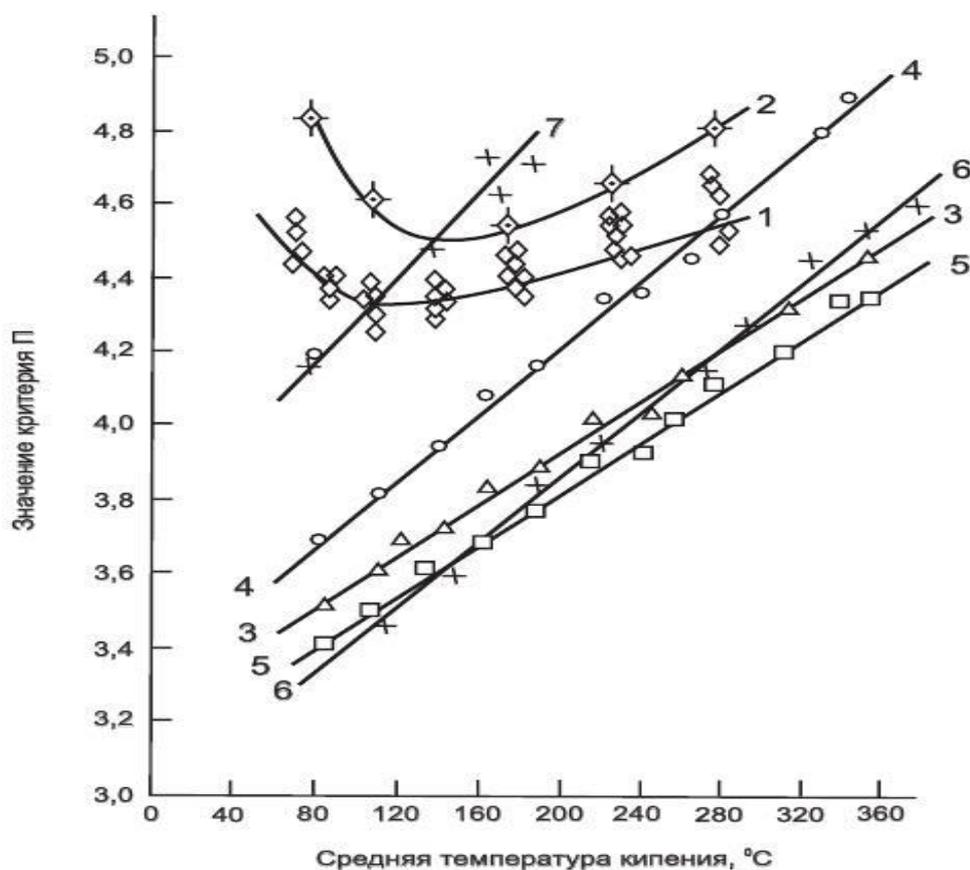


Рис. 1.3. Зависимость критерия П от температуры кипения жидких углеводородов

1.2. Эксплуатация газоконденсатных месторождений в режиме обратной закачки газа в пласт

В условиях повышенного спроса на светлые нефтепродукты (бензин, дизельное топливо и др.), а также высокой обеспеченности ресурсами газа, сложился особый подход к разработке газоконденсатных месторождений.

В 2008 г. доля продукции газоконденсатных месторождений в общереспубликанской добыче газа Узбекистана составила 99,4% [30]. Растворенные в природном газе жидкие углеводороды (конденсат, пропан-бутановые фракции), являющиеся ценнейшим сырьем нефтехимической промышленности, считаются не менее важным целевым продуктом, чем

сам газ. Именно это диктует необходимость специфического подхода к разработке газоконденсатных месторождений.

В этом плане интересно проанализировать формирование указанного подхода в газопромышленной практике России, США и Канады, на территории которых находится подавляющее большинство газоконденсатных месторождений мира. Первоначально темпы прироста разведанных запасов газа в этих странах значительно опережали темпы роста потребления газа, причем, такое положение явилось следствием разведочных работ на нефть, в ходе которых были открыты крупные месторождения природного газа.

Описанная ситуация, хронологически приуроченная к 1940-1950гг., нашла свое отражение в уровне цен на добываемые углеводороды: цены на жидкие углеводороды в 6-10 раз превышали цены на природный газ [26]. Вследствие этого, основным требованием к разработке газоконденсатных месторождений явилось максимальное извлечение конденсата из пласта. Жесткие ограничения государства по охране недр, а также стремление владельцев месторождений к скорейшему получению прибыли, способствовали появлению в США в конце 1940-х годов способа обратной закачки в пласт добытого и осушенного от конденсата газа [12, 38]. Те же причины обусловили применение этого способа (сайклинг - процесс) на объектах со сравнительно невысоким содержанием конденсата в газе (150-180г/м³).

После 1945 г. спрос на природный газ стал резко возрастать. В результате обеспеченность добычи газа его разведанными ресурсами быстро упала - с 32 лет в 1946 г. до 16 лет в 1967г., а соотношение цен на жидкие и газообразные углеводороды снизилось до 3 - 5. Поэтому применение способа обратной закачки сухого газа в указанный период, как правило, ограничивалось объектами с содержанием конденсата в газе не менее 250-300г/м³ (Нокс - Бромайд, Колхуан, Хидли, Голден Спайк и др. в США).

Что касается нашей страны, заметим следующее. В настоящее время в результате непрерывного роста потребности Узбекистана в жидких углеводородах и газе, а также связанными с ней сокращением их ресурсов, увеличением затрат на поисково-разведочные работы и повышением цен на эти продукты, подходы к разработке газоконденсатных месторождений в нашей республике обусловлены направленностью на максимальное извлечение жидких углеводородов из пласта.

В этих условиях сегодня стимулируются поиски эффективных средств повышения углеводородоотдачи пластов, к числу которых относится обратная закачка в залежь добытого и осушенного от жидких углеводородов газа при разработке как газоконденсатных, так и нефтегазоконденсатных месторождений. Наряду с конъюнктурными общеэкономическими факторами, широкому внедрению этого способа в газопромысловую практику, способствуют жесткие правила рационального использования природных ресурсов и охраны недр, эффективно действующие во всех нефтегазодобывающих регионах мира.

Отличительная особенность развития газовой промышленности Узбекистана - неизменно высокая потребность в газе, обусловленная более высокой технико-экономической эффективностью его использования в сравнении с другими видами топлива. В связи с этим применение способа обратной закачки сухого газа было оправдано лишь на объектах с весьма значительным (более 300 г/м³) содержанием конденсата в газе, например, на нефтегазоконденсатном месторождении Кокдумалак.

Что касается газоконденсатных месторождений, к которым приурочены основные ресурсы газа Узбекистана (Газли, Зеварды Шуртан, Алан, Памук), то все они характеризуются относительно невысоким (менее 100 г/м³) содержанием конденсата в пластовом газе, что обуславливает более высокий коэффициент извлечения конденсата при разработке залежи на истощение [2].

По этой причине вопрос о применении способа обратной закачки сухого газа на отечественных объектах приобрел актуальность лишь сравнительно недавно в связи с необходимостью освоения газоконденсатного месторождения Адамташ и нефтегазоконденсатных месторождений Южный Кемачи, Умид и др. [12, 39]. В то же время потребность в высоких темпах добычи и потребления нефти и газа неизбежно приведет к росту затрат на поиск, разведку и освоение новых ресурсов и, тем самым, на уровне и соотношении цен добываемых углеводородов. Последнее обстоятельство может благоприятствовать широкому внедрению в отечественной нефтегазопромысловой практике технологии обратной закачки в пласт осушенного газа.

Сопоставление различных систем разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений показывает следующее. Самый простой - способ разработки на естественном режиме, т.е. разработка на истощение. В этом случае отбор газа и конденсата из месторождения обеспечивается за счет расхода пластовой энергии. Термин «разработка на истощение» точно отражает сущность процесса, в ходе которого истощается потенциальная энергия пластовой системы, ресурсы газа и конденсата.

К характерной особенности указанного способа следует отнести ретроградную конденсация в пласте тяжелых фракций высококипящих углеводородов ($C_{5+выс}$), обуславливающую снижение коэффициента извлечения конденсата. Разработка на истощение в меньшей степени подвержена влиянию таких факторов, как неоднородное строение коллектора, различие фильтрационных характеристик пластовых газа и жидкостей (нефть, вода), форма залежи и параметры сетки скважин. Основными недостатками данного способа являются относительно низкая конечная конденсатоотдача и снижение продуктивных характеристик скважин в процессе разработки залежи углеводородов.

Оба эти недостатки могут быть полностью, либо частично устранены путем поддержания давления в залежи. Наиболее практикуемый метод поддержания пластового давления - способ заводнения, т.е. закачка воды в законтурную или приконтурную зону продуктивной толщи, компенсирующая падение пластового давления, вызванное отбором нефти из залежи. Следует отметить, что способ заводнения не нашел распространения в практике разработки газоконденсатных месторождений. Основная причина этого является комплекс неблагоприятных последствий, которые могут быть обусловлены закачкой воды в газонасыщенные породы. Из них наиболее нежелателен преждевременный прорыв воды к забою добывающих скважин, приводящий к резкому снижению дебитов газа или полному выходу скважин из эксплуатации. Кроме того, в этом случае разработка месторождений осложняется образованием в пласте «целиков» газа, заблокированных водой из-за неоднородного строения продуктивной толщи, и расчленением залежи на изолированные блоки, обуславливающие существенное снижение коэффициента газоотдачи и, следовательно, конденсатоотдачи пласта.

В зарубежной промысловой практике наиболее широкое распространение получил способ разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем рециркуляции добытого и отсепарированного газа [12]. Самой известной его модификацией является способ, при котором средневзвешенное по объёму залежи пластовое давление ($P_{пл}$) поддерживается на уровне, равном или превосходящем давление начала конденсации ($P_{нк}$ - точка росы) исходной пластовой углеводородной системы. В этом случае исключается выпадение конденсата в пласте, кроме небольших по объёму призабойных зон эксплуатационных скважин. Частный случай такой модификации - способ с поддержанием на забое эксплуатационных скважин давления ($P_{заб}$), превышающего $P_{нк}$. В этом случае пластовое давление, как правило, должно быть выше начального, а объём закачки газа - превосходить

суммарный отбор его из залежи. При соблюдении условия $R_{зб} = R_{нк}$ обеспечивается достижение максимальной продуктивности эксплуатационных скважин, тем самым выявляется возможность сокращения до минимума их числа. Однако на практике осуществление подобной модификации весьма проблематично из-за трудностей, связанных с привлечением дополнительных ресурсов газа и экономическим ущербом от их консервации.

Выводы по первой главе

1. Необходимость нагнетания газа высокого давления обусловлена увеличением компонентоотдачи залежи углеводородов. Найденные критерии заметно упрощают идентификацию типа залежи УВ, для чего достаточно исследовать пробу пластовой смеси, отобранную в любых условиях и любой точке технологической цепи.

2. Сопоставление различных систем разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений показывает, самый простой - способ разработки на естественном режиме, т.е. разработка на истощение.

3. Потребность в наращивании темпов добычи и потребления нефти, газа отразится на увеличении затрат на поиск, разведку и освоение новых ресурсов и тем самым, на уровне и соотношении цен добываемых углеводородов. Последнее обстоятельство может благоприятствовать широкому внедрению в нефтегазопромысловую практику Узбекистана технологии разработки нефтегазоконденсатных месторождений с обратной закачкой в пласт газа, осушенного от жидких углеводородов.

4. Для нефтегазоконденсатных залежей обратная закачка осушенного газа в пласт необходима не столько для увеличения конденсатоотдачи, сколько для увеличения конечной нефтеотдачи оторочки. Сайклинг - процесс здесь технологически необходим.

Глава II. Анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Южный Кемачи

2.1. Особенности геологического строения

В административном отношении месторождение Южный Кемачи расположено в Бухарском районе Бухарской области Республики Узбекистан (Рис. 2.1). Ближайшими населенными пунктами являются: Железнодорожная станция Караулбазар (36 км к юго-западу), областной центр г. Бухара, расположенный от месторождения Южный Кемачи в 60 км на северо-запад, г. Карши - областной центр в 120 км к юго-востоку; в 62 км на восток находится г. Мубарек, где находится газоперерабатывающий завод, в 40 км на север проходит газопровод БГР-Т. В 4 км ÷ 7 км к Западу расположены нефтегазоконденсатные месторождения Крук и Западный Крук. В 18 км ÷ 20 км на юг расположено нефтяное месторождение Северный Уртабулак, а в 10 км ÷ 15 км на юго-восток расположено нефтегазоконденсатное месторождение Умид. Орографически месторождение Южный Кемачи представляет собой равнину, слабо наклоненную с северо-востока на юго-запад и покрытую эоловыми песками. В пониженных участках встречаются такыровидные поверхности, являющиеся бессточными микрокотловинами. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах -274 м ÷ -236 м. Гидрографическая сеть на месторождении отсутствует. Район относится к категории безводных полупустынь. Ближайшими водотоками являются река Амударья (60 км ÷ 70 км на юг) и Аму-Бухарский канал (60 км ÷ 70 км на северо-запад). На северной части месторождения расположено озеро Южный Кемачи, на юге, юго-западе озеро Девхона. Климат района резко континентальный с колебаниями температур до 50°C летом и минус 25°C зимой. Осадков в году выпадает 130 мм ÷ 140 мм преимущественно весной и осенью. Частые ветры, переходящие в пыльные бури.

Стратиграфия для разреза описываемого месторождения так же, как и в целом для Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области, характерно четко выраженное расчленение на складчатое основание, сложенное комплексом интенсивно дислоцированных изверженных и метаморфических пород дотриасового возраста, и осадочный чехол, представленный осадками юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем, залегающими с резким угловым и стратиграфическим несогласием на породах фундамента.

Породы кристаллического фундамента на месторождении Южный Кемачи не вскрыты, а максимальная вскрытая мощность осадочного чехла составляет 3270 м. В составе юрских отложений месторождения Южный Кемачи, вскрытых на различную мощность всеми поисковыми, разведочными и эксплуатационными скважинами, выделяются три пачки. Они резко отличаются друг от друга, как по литологическому составу, так и по условиям образования: терригенная (бат - нижний келловей), карбонатная (средний келловей-оксфорд) и соляно ангидритовая (кимеридж-титон).

Терригенные отложения средне-верхнеюрского возраста вскрыты большинством скважин. Максимальная вскрытая мощность их составляет 615 м. Нижние секции терригенной формации, соответствующие низам гурудской свиты (лейас), на месторождении не вскрыты. Вскрытая же часть разреза соответствует в возрастном отношении верхам гурудской и байсунской свитам (ален-байос-бат-нижний келловей). На терригенных отложениях байсунской свиты согласно залегает мощная (336 м ÷ 407 м) толща карбонатных пород, в разрезе которой по литолого-петрографической и промыслово-геофизической характеристикам выделяются (снизу-вверх) 5 пачек, которые в промысловой практике обозначаются как XVI, XV-а, XV-ПР (подрифовый), XV-Р (рифовый) и XV-НР (надрифовый) горизонты. Указанные горизонты выделены по стратиграфическому принципу.

XVI горизонт сложен преимущественно глубоководными афанитовыми, микрозернистыми известняками темно-серого, почти черного, цвета, глинистыми, слабо доломитизированными (доломитизация равномерная от 10 % до 20 %). В заметном количестве присутствует обугленный растительный детрит. Встречаются единичные прослои комковато-водорослевых известняков. По промыслово-геофизической характеристике, немногочисленным образцам керна и результатам опробования, породы коллекторы в разрезе XVI горизонта практически отсутствуют [34]. Мощность горизонта 53 м ÷ 77 м.

XV-а горизонт представлен преимущественно плотными афанитовыми, комковато-обломочными известняками серого цвета, в которых отмечается примесь глинисто-алевритового материала, детрита и органогенного шлама. В незначительном количестве встречаются прослои доломитизированных известняков. Коллекторы в разрезе горизонта развиты спорадически в виде тонких единичных прослоев; их доля не превышает 5 % от общей мощности горизонта, которая составляет 28 м ÷ 47 м.

XV-ПР горизонт представлен известняками серыми, темно-серыми, плотными, глинистыми. Основная часть разреза сложена микрозернистыми известняками с единичными прослоями водорослевых и комковато-водорослевых разновидностей. Породы коллекторы встречаются в виде единичных линз и пропластков небольшой мощности, выклинивающихся на небольшом расстоянии и не коррелирующихся между скважинами. В зарифовых скважинах известняки представлены плотными комковатыми разностями с повышенной глинистостью. Мощность горизонта 60 м ÷ 133 м.

XV-Р горизонт. По условиям образования пород, слагающих данный горизонт, в пределах месторождения Южный Кемачи четко выделяются две зоны: рифовая и межрифовая. В рифовой зоне отложения XV-Р горизонта представлены довольно монолитной мощной (до 181 м) толщей

пористых известняков рифогенного генезиса. Известняки - серые, светло-серые, бежево-серые, темно-серые, песчаниковидные, различной крепости, массивные, часто рыхлые. Преобладающее развитие в разрезе описываемого горизонта имеют водорослевые (29 %), органогенно-обломочные (23 %) и кораллово-водорослевые (18 %) известняки; в подчиненном количестве встречаются комковато-водорослевые (15 %), коралловые (7,5 %) и некоторые другие разновидности известняков; единичные прослои образуют онколитовые, комковатые и детритусовые известняки. Из вторичных процессов широко развиты выщелачивание и кальцитизация. Доломитизация, как правило, слабая - 3 % ÷ 5 %, реже - до 10 % ÷ 15 %.

Характерной особенностью пород XV-Р горизонта являются высокая пористость и кавернозность, развитые повсеместно как по площади, так и по разрезу. По соотношению в разрезе пористых и плотных разностей известняков в XV-Р горизонте выделяются две пачки: нижняя (пачка I) мощностью от 10 m до 53 m и верхняя (пачка II) мощностью 73 m ÷ 144 m. В составе пачки I породы коллекторы составляют, в основном, 12 % ÷ 47 % и лишь в отдельных скважинах (№№ 1, 3, 4, 5-К) несколько превышают 50 %. Доля коллекторов в разрезе пачки II очень высокая и составляет 83 % (скв. № 8) ÷ 99 % (скв. № 4-К) от общей мощности пачки. Известняки XV-Р горизонта характеризуются редкой чистотой, глинистые примеси здесь практически отсутствуют. По строению порового пространства коллекторы относятся к порово-кавернозному типу. За пределами зоны развития рифогенных образований (скв. №№ 10, 15, 16) разрез синхронной части карбонатной толщи существенно отличается от вышеописанного и представлен пачкой плотных известняков с повышенной глинистостью и практически лишенных проницаемых разностей. Мощность горизонта от 0 метров собственно рифогенных образований и в межрифовой зоне до 89 m ÷ 181 m в зоне развития рифового массива.

XV-HP горизонт. Граница между XV-P и XV-HP горизонтами, в основном, четко прослеживается по изменению физических свойств слагающих их пород, обуславливающих существенно различные промыслово-геофизические характеристики рифовых и надрифовых карбонатов. По литологическому составу отложения XV-HP горизонта практически не отличаются от осадков XV-P горизонта и представлены, в основном, водорослевыми известняками, которые вместе с онколитовыми составляют примерно 50 %. Значительная роль принадлежит и кораллово-водорослевым известнякам - около 33 %, в виде единичных прослоев присутствуют известняки коралловые, кораллово-водорослевые и органогенно-обломочные. Известняки серые, светло-серые, биоморфные и криптозернистые, крепкие, с прослоями слабосцементированных разностей. Плотные разности часто трещиноватые, трещины заполнены кальцитом, часто пропитаны битумом. Слабая доломитизация от 3 % ÷ 5 % до 10 % отмечается по всему разрезу. В непроницаемых разностях интенсивность ее достигает иногда 25 %. Прослои высокопористых известняков распределены крайне неравномерно, достигая 60 % (скв. № 3-К). Минимальный объем коллекторов (12 % ÷ 17 %) отмечается в скважинах №№ 12, 13, 4-К, в остальных скважинах соотношение плотных и пористых карбонатов составляет 19 % ÷ 46 %. По строению порового пространства коллектора XV-HP горизонта относятся к поровому типу. Мощность горизонта изменяется в широких пределах от 10 м (скв. № 6) до 151 м (скв. № 13).

В межрифовой зоне выделяется пачка темно-серых до черных глинисто-карбонатных пород, являющихся возрастными аналогами XV-P + XV-HP горизонтов рифовой зоны. Заканчивается разрез юрских отложений мощной толщей хомогенных осадков кимеридж-титона. Эта толща является надежной крышкой для газовых и нефтяных залежей, содержащихся в карбонатных отложениях келловея-оксфорда. Непосредственно на известняках XV-HP горизонта залегает пласт

ангидритов, получивших в промысловой практике название «нижние» ангидриты. Слагающие эту пачку породы серые, темно-серые, плотные, крепкие, трещиноватые, в верхней части с включениями каменной соли. Мощность «нижних» ангидритов в зоне развития рифового тела весьма выдержана и составляет $9 \text{ m} \div 17 \text{ m}$, увеличиваясь к краевым частям рифа. В межрифовой зоне мощность их значительно возрастает, достигая $94 \text{ m} \div 112 \text{ m}$ (скв. №№ 10, 15).[34]

Тектоника месторождение Южный Кемачи располагается в юго-восточной части Чарджоуской тектонической ступени, являющейся крупным тектоническим элементом восточной бортовой зоны Амударьинской впадины. Наиболее крупными структурами данного района являются Испанлы-Чандырское и Денгизкульское валообразные поднятия и разделяющий их Каракульский прогиб, восточная часть которого в последние годы больше известна под названием Кушабского прогиба. Месторождение Южный Кемачи располагается в восточной части Испанлы-Чандырского поднятия. Большинство месторождений данного района, в т. ч. и месторождение Южный Кемачи, приурочено к верхнеюрским рифовым массивам. В строении последних выделяется три структурных этажа - надсолевой, подсолевой и подрифовый. По надсолевым отложениям месторождение Южный Кемачи располагается в южной части довольно крупной Кемачи-Зекринской брахиантиклинальной структуры, осложненной серией низкоамплитудных локальных куполов различных размеров. Данная структура является наиболее крупной и высокоподнятой в пределах Испанлы-Чандырского поднятия ($25 \text{ km} \times 15 \text{ km} \times 120 \text{ m}$). В северной части она ограничена региональным разломом, отделяющим Чарджоускую ступень от Бухарской. По более глубоким горизонтам надсолевой толщи отмечается смещение свода структуры к северу, вследствие регионального уменьшения мощности надсолевых отложений в указанном направлении.

0 5 10 15 km



Условные обозначения:

-  газопольные и газоконденсатные месторождения, находящиеся в эксплуатации
-  нефтегазовые и нефтеконденсатные месторождения, находящиеся в эксплуатации
-  нефтяные месторождения, находящиеся в эксплуатации
-  временно остановленные месторождения
-  месторождения, находящиеся в разведке
-  месторождения, находящиеся в глубоком бурении
-  газопровод
-  нефтепровод
-  конденсатопровод
-  границы между областями

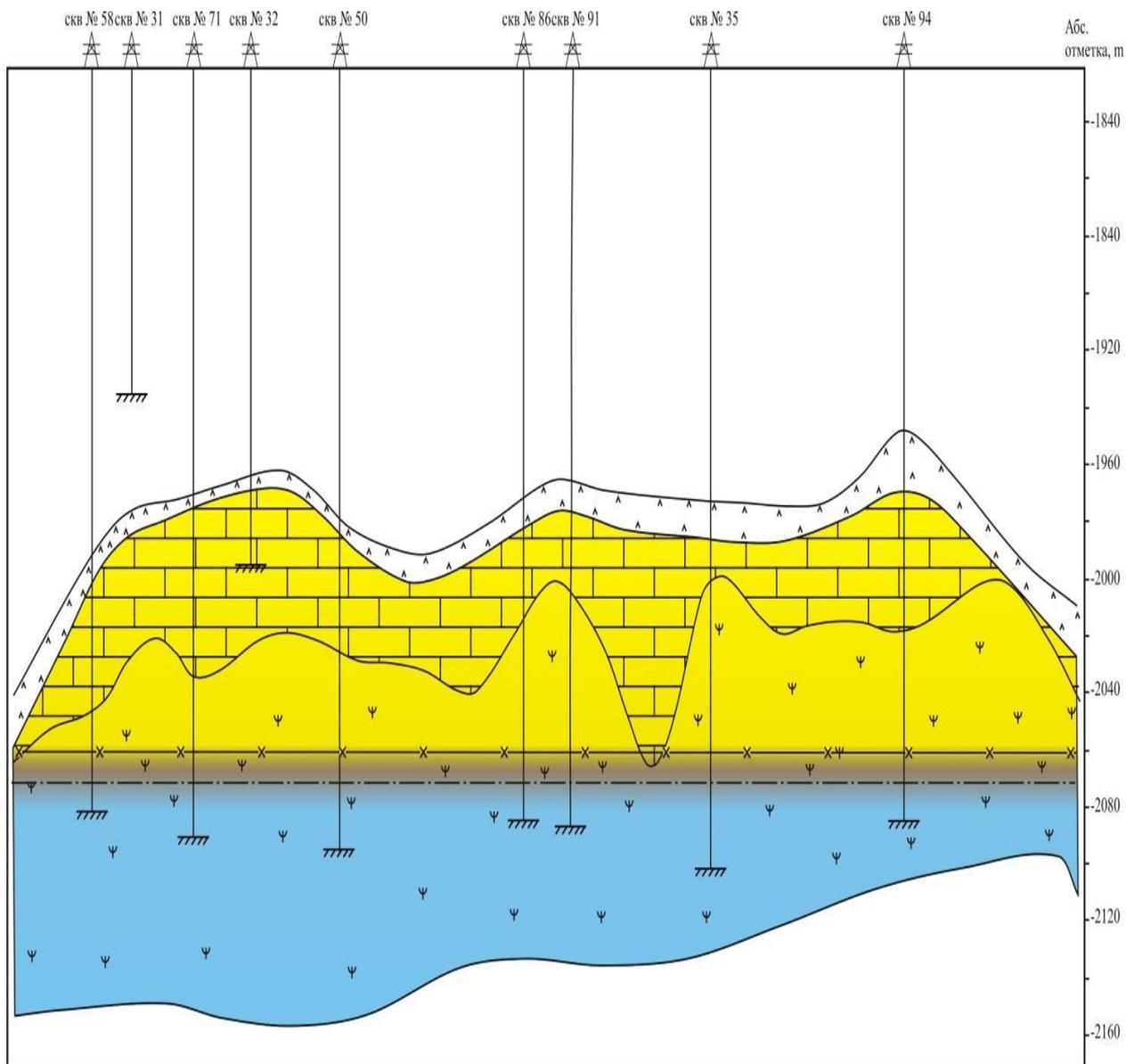
Рис. 2.1 - Обзорная карта

Эта тенденция сохраняется и в подрифовых отложениях, структурный план которых во многом схож с надсолевым планом. По отложениям терригенной толщи юры месторождение Южный Кемачи располагается на Южном крыле структуры Кемачи-Зекры.

Существенно иным строением характеризуется подсолевой структурный план. Так по кровле нижних ангидритов месторождение Южный Кемачи обособляется в самостоятельную структуру с довольно крутыми углами падения, отмечающимися вдоль границы рифового массива. От Кемачи-Зекринской структуры она отделяется узким прогибом с амплитудой 60 м. Из сопоставления структурной карты кровли нижних ангидритов с надсолевыми и надрифовыми планами вытекает однозначный вывод о том, что формирование указанного прогиба, а так же западного и восточного склонов структуры обусловлено неполной компенсацией рифового рельефа нижними ангидритами. Таким образом, структурный план кровли нижних ангидритов в значительной мере отражает топографию рифового массива. Строение поверхности рифового массива идентично описанному плану нижних ангидритов, за исключением узкой зоны вдоль границы массива, соответствующей его внешним склонам. Указанная зона характеризуется очень крутыми углами ($40^{\circ} \div 50^{\circ}$), что является типичным для всех рифовых массивов данного района. Современное строение поверхности рифового массива отражает, как элементы палеотопографии, так и последующие тектонические деформации. Последние нашли свое отражение в строении поверхности массива в южной части оцениваемого месторождения, в пределах которой углы падения составляют $1^{\circ} \div 2^{\circ}$. Размеры рифовой ловушки следующие: длина - 12 km; ширина - (4 ÷ 5) km; высота - 140 м.

В пределах барьерной рифовой системы установлено закономерное уменьшение мощности XV-HP горизонта от тылового края рифа в направлении внешней его границы, т. е. в сторону зоны некомпенсированного прогибания, до полного выклинивания на гребне рифа. Все

одиноким рифовым массивом, расположенным в зоне некомпенсированного прогиба, характеризуются принципиальным сходством по особенностям размещения отложений XV-HP горизонта, заключающимся в следующем: зона максимальных мощностей XV-HP горизонта приурочена к внутренней части массива; в направлениях границы массива отмечается уменьшение мощности горизонта до полного выклинивания в пределах узкой кольцевой зоны в краевой части массива. Отсутствие отложений XV-HP горизонта в краевой части массива связано с наличием рифового гребня, непрерывным кольцом замыкающего внутреннюю зону массива. Месторождение Южный Кемачи представляет собой атолл-тип одиночных рифовых массивов, расположенных в пределах зоны некомпенсированного прогиба перед фронтом барьерной рифовой системы. К отложениям XV-HP и XV-P горизонтов месторождения Южный Кемачи приурочена массивная газовая залежь, размерами (3,7 ÷ 4,6) км x 11,5 км, высотой 130 м, площадью газоносности 46,47 км², среднее положение ГНК на абсолютной отметке -2061 м и массивная нефтяная подгазовая залежь, размерами (3,9 ÷ 4,8) км x 11,5 км, высотой 10 м, площадью нефтеносности 47,8 км², среднее положение ВНК на абсолютной отметке -2071 м. Ниже приведены сведения о параметрах залежей и их характеристиках, принятых при подсчете запасов .



Условные обозначения:

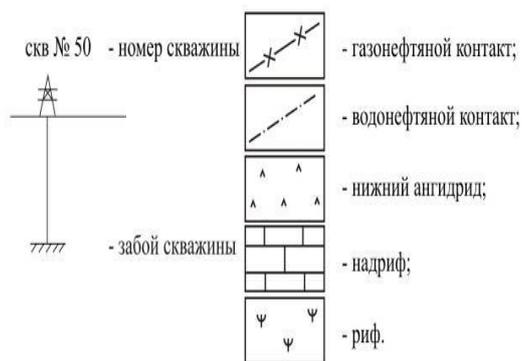


Рис. 2.2 - Геологический профиль по линии I-I месторождения Южный Кемачи

Табл. 2.1 - Сведения о параметрах залежей и их характеристиках

Наименование показателя	Газовая залежь	Нефтяная залежь
Глубина залегания продуктивных пластов, м, (отн. отметка)	2186 - 2308	2309 - 2347
Высотное положение ГНК, ВНК, м, (абс.отметка)	-2061	-2071
Размеры залежи (длина/ширина/высота), м	$11,5 \cdot 10^3 / (3,7 \div 4,6) \cdot 10^3 / 130$	$11,5 \cdot 10^3 / (3,9 \div 4,8) \cdot 10^3 / 10$
Площадь газоносности и нефтеносности, км ²	46,47	47,83
Тип залежи	пластово-массивный	массивный

Месторождение Южный Кемачи расположено в центральной части Чарджоуской тектонической ступени, в пределах которой регионально продуктивной толщей является карбонатная формация верхней юры. Все известные на дату подсчета запасов промышленные скопления газа и нефти в этом районе связаны с рифовыми массивами. Это месторождения Крук, Западный Крук, Южный Зекры, Умид, Северный Уртабулак, Арниез, Марковское, Северный Памук и т.д. Положения ГНК и ВНК было определено в отметки с учетом новых пробуренных скважин после 2005 г минус 2061 м и минус 2071 м.

Для изучения литолого-петрографического состава пород, слагающих разрез продуктивных горизонтов месторождения Южный Кемачи, было проанализировано 2630 образцов из всех 18-ти пробуренных с отбором керна скважин, изготовлено 1103 шлифа. По XV-Р и XV-НР горизонтам выделены следующие литологические разновидности пород: Коралловые, Коралло-водорослевые, Водорослевые, Онколитовые, Комковато-водорослевые, Комковатые, Органогенно-обломочные, Детритусовые, Оолитовые, Микрозернистые, Карбонато-глинистые, Брекчии, Доломиты. Ниже приводится описание исключительно XV-Р и XV-НР горизонтов, так как они являются объектами исследования.

XV-ПР горизонт: Известняки серые и темно-серые глинистые, плотные, непроницаемые.

XV-Р горизонт: В связи с тем, что литологическое строение разреза несколько отличается в нижней части горизонта, в нем выделены две пачки: XV-Р-II и XV-Р-I.

Мощность XV-Р-II пачки изменяется по площади месторождения от 73 м до 144 м. Породы рыхлые, слабой крепости. Нередко керн представлен шламом, в котором отмечаются тонкоплитчатые обломки. Основная часть разреза этой пачки сложена тремя структурными разновидностями биоморфных известняков: водорослевыми - 29 %; органогенно-обломочными - 23 % и кораллово-водорослевыми - 18 % с прослоями коралловых - 7,5 %. Встречаются прослои комковато-водорослевых и детритусовых известняков.

Причем, в западной части месторождения - район скважин №№ 1, 2, 3, 6 более широко развиты органогенно-обломочные известняки, в восточной части - группа скважин №№ 8, 11, 4-К - кораллово-водорослевые и водорослевые с прослоями органогенно-обломочных.

XV-НР горизонт: Сложен разрез отложений этого горизонта серыми и светло-серыми биоморфными и криптозернистыми известняками неравномерно пористо-мелкокавернозными, в разной степени выщелоченными. Плотные разности часто трещиноватые с многочисленными примазками битума. Отмечается переслаивание пористо-кавернозных и плотных разностей. Поровое пространство водорослевых и онколитовых известняков образовано преимущественно пустотами между форменными элементами и, в меньшей степени, пустотами внутри желваков. Первичное поровое пространство преобразовано процессами выщелачивания и несколько уменьшено за счет развития крустификационного кальцита, а иногда и полного залеживания пор вторичным кальцитом и в единичных случаях целестином (скважина № 4-К).

В заключение можно отметить следующее:

1. Разрез отложений продуктивных горизонтов месторождения Южный Кемачи сложен одними и теми же литологическими разновидностями известняков биоморфного типа, но в разных количественных соотношениях.

2. Преобладающими в разрезе отложений продуктивной толщи являются водорослевые известняки.

3. В XV-Р горизонте наряду с водорослевыми известняками широко развиты органогенно-обломочные и кораллово-водорослевые известняки с прослоями коралловых.

4. Органогенно-обломочные разности известняков преобладают в западной части месторождения, кораллово-водорослевые - в восточной.

5. Хемогенные и биохемогенные известняки имеют ограниченное распространение, как по площади месторождения, так и по разрезу.

6. Поровое пространство пород-коллекторов сформировано за счет наличия пустот между форменными элементами, а также внутри последних.

7. Поровое пространство преобразовано за счет процесса выщелачивания и несколько уменьшено за счет развития крустификационного кальцита, битума, а в единичных случаях целестина и флюорита.

8. Доломитизация проявлена неравномерно. В пористых известняках она слабая ~ 5 %, развита по структурным компонентам и влияния на величину порового пространства не оказывает. Интенсивность ее увеличивается в плотных известняках в кровле продуктивного горизонта, а также в XV-ПР и XVI горизонтах.

9. Прослой хемогенных тонкопористых непроницаемых доломитов отмечены в XV-Р горизонте в западной части месторождения.

10. Битум развивается по трещинам и в меньшей степени примазки его отмечены в порах.

11. Примесь глинистого вещества отмечается постоянно. Но количество его варьирует в широких пределах, как по площади месторождения, так и по разрезу, достигая максимума в плотных непроницаемых породах в нижней части разреза

12. Глинистое вещество интенсивно преобразовано в тонкочешуйчатый с низким двупреломлением агрегат хлорита и лишь в отдельных случаях интенсивно пропитано битумом и гидроокислами железа.

Коллекторская характеристика пород месторождения Южный Кемачи изучена по данным комплексного исследования образцов керна, отобранных из 18 скважин. Анализ полученных результатов показывает, что разрез месторождения по типу коллектора неоднороден. XV-HP горизонт характеризуется чередованием плотных и пористых разностей известняков. Коллекторами здесь также являются карбонаты, по строению порового пространства, тяготеющие к поровому типу. Как было отмечено выше, проявление процессов выщелачивания в XV-HP горизонте отмечается довольно редко (отдельные образцы), в то время как в XV-P горизонте кавернозность развита повсеместно, как по площади, так и по разрезу, особенно в верхней части рифового массива.

Граничное значение величины пористости для нефтенасыщенных коллекторов составляет 6 % (скв. № 3) и 8 % (скв. № 7). Граничные значения коллекторов для нефтенасыщенной части разреза, по месторождению Южный Кемачи составили 8 %, т.е. породы с открытой пористостью 8 % и выше принимались как коллектора; а ниже 8 % - неколлектора [34].

Для газонасыщенной части залежи принятому граничному значению проницаемости, равному $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, соответствует граничное значение пористости - 6 %, т.е. породы с пористостью 6 % и выше отнесены к коллекторам, а ниже - к неколлекторам.

Проницаемость пород XV-HP горизонта изучена на 345 образцах. По газоносной части залежи проницаемость была изучена на 328 образцах,

при этом ее значения изменяются от $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $10000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Средневзвешенное ее значение по рассматриваемому горизонту составило $291,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, в том числе по газоносной части $288,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. По нефтеносной части разреза проницаемость изучалась на 8 образцах, при этом ее значения изменяются от $3,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $10000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Средневзвешенное значение проницаемости для нефтеносной части XV-HP горизонта составило $124,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

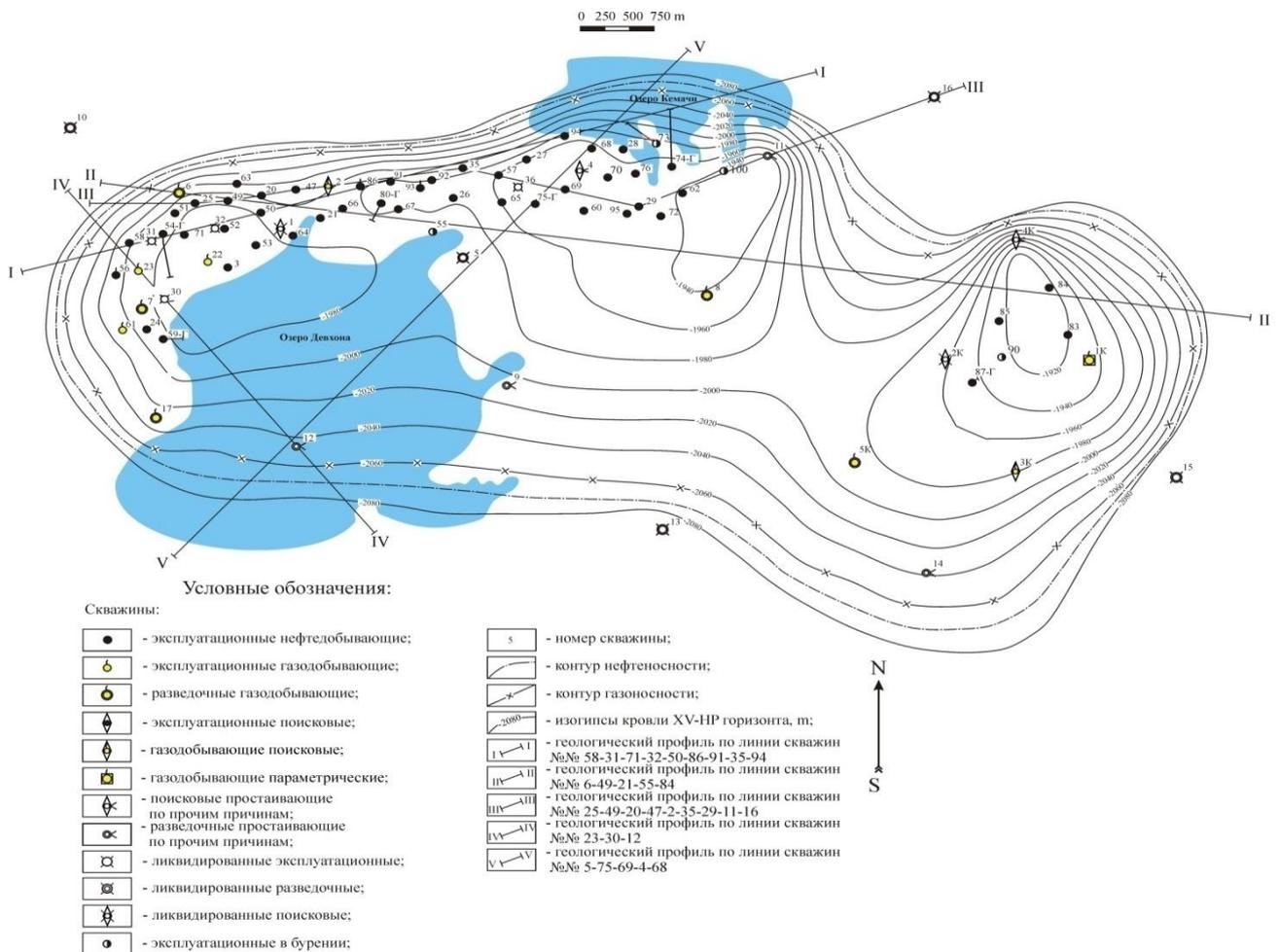


Рис. 2.3 - Структурная карта по кровле XV-HP горизонта месторождения Южный Кемачи

2.2. Анализ текущего состояния и эффективность применяемой технологии разработки

Особенностью разработки месторождения Южный Кемачи является совместная разработка нефтяной и газоконденсатной частей залежи. При этом с целью обеспечения выноса жидкости и твердых частиц, поступающих на забой вместе с газом, необходимо поддерживать у интервала перфорации скорость потока около 5 м/с. На месторождении Южный Кемачи весь фонд скважин эксплуатируется фонтанным и газлифтным (скважина № 87-Г) способом эксплуатации. После загазовывания текущих интервалов перфорации нефтяные скважины переводились в фонд газодобывающих. Из-за невозможности предотвращения прорыва газа к интервалам перфорации нефтедобывающих скважин с 2004 г. ведется совместная разработка нефтяной и газоконденсатной частей залежи [37]. Часть газа, добывается из чисто газовых скважин №№ 2, 6, 7, 8, 17, 22, 23, 1-К, 3-К, 5-К. При этом газ со скважины № 5-К используется для газлифтной эксплуатации скважины № 87-Г, со скважины № 17 и частично со скважины № 6 для газлифтной эксплуатации скважин месторождения Крук. Дебиты вертикальных скважин по нефти изменяются в широких пределах - от 0,1 т/д (№ 67) до 25,7 т/д (№ 50), горизонтальных скважин - от 2,6 т/д (№ 54-Г) до 61,3 т/д (№ 74-Г). Суточные дебиты вертикальных скважин по жидкости изменяются от 2,6 т/д (№ 61) до 49,1 т/д (№ 71), горизонтальных скважин - от 52,5 т/д (87-Г) до 92,1 т/д (54-Г). Обводненность продукции вертикальных скважин изменяется от 12 % (№ 61) до 98 % (№ 24), горизонтальных скважин - от 19 % (№ 74-Г) до 97 % (54-Г). Накопленная добыча нефти вертикальных скважин изменяется - от $0,5 \cdot 10^3$ т (№ 3) до $59,5 \cdot 10^3$ т (№ 25), горизонтальных скважин - от $5,6 \cdot 10^3$ т (№ 75-Г) до $47,7 \cdot 10^3$ т (№ 74-Г).

Накопленная добыча жидкости вертикальных скважин изменяется - от $2,1 \cdot 10^3$ т (№ 3) до $105,8 \cdot 10^3$ т (№ 25), горизонтальных скважин - от

13,1·10³ т (№75-Г) до 54,5·10³ т (№74-Г). Наиболее характерными скважинами, имеющими суточную добычу нефти более 10 т, обводненность менее 50 % и накопленную добычу нефти более 10·10³ т, являются №№ 29, 51, 58, 60, 68, 76.

Табл. 2.3 - Состояние фонда скважин

Общий фонд скважин	99
Эксплуатационные скважины	72
Нефтяные	50 (№№25, 26, 27, 28, 29, 35, 47, 49, 50, 51, 55, 56, 59, 60, 62, 63, 64, 66, 68, 69, 70, 72, 73, 74г, 76, 79, 80г, 81, 82, 83, 84, 86, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 100, 102, 103, 107, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119)
Газовые	18 (№№1к, 2, 3к, 5к, 3, 6, 7, 11, 17, 20, 21, 22, 52, 57,58, 67, 71, 85)
Газонагнетательные	3 (№№ 8, 65, 75)
Количество временно закрытых скважин	4 (№24,78,106,111КРС)
Водонагнетательные скважины	1 (№№3)
В ожидании ликвидации	5 (№№4, 9, 12, 14, 87, 4к,)
Ликвидированные	11 (№№30, 31, 32, 36, 1, 5, 10, 13, 15, 16, 2к)
В бурении	3 (№96,105,120)

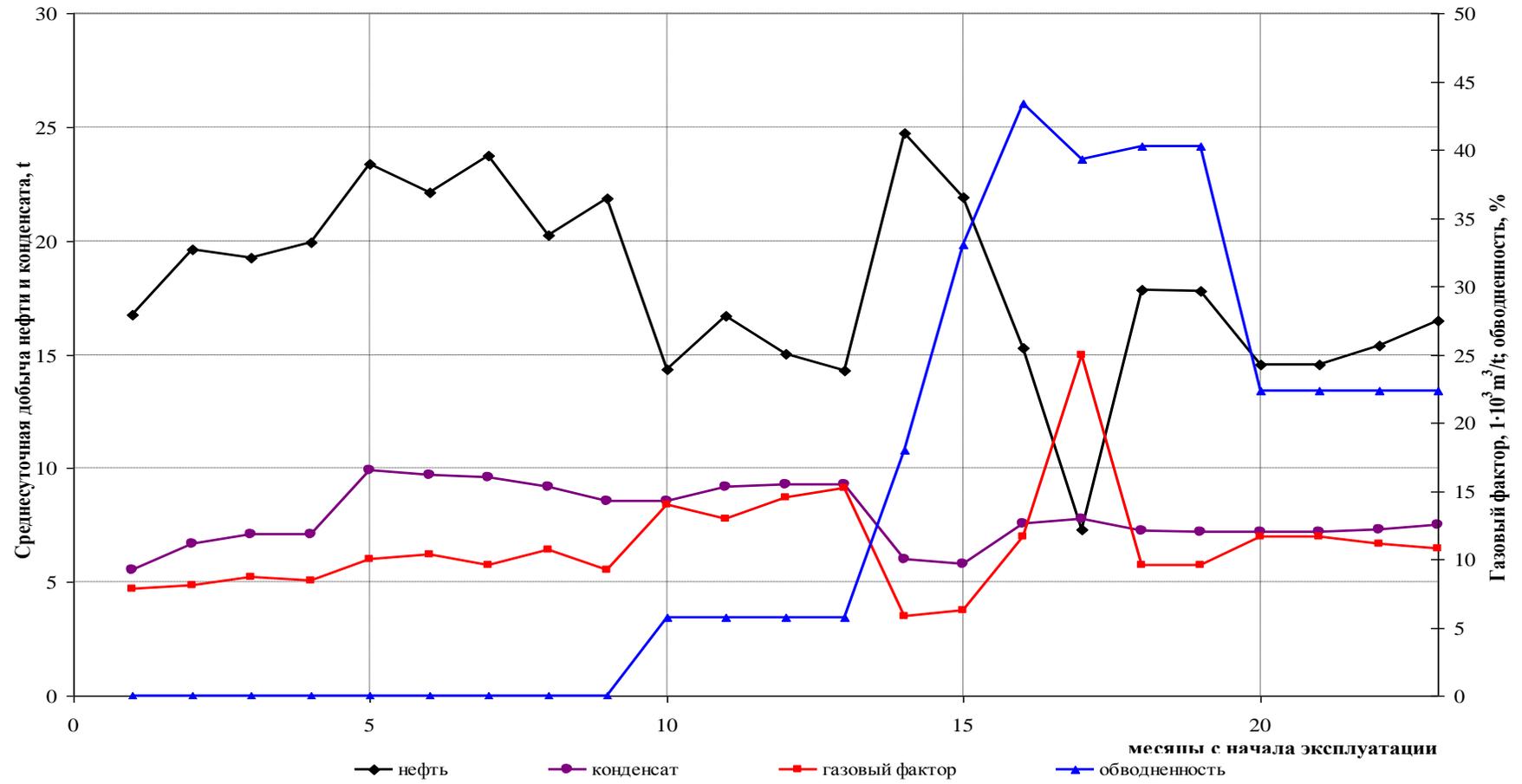


Рис. 2.4 - Динамика технологических показателей эксплуатации скважины № 76

Сравнивая показатели работы скважин с высокими (№№ 51, 58, 60, 68, 76) и низкими эксплуатационными характеристиками (№№ 52, 53, 56, 67, 91) можно сделать вывод, что скважинам с низкими эксплуатационными характеристиками соответствуют более высокие значения газового фактора и более высокие значения обводненности добываемой продукции. Это можно объяснить возможным нарушением технологического режима работы скважин, так как на большинстве скважин отсутствуют штуцеры для регулирования расхода продукции. К мероприятиям по улучшению показателей эксплуатации скважин можно отнести изоляцию водопритоков, дострел продуктивных интервалов и гидравлический разрыв пласта, которые в целом не принесли положительных результатов [38].

Для нефтегазоконденсатных залежей особый интерес представляет анализ величин газового фактора. В отчетах по добыче нефти месторождения Южный Кемачи, предоставляемых УДП «Мубарекнефтегаз», не совсем корректно отражается добыча попутного газа, а вместе с тем величина газового фактора. Так как на месторождении Южный Кемачи ведется совместная разработка нефтяной и газоконденсатной частей залежи, определить объем добычи попутного газа из общего объема смеси углеводородов и жидкости достаточно тяжелая задача, и тем более средствами, имеющимися на месторождении не осуществима. Поэтому, за величину газового фактора более корректно считаем принять отношение добычи всего объема газа, т.е. попутного и свободного из каждой конкретной скважины, к величине добычи нефти.

Фактическое разбуривание месторождения опережает проектный план. И фактическая добыча нефти больше в 2,2 раза по сравнению с проектом. Так что прогнозные показатели нуждаются в корректировке. Сравнение результатов расчета по четырем вариантам показало, что варианты значительно отличаются между собой достигаемыми к концу

2020 г. коэффициентами нефтеотдачи (до 2,84 раз) и конденсатоотдачи (до 1,68 раз).

Вариант 1 «на истощение» характеризуется самыми низкими коэффициентами нефте- и конденсатоотдачи - соответственно 3,75% и 38,13%.

При реализации **варианта 2** с «частичным» поддержанием пластового давления достигаются следующие коэффициенты нефте- и конденсатоотдачи: 4,26%, 46,38%.

Вариант 3 с «полным» поддержанием пластового давления характеризуется самыми высокими коэффициентами нефте- и конденсатоотдачи - соответственно 10,65% и 64,21%.

Вариант 4 является промежуточным между вариантами 2 и 3, при нем достигаются следующие коэффициенты нефте- и конденсатоотдачи: 5,59%, 59,1%.

По критерию максимальных коэффициентов извлечения углеводородов к внедрению рекомендуется вариант 3, однако для его реализации необходимы наибольшие капитальные и эксплуатационные затраты. В связи с этим, для определения оптимального варианта с экономической точки зрения рекомендуется произвести экономическую оценку в проекте разработки. В декабре 2008 года институт «УзЛИТИнефтьгаз» по проекту ПМ 19.11/07.08 разработал 4 - варианта уточненной разработки месторождения Южный Кемачи .

В 2010 году институт «УзЛИТИнефтьгаз» разработал 3 -варианта ПТЭО проект дожимной компрессорной станции.

1-вариант: Бурение новых скважин не рекомендуется, нагнетание газа в пласт рекомендуется:

2-вариант: Нагнетание газа в пласт не рекомендуется, бурение новых скважин рекомендуется:

3-вариант: Бурение новых скважин и нагнетание газа в пласт рекомендуется:.

Выводы по второй главе

1. Газоконденсатное месторождение Южный Кемачи расположено в Бухарском районе Бухарской области Республики Узбекистан. По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении Южный Кемачи пробурены 99 скважин, из них 50 действующих, месторождение Южный Кемачи введено в эксплуатацию в июне 2007 г. и в настоящее время разрабатывается согласно документу;

2. Особенностью разработки месторождения Южный Кемачи является совместная разработка нефтяной и газоконденсатной частей залежи. При этом с целью обеспечения выноса жидкости и твердых частиц, поступающих на забой вместе с газом, необходимо поддерживать у интервала перфорации скорость потока около 5 м/с;

3. На месторождении Южный Кемачи весь фонд скважин эксплуатируется фонтанным и газлифтным, фонд скважин, анализ величин газового фактора, добыча попутного газа;

4. Определения метода площадного нагнетания газа для отложений, имеющих низкий структурный рельеф, и в относительно однородных пластах с низкой проницаемостью. Технология плотного размещения нагнетательных скважин, площадную закачку газа обеспечивающую быстрый эффект в восстановлении давления и в интенсификации добычи нефти, в результате чего сокращаются сроки разработки пласта.

Нагнетания газа для месторождения Южный Кемачи характерную систему площадного нагнетания, так как структурный рельеф месторождения низок, а коллектора продуктивных горизонтов обладают малой проницаемостью.

Глава III. Обоснование закачки газа высокого давления в пласт для увеличения темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками

3.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов, выбор расчетных вариантов и технологии разработки

Продуктивными на месторождении Южный Кемачи являются горизонты XV-Р и XV-НР. Несмотря на некоторые различия коллекторских свойств продуктивных горизонтов, учитывая массивное строение залежи, близость в разрезе продуктивных горизонтов, идентичность свойств флюидов, отметок ВНК и ГНК, а также наличие гидродинамической связи между ними, горизонты XV-Р и XV-НР рассматривались как единый эксплуатационный объект. На основании письма № П06/1567 от 28.03.2013 г. проектирование разработки месторождений осуществлялось по нижеследующим вариантам.

Вариант 1 (базовый). Предусматривает выработку извлекаемых запасов при существующей системе разработки, действующим фондом скважин.

Вариант 2. Предусматривает разработку месторождения действующим фондом скважин, бурение эксплуатационных скважин с доведением расстояния между ними до 300 м в зоне с эффективными нефтенасыщенными толщинами не менее 6 м. Темп бурения принят по шесть скважин в год, четыре из которых - горизонтальные. По варианту также предусматривается реализация сайклинг-процесса, с компенсацией текущих отборов закачкой, составляющей 100 % за вычетом собственных нужд и потерь.

Вариант 3. Предусматривает разработку месторождения действующим фондом скважин, бурение эксплуатационных скважин с доведением расстояния между ними до 300 м в зоне с эффективными нефтенасыщенными толщинами не менее 6 м. Темп бурения принят по шесть скважин в год, четыре из которых - горизонтальные. По варианту

также предусматривается реализация сайклинг-процесса, с компенсацией текущих отборов закачкой, составляющей 50 % за вычетом собственных нужд и потерь.

Вариант 4. Предусматривает разработку месторождения действующим фондом скважин, бурение эксплуатационных скважин с доведением расстояния между ними до 400 м в зоне с эффективными нефтенасыщенными толщами не менее 6 м. Темп бурения принят по шесть скважин в год, четыре из которых - горизонтальные. По варианту также предусматривается реализация сайклинг-процесса, с компенсацией текущих отборов закачкой, составляющей 100 % за вычетом собственных нужд и потерь.

Вариант 5. Предусматривает разработку месторождения действующим фондом скважин, бурение эксплуатационных скважин с доведением расстояния между ними до 400 м в зоне с эффективными нефтенасыщенными толщами не менее 6 м. Темп бурения принят по шесть скважин в год, четыре из которых - горизонтальные 99. По варианту также предусматривается реализация сайклинг-процесса, с компенсацией текущих отборов закачкой, составляющей 50 % за вычетом собственных нужд и потерь.

Вариант 6. Предусматривает разработку месторождения действующим фондом скважин, бурение эксплуатационных скважин с доведением расстояния между ними до 400 м в зоне с эффективными нефтенасыщенными толщами не менее 6 м. Темп бурения принят по шесть скважин в год, четыре из которых - горизонтальные. По варианту предусматривается разработка месторождения на истощение. Кроме того, в соответствии с протокольным решением УДП «Мубарекнефтегаз» (№ 11 от 23.04.2013 г.) был дополнительно рассчитан вариант 7.

Вариант 7. Предусматривает разработку месторождения действующим фондом скважин, бурением эксплуатационных скважин с доведением расстояния между ними до 300 м в зоне с эффективными

нефтенасыщенными толщинами не менее 6 м. Темп бурения принят по шесть скважин в год, четыре из которых - горизонтальные. По варианту также предусматривается реализация сайклинг-процесса, с компенсацией текущих отборов закачкой, составляющей 50 % за вычетом собственных нужд и потерь. С целью стабилизации пластового давления некомпенсированный отбор газа предполагается компенсировать закачкой воды. Необходимо отметить, что эффективность проектных решений по стратегии разработки и доработки нефтяных оторочек с использованием горизонтальных скважин и организации сайклинг-процесса также подтверждена результатами проведенных исследований в [22; 23; 24]

3.2. Технология системы закачки газа

С целью достижения максимального коэффициента извлечения нефти и конденсата на месторождении Южный Кемачи применяется технология газового воздействия на пласт (сайклинг-процесс). В целях осуществления газового воздействия на пласт на месторождении, предлагается очищенный и осушенный газ с УКПГ «Южный Кемачи» подавать на ГНКС «Келлог», расположенную на месторождении Кокдумалак, и далее, после компримирования, по проектному соединительному газопроводу ГНКС «Келлог» Кокдумалак - Южный Кемачи» возвращать на месторождение Южный Кемачи. На месторождении Южный Кемачи система закачки газа в пласт включает в себя вновь проектируемые: манифольд, три блока выходных распределительных манифольда (БВРМ 1, 2, 3) и используемые действующие газодобывающие скважины, с добавлением по мере выработки своих запасов скважинами нефтедобывающего фонда. Максимальный фонд нагнетательных скважин составит 21 единицу. Газ, после компримирования на ГНКС Кокдумалак, по проектному соединительному газопроводу «ГНКС «Келлог» - месторождение Южный Кемачи» поступает на манифольд. При диаметре газопровода-коллектора

406,4 x 23,8 объем транспортируемого газа составит от 5,85 до 7,16 млн.м³/сут (в период осуществления сайклинг - процесса 2012-2025 г.г.), давление и температура газа на входе в общий распределительный манифольд составят от 22,53 до 21,81 МПа и от 36,0 до 45,6 °С соответственно.

Табл. 3.2 - Состав газа месторождения Южный Кемачи подаваемого на вход ГНКС для закачки в пласт

Объемная доля компонентов, %	Значение
CH ₄	90,322
C ₂ H ₆	3,893
C ₃ H ₈	0,865
iC ₄ H ₁₀	0,261
nC ₄ H ₁₀	0,243
C ₅ H _{12+высш}	0,461
H ₂ S	0,069
N ₂	0,462
CO ₂	3,420
H ₂ O	0,004
Итого	100,0

Табл. 3.3 - Расчетные параметры эксплуатации ГНКС Южный Кемачи

Годы	Суточный расход газа, 10 ⁶ м ³ /д	Давление газа, МПа	
		на входе	на выходе
2010	7,30	5,5	21,83
2011	7,54	5,5	21,85
2012	7,78	5,5	21,88
2013	7,91	5,5	21,89
2014	8,19	5,5	21,91
2015	8,35	5,5	21,93
2016	8,61	5,5	21,96
2017	8,82	5,5	21,98
2018	9,05	5,5	22,01
2019	9,14	5,5	22,02

**Табл. 3.4 - Расчетные параметры эксплуатации ГНКС Южный
Кемачи**

Годы	Суточный расход газа, 10 ⁶ м ³ /д	Давление газа, МПа	
		на входе	на выходе
2010	9,44	5,5	22,11
2011	9,69	5,5	22,13
2012	9,61	5,5	22,12
2013	9,63	5,5	22,125
2014	9,70	5,5	22,13
2015	9,64	5,5	22,126
2016	9,59	5,5	22,12
2017	9,56	5,5	22,115
2018	9,46	5,5	22,112
2019	8,54	5,5	22,01

Манифольд.

Манифольд имеет три технологические нитки, оборудованные замерными устройствами, контрольно-измерительными приборами, обратными клапанами, запорно-регулирующей арматурой. Периодические сбросы при продувках газопроводов осуществляются на факел. Манифольд размещается на открытой площадке, трубы прокладываются надземно, на низких опорах. От манифольда газ распределяется на блоки выходных распределительных манифольдов (БВРМ 1, 2, 3), откуда он закачивается в нагнетательные скважины. Технологическая схема манифольда представлена на рисунке - 3.3

Блоки выходного распределительного манифольда (БВРМ 1, 2, 3)

На распределительные манифольды газ поступает по газопроводам-коллекторам диаметром 219x20 мм. На манифольдах каждый отводящий шлейф оборудован замерными устройствами, контрольно-измерительными приборами, обратными клапанами, запорно-регулирующей арматурой. Периодические сбросы при продувках газопроводов осуществляются на факела, устанавливаемые на каждом манифольде. Распределительные

манифольды размещаются на открытой площадке, трубы прокладываются надземно, на низких опорах.

БВРМ-1

Распределительный манифольд БВРМ-1 предназначен для закачки газа в пласт по десяти нагнетательным скважинам. Максимальная производительность распределительного манифольда составит 3,41 млн.м³/сут, давление и температура газа, на входе в распределительный манифольд 20,37 - 21,13 МПа и 32,4 - 41,4 °С соответственно. Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре шлейфа нагнетательной скважины 127x14 мм давление и температура газа на устье скважины составят 19,86 - 20,64 МПа и 30,4 - 37,8 °С соответственно. Технологическая схема БВРМ-1 представлена на рисунке -3.4

БВРМ-2

Распределительный манифольд БВРМ-2 предназначен для закачки газа в пласт по семи нагнетательным скважинам. Максимальная производительность распределительного манифольда составит 2,39 млн.м³/сут, давление и температура газа, на входе в распределительный манифольд 21,70 - 22,42 МПа и 33,2 - 45,1 °С соответственно. Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре шлейфа нагнетательной скважины 127x14 мм давление и температура газа на устье скважины составят 21,22-21,95 МПа и 35,7 - 40,9 °С соответственно. Технологическая схема ВРМ-2 представлена на рисунке 3.5

БВРМ-3

Распределительный манифольд БВРМ-3 предназначен для закачки газа в пласт по четырем нагнетательным скважинам. Максимальная производительность распределительного манифольда составит 1,36 млн.м³/сут, давление и температура газа, на входе в распределительный манифольд 21,48 - 22,21 МПа и 33,3 - 41,1 °С соответственно. Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре шлейфа

нагнетательной скважины 127x14 мм давление и температура газа на устье скважины составят 21,23-21,97 МПа и 31,2 - 37,6 °С соответственно.

Технологическая схема БВРМ-3 представлена на рисунке - 3.6.

Обязка устьев газонагнетательных скважин

Для нагнетания газа используются действующие газодобывающие скважины, с добавлением по мере выработки своих запасов скважинами нефтедобывающего фонда. Количество нагнетательных скважин 21 шт., среднесуточная закачка на одну скважину составит около 326,1 тыс.м³/сут. Для обвязки устьев скважин должна быть установлена фонтанная арматура типа АФКЗ-65-350К2 на давление 35 МПа в коррозионностойком исполнении. Выбор такого типа арматуры обусловлен агрессивностью добываемого газа и нефтегазоконденсатной смеси. Проектными решениями по обвязке устьев каждой эксплуатационной скважины предусматривается:

- предупреждение перетока газа из скважины при обрыве шлейфа и защита шлейфа от превышения давления (установка клапана - отсекающего);
- возможность кратковременной продувки скважин в период освоения после бурения и капитального ремонта (установка факела);
- возможность глушения скважин при аварийной ситуации.

С учетом текущего состояния разработки месторождения определен вариант дальнейшей разработки месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки в пласт сухого газа, предусматривающий бурение дополнительных скважин с заданием оптимального режима их эксплуатации.

Для нагнетания газа планируется использовать действующие газодобывающие скважины, с добавлением по мере выработки своих запасов скважинами нефтедобывающего фонда. Максимальный фонд нагнетательных скважин предполагается довести до 21 единицы.

3.3. Технологические решения по системе закачки газа в пласт

С целью достижения максимального коэффициента извлечения нефти и конденсата на месторождении целесообразно применение технологии газового воздействия на пласт (сайклинг-процесс). Сущность данной технологии заключается в том, что для поддержания пластового давления в пласт закачивается сухой газ, добытый из этого же пласта, но прошедший через установку подготовки газа с извлечением из него жидких углеводородов за счет использования естественной энергии пласта. Нагнетание сухого газа в пласт снижает обратную (ретроградную) конденсацию жидких углеводородов в пласте. При этом из пласта отбирается максимальное количество конденсата, газ консервируется до завершения газового воздействия на пласт.

В целях осуществления газового воздействия на пласт на месторождении Южный Кемачи предлагается очищенный и осушенный газ с УКПГ «Южный Кемачи» подавать на ГНКС «Келлог», расположенную на месторождении Кокдумалак, и далее, после компримирования, по проектному соединительному газопроводу «ГНКС «Келлог» - месторождение Южный Кемачи» транспортировать на месторождение Южный Кемачи. Пропускная способность проектного соединительного газопровода «ГНКС «Келлог» - месторождение Южный Кемачи» составляет 6,0-8,0 млн. м³/сут при давлении и температуре на выходе ГНКС «Келлог» 24,0 МПа и 57-80 °С соответственно и требуемых давлениях нагнетания на устьях газонагнетательных скважин. Протяженность газопровода - 53,5 км.

Согласно результатам гидравлического расчета, при условном диаметре газопровода-коллектора 406,4 мм и объеме транспортируемого газа 7,15 млн.м³/сут (в период осуществления сайклинг-процесса 2012-2025 г.г.),

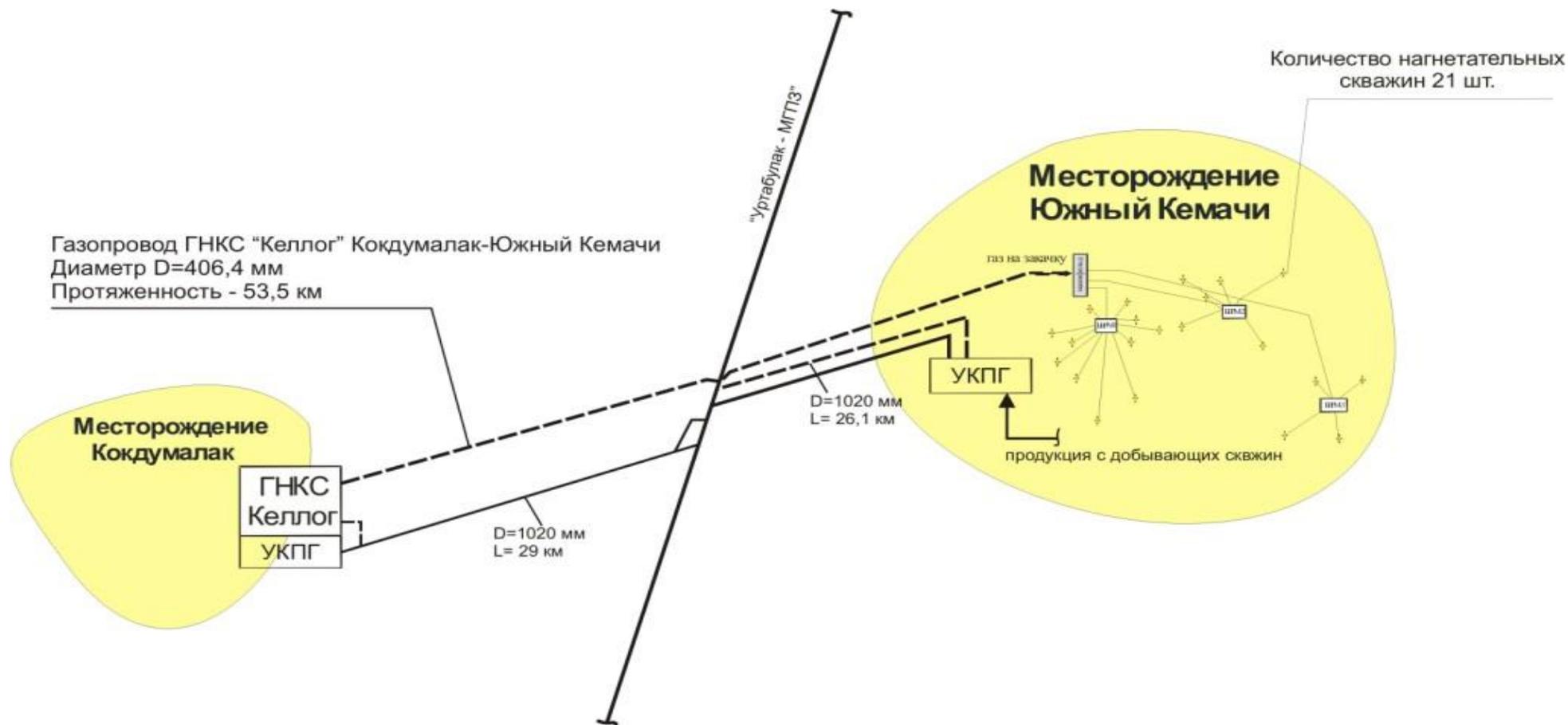


Рис. 3.1 - Принципиальная технологическая схема осуществления проекта с отражением принимаемых в ТЭО технологических решений

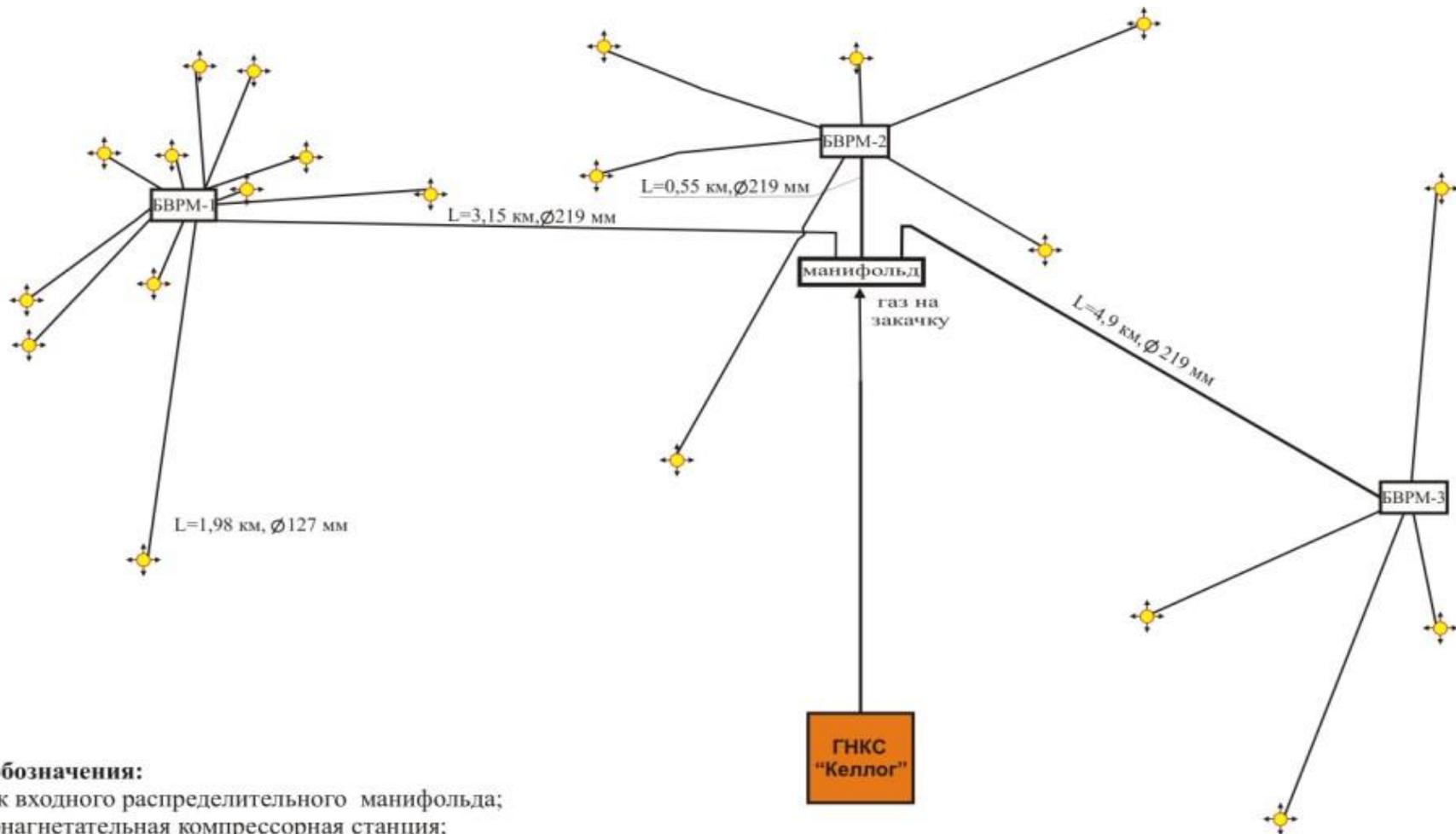


Рис. 3.2 - Схема закачки газа в пласт на месторождении Южный Кемачи

давление и температура газа на входе в общий распределительный манифольд составят 21,9 МПа и 36,0-45,6 °С соответственно.

Транспорт очищенного и осушенного газа с УКПГ «Южный Кемачи» на ГНКС «Келлог» осуществляется по существующим межпромысловым газопроводам УДП «Мубарекнефтегаз»: проектному газопроводу диаметром 1020 мм «УКПГ «Южный Кемачи» - точка врезки в газопровод «Уртабулак - МГПЗ»» (15-й км)», «Уртабулак - МГПЗ» и далее по «УКПГ «Кокдумалак» - точка врезки в газопровод «Уртабулак - МГПЗ»».

Предложенный вариант транспорта газа возможно осуществить переключением линейных кранов на 25-м км газопровода «Уртабулак - МГПЗ» (29-й км соединительный газопровод «УКПГ «Кокдумалак» - точка врезки в газопровод «Уртабулак - МГПЗ»») и подачей газа в существующий соединительный газопровод УКПГ «Кокдумалак» - точка врезки в межпромысловый газопровод «Уртабулак - МГПЗ». С 2026 г. (после завершения «сайклинг-процесса») весь объем газа будет направляться на МГПЗ.

Для учета природного газа месторождения Южный Кемачи, подаваемого для компримирования на ГНКС «Келлог», предлагается использовать существующий расходомер перед входом в газоперекачивающий агрегат ГНКС «Келлог». В связи с тем, что нагнетательные скважины расположены по контуру площади месторождения и удалены друг от друга, обратную закачку газа в пласт предлагается осуществлять через три блока входного распределительного манифольда (БВРМ-1,2,3).

БВРМ-1,2,3 расположены в районе БВН-2, БВН-3 и БВН-4 и подключены к нагнетательным скважинам. Максимальное количество нагнетательных скважин - 21. Схема закачки подготовленного газа обратно в пласт представлена на рисунке 3.1

БВРМ-1.Предварительный гидравлический расчет газопровода-

коллектора от общего входного манифольда до блока входного распределительного манифольда (БВРМ-1) выполнен на максимальную производительность 3,75 млн.м³/сут. Давление и температура газа в начале газопровода-коллектора составляют 21,9 МПа и 36,0-45,6 °С соответственно. Протяженность газопровода - коллектора - 3,15 км. Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре газопровода-коллектора 219 мм давление и температура газа на входе в распределительный манифольд БВРМ-1 составят 20,6 МПа и 32,4-41,4 °С соответственно. Предварительный гидравлический расчет шлейфов системы обратной закачки газа в пласт выполнен при максимальном дебите скважин 325,7 тыс.м³/сут. Количество скважин - 11, средняя длина шлейфа 1,98 км. Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре шлейфа нагнетательной скважины 127 мм давление и температура газа на устье скважины составят 20,2 МПа и 30,4-37,8 °С.

БВРМ-2. Предварительный гидравлический расчет газопровода-коллектора от общего входного манифольда до распределительного манифольда БВРМ-2 выполнен на производительность 2,04 млн.м³/сут. Давление и температура газа в начале газопровода-коллектора составляют 21,9 МПа и 36,0 - 45,6 °С соответственно. Протяженность газопровода-коллектора - 0,55 км. Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре газопровода-коллектора 219 мм давление и температура газа на входе в распределительный манифольд БВРМ-2 составят 21,8 МПа и 35,7-45,1 °С соответственно. Предварительный гидравлический расчет шлейфов системы обратной за качки газа в пласт выполнен при максимальном дебите скважин 325,7 тыс.м³/сут. Количество скважин - 6, средняя длина шлейфа 1,98 км.

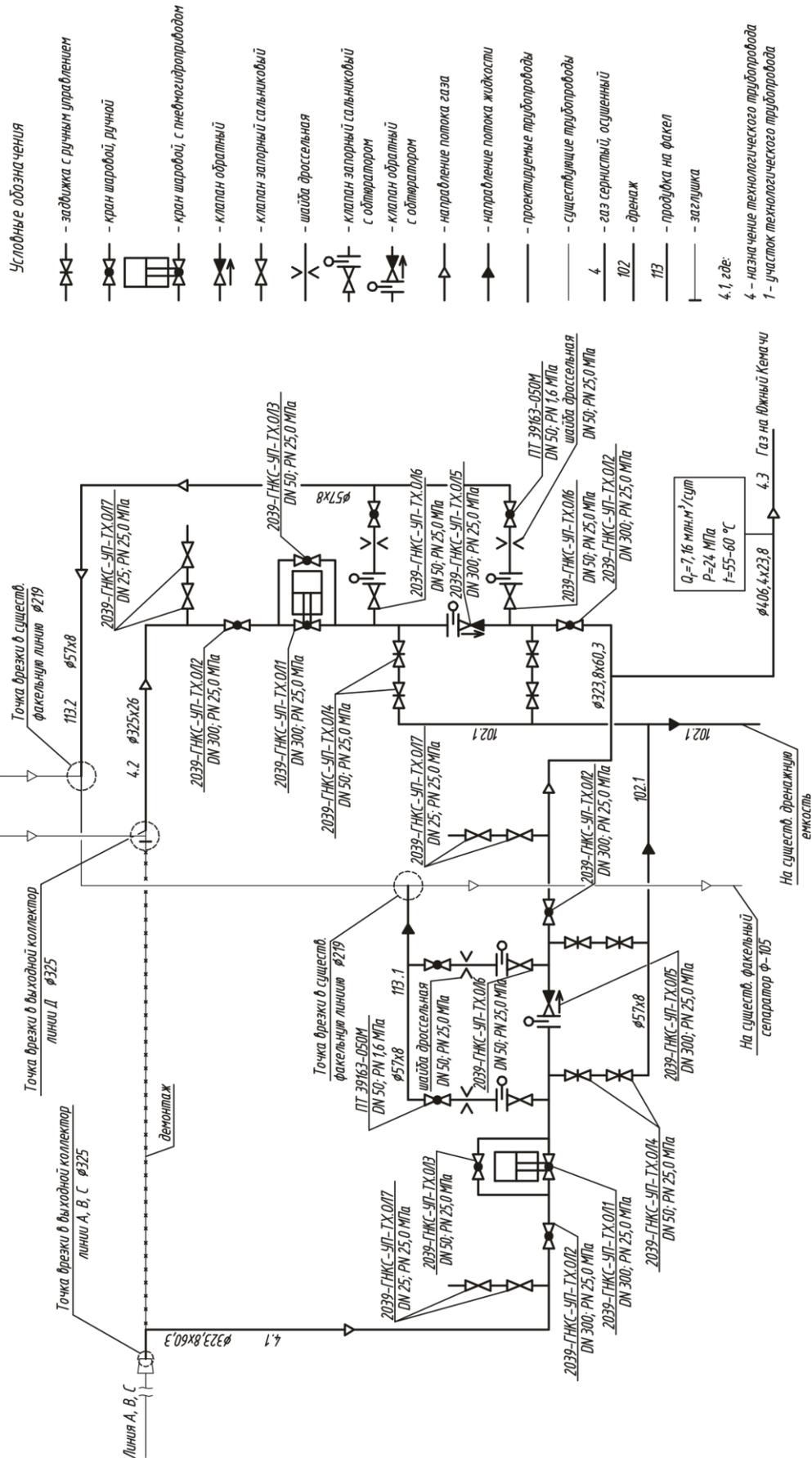


Рис. 3.3 - Технологическая схема «Подключение газопровода ГНКС «Келлог» Кокдумалак - Южный Кемачи к ГНКС «Келлог»

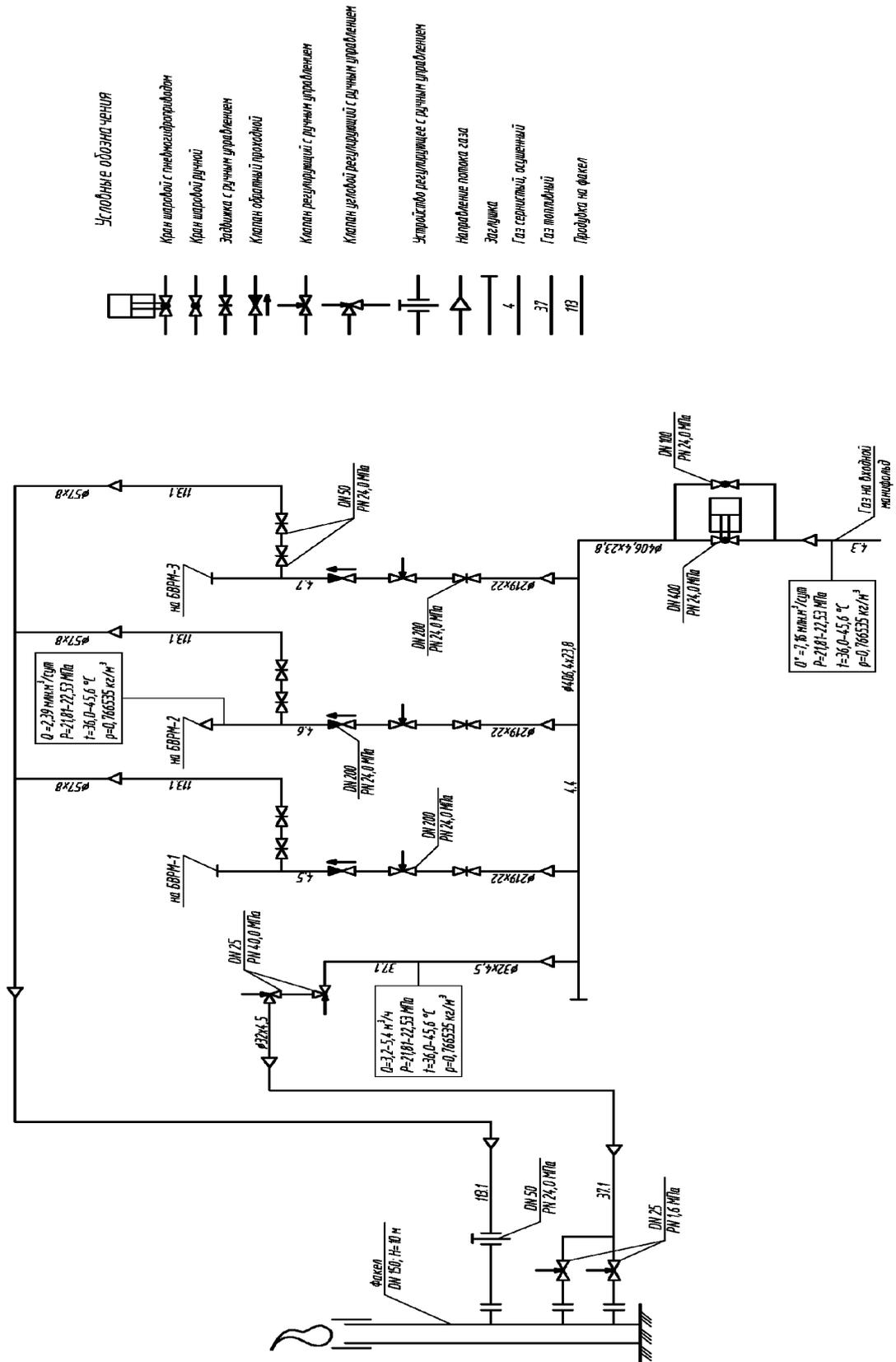


Рис. 3.4 - Технологическая схема манифольда

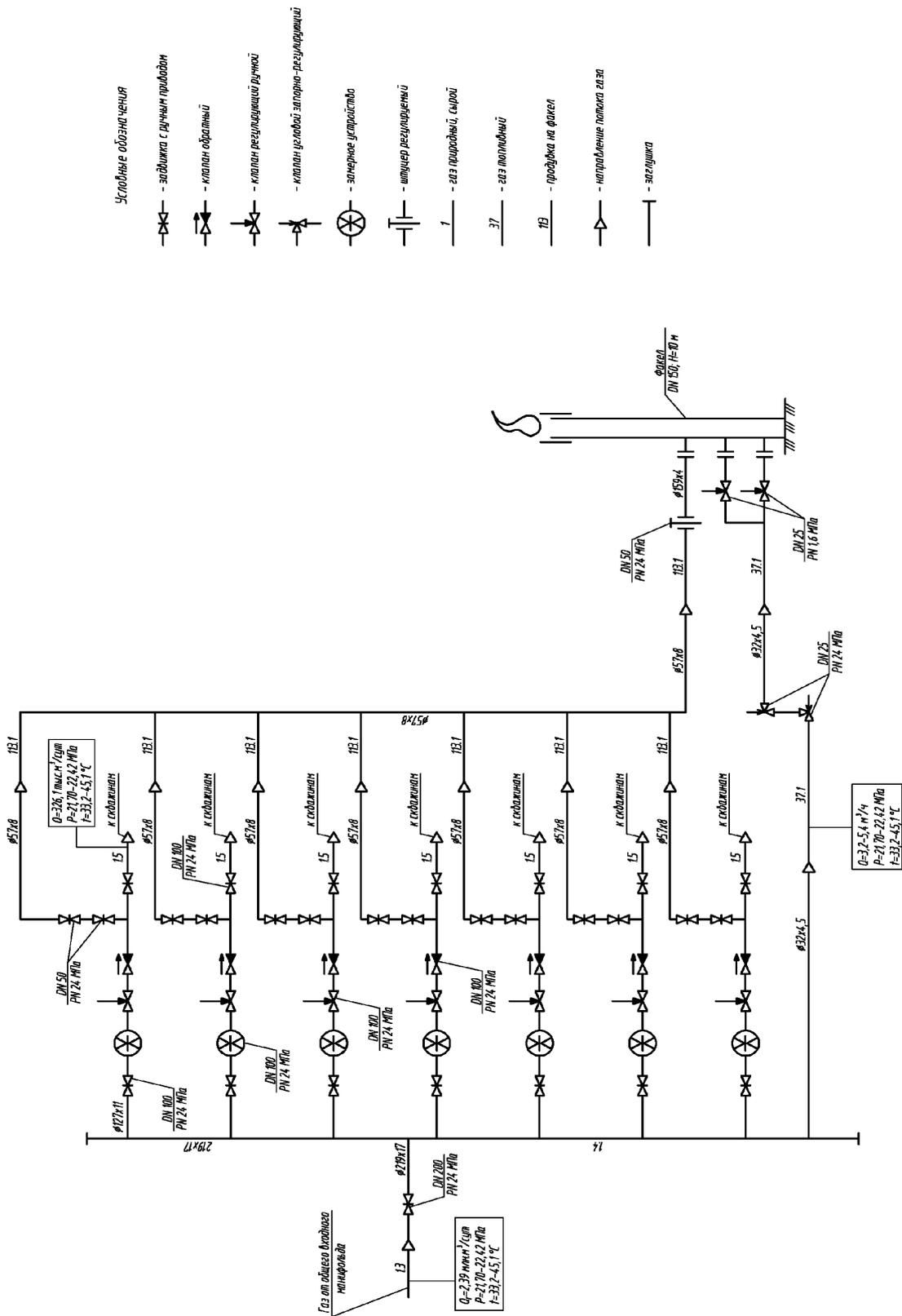


Рис. 3.6 - Технологическая схема БВРМ-2

диаметре шлейфа нагнетательной скважины 127 мм давление и температура газа на устье скважины составят 21,5 МПа и 33,2-40,9 °С.

БВРМ-3.Предварительный гидравлический расчет газопровода-коллектора от общего входного манифольда до распределительного манифольда БВРМ-3 выполнен на производительность 1,36 млн. м³/сут. Давление и температура газа в начале газопровода-коллектора составляют 21,9 МПа и 36,0-45,6 °С соответственно. Протяженность газопровода - коллектора - 4,9 км.

Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре газопровода - коллектора 219 мм давление и температура газа на входе в распределительный манифольд БВРМ-3 составят 21,55 МПа и 33,3 - 41,1 °С соответственно.

Предварительный гидравлический расчет шлейфов системы обратной закачки газа в пласт выполнен при максимальном дебите скважин 325,7 тыс.м³/сут. Количество скважин - 4, средняя длина шлейфа 1,98 км.

Согласно результатам гидравлического расчета, при диаметре шлейфа нагнетательной скважины 127 мм давление и температура газа на устье скважины составят 21,22 МПа и 31,2-37,6 °С.

Ввод ДКС в технологическую схему УКПГ

По мере истощения залежи, естественно будет происходить снижение пластового давления. Динамика изменения пластового давления по годам позволяет прогнозировать сроки ввода ДКС, мощности ДКС и количество компрессорных агрегатов. Согласно прогнозным показателям рекомендуемого вариант разработки месторождения Южный Кемачи на конец 2029 г. устьевое давление на скважинах составит 76 кг·с/см². Следовательно, для сохранения производительности УКПГ при той же эффективности технологического процесса (степени осушки, допустимого капельного уноса ДЭГ и других показателей) возникнет необходимость

ввода в технологическую схему подготовки газа ДКС, что позволит поддерживать требуемое давление газа на входе в УКПГ Южный Кемачи.

Табл. 3.1 - Параметры эксплуатации ДКС для компримирования газа на вход УКПГ Южный Кемачи для 1 варианта разработки

Год	Суточный отбор ГKM, $1 \cdot 10^6 \text{ м}^3$	Давление на входе ДКС, МПа	Температура на входе ДКС, °C	Давление на выходе ДКС, МПа
2016	8,7	6,65	40÷65	7,5
2017	7,8	6,15		7,5
2018	7,0	5,73		7,5
2019	6,1	5,39		7,5
2020	5,3	5,12		7,5
2021	4,4	4,93		7,5
2022	3,6	4,80		7,5
2023	2,8	4,73		7,5
2024	1,9	4,70		7,5
2025	1,1	4,73		7,5

Табл. 3.2 - Параметры эксплуатации ДКС для компримирования газа на вход УКПГ Южный Кемачи для 4 варианта разработки

Год	Суточный отбор ГKM, $1 \cdot 10^6 \text{ м}^3$	Давление на входе ДКС, МПа	Температура на входе ДКС, °C	Давление на выходе ДКС, МПа
2026	7,19	7,4	40÷65	7,5
2027	6,38	6,95		7,5
2028	5,56	6,49		7,5
2029	4,70	6,05		7,5
2030	3,94	5,68		7,5
2031	3,15	5,35		7,5
2032	2,35	5,10		7,5
2033	1,64	4,90		7,5
2034	0,97	4,75		7,5

Табл. 3.3 - Параметры эксплуатации ДКС для компримирования газа на вход УКПГ Южный Кемачи для 7 варианта разработки

Год	Суточный отбор ГKM, $1 \cdot 10^6 \text{ м}^3$	Давление на входе ДКС, МПа	Температура на входе ДКС, °C	Давление на выходе ДКС, МПа
2022	8,56	7,40	40÷65	7,5
2023	7,27	6,77		7,5
2024	6,15	6,16		7,5
2025	5,01	5,65		7,5
2026	3,94	5,26		7,5
2027	2,81	4,98		7,5
2028	1,64	4,80		7,5

По 4 и 7 вариантам для этой цели можно использовать компрессорные агрегаты ГНКС, выполнив работы по их модернизации (ДКС) и переобвязке на вход УКПГ, так как закачка газа в пласт прекращается в 2020 г. По результатам технико-экономической оценки определено, рациональный вариант для разработки месторождения при условиях повешения цен на жидкие углеводороды является 2-вариант.

Основными мероприятиями, способствующими повешению эффективности разработки месторождения является:

1. Реализация полного сайклинг-процесса;
2. Бурение горизонтальных скважин ;
3. Широкое внедрение забойных штуцеров;
4. Радиальное бурение скважин;
5. Организация работ по селективной водоизоляции.

Выводы по третьей главе

1. Установлено, что между коэффициентами газо - и конденсатоотдачи для газоконденсатных месторождений имеется однозначное соответствие. Коэффициент извлечения конденсата обычно приводится к некоторому давлению истощения залежи (в СНГ рост = 0,1 МПа, в США рост = 3,5 МПа). В зависимости от принятой технологии и конкретных геолого-промысловых характеристик объекта разработки этому давлению могут отвечать различные коэффициенты газоотдачи, а следовательно, и конденсатоотдачи.

2. В целях осуществления газового воздействия на пласт на месторождении Южный Кемачи предлагается очищенный и осушенный газ с УКПГ «Южный Кемачи» подавать на ГНКС «Келлог», расположенную на месторождении Кокдумалак.

3. Согласно результатам гидравлического расчета, при условном диаметре газопровода-коллектора 406,4 мм и объеме транспортируемого газа 7,15 млн.м³/сут (в период осуществления сайклинг-процесса 2012-2025 г.г.)

4. Обосновано, условия целесообразности применения технологии газового воздействия на пласт (сайклинг-процесс), технологические решения по системе закачки газа в пласт, с целью достижения максимального коэффициента извлечения нефти и конденсата на месторождении.

Заключение

На основе исследований показаны научная новизна, практическая и научная значимость и сформулированы следующие теоритические выводы и практические рекомендации.

1. Необходимость нагнетания газа высокого давления обусловлена увеличением компонентоотдачи залежи углеводородов. Найденные критерии заметно упрощают идентификацию типа залежи УВ, для чего достаточно исследовать пробу пластовой смеси, отобранную в любых условиях и любой точке технологической цепи.

2. Газоконденсатное месторождение Южный Кемачи расположено в Бухарском районе Бухарской области Республики Узбекистан. По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении Южный Кемачи пробурены 99скважин, из них 50 действующих, месторождение Южный Кемачи введено в эксплуатацию в июне 2007 г. и в настоящее время разрабатывается согласно документу.

3.Особенностью разработки месторождения Южный Кемачи является совместная разработка нефтяной и газоконденсатной частей залежи. При этом с целью обеспечения выноса жидкости и твердых частиц, поступающих на забой вместе с газом, необходимо поддерживать у интервала перфорации скорость потока около 5 м/с .

4. Определения метода площадного нагнетания газа для отложений, имеющих низкий структурный рельеф, и в относительно однородных пластах с низкой проницаемостью. Технологию плотного размещения нагнетательных скважин, площадную закачку газа обеспечивающую быстрый эффект в восстановлении давления и в интенсификации добычи нефти, в результате чего сокращаются сроки разработки пласта. Нагнетания газа для месторождения Южный Кемачи характерную систему площадного нагнетания, так как структурный рельеф месторождения низок, а коллектора продуктивных горизонтов обладают малой проницаемостью.

5. Установлено, что между коэффициентами газо - и конденсатоотдачи для газоконденсатных месторождений имеется однозначное соответствие. Коэффициент извлечения конденсата обычно приводится к некоторому давлению истощения залежи (в СНГ рост = 0,1 МПа, в США рост = 3,5 МПа). В зависимости от принятой технологии и конкретных геолого-промысловых характеристик объекта разработки этому давлению могут отвечать различные коэффициенты газоотдачи, а следовательно, и конденсатоотдачи.

6. В целях осуществления газового воздействия на пласт на месторождении Южный Кемачи предлагается очищенный и осушенный газ с УКПГ «Южный Кемачи» подавать на ГНКС «Келлог», расположенную на месторождении Кокдумалак.

7. Согласно результатам гидравлического расчета, при условном диаметре газопровода-коллектора 406,4 мм и объеме транспортируемого газа 7,15 млн.м³/сут (в период осуществления сайклинг-процесса 2012-2025 г.г.)

8. По результатам технико-экономической оценки определено, рациональный вариант для разработки месторождения при условиях повешения цен на жидкие углеводороды является 2-вариант.

9. В результате анализа состояния разработки месторождения определено, что снижение пластового давления связано с интенсивным некомпенсированным отбором свободного газа. Высокие темпы добычи газа в настоящее обусловлены потребностями народного хозяйства Республики Узбекистан. Продолжение разработки месторождения при некомпенсированным отборе газа будет способствовать потери подвешной части запасов нефти.

Список литература

1. Абдулин Ф.С. «Повышение производительности скважин», М., «Недра», 2001г.
2. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. - М.: Недра, 1992. - 272 с.
3. Бузинов С.Н., Пешкин М.А. Некоторые экспериментальные данные о вытеснении нефти газом из пористой среды // Изв. АН СССР, МЖГ. - М., 1974. -№4. - С. 22 - 26.
4. Гриценко, А.И. З.С. Алиев, О.М. Ермилов. Руководство по исследованию скважин. Москва, Недра, 1995.
5. Гиматудинов Ш.К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений - М. «Недра»,2000 г.
6. Гайдышев Ш.М. Анализ и обработка данных: Специальный справочник - СПб. - Санкт-Петербург: Наука, 2001. - 752 с.
7. Гриценко А.И., Тер - Саркисов Р.М., Николаева В.А. Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении // Газовая промышленность. - М., 1996. - №1. - С. 21 - 25.
8. Гунька Н.Н. Повышение эффективности разработки эоценовых залежей Предкарпатья путем изменения направления фильтрационных потоков нефти в пласте // Нефтепромысловое дело. - М., 1973. - №10. - С. 30 - 32.
9. Желтов Ю.В. О механизме вытеснения газа водой из пористых сред // Газовая промышленность. - М., 1966. - №11. - С. 31 - 33.
10. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Перепеличенко В.Ф. Новое в технологии добычи нефти из оторочек месторождений природного газа. - М.: ВНИИЭГазпром, 1982. - 46 с.
11. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я. Многомерная и многокомпонентная фильтрация.- М.: Недра, 1988. - 315 с.

12. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. - М.: «Струна», 1998. - 628 с.
13. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - М.: Недра, 1980. - 301 с.
14. Иванов М.М. Динамика добычи нефти. - М.: Недра, 1976. - 106с.
15. Кац Р.М. Богуславский П.Н. Численная модель трехфазной фильтрации бинарной углеводородной смеси. - Тр. ин-та / ВНИИнефть. - М., 1988, вып. 102. - С. 191 - 199.
16. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - М., 1979. - №4. - С. 21 - 32.
17. Курбанов А.К., Сатаров Д.М. Пути повышения эффективности разработки нефтяных оторочек малой толщины // Нефтепромысловое дело. - М., 1983. - №9. - С. 39 - 42.
18. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных и газонефтяных месторождений // Нефтегазопромысловое дело. - М., 2006. - №8. - С. 4 - 14.
19. Лысенко В.Д. Методы радикального увеличения добычи нефти и нефтедобычи пластов // Нефтепромысловое дело. - М., 2007. - №4. - С. 4-8.
20. Лысенко В.Д. Газовое заводнение: перспективы широкого применения // Нефть, газ, бизнес. - М., 2007. - №6. - С. 19.
21. Лысенко В.Д. Определение коэффициента вытеснения нефти газом // Нефтепромысловое дело. - М., 2007. - №11. - С. 18 - 19.
22. Лысенко В.Д. Технология разработки месторождений нефти и газа // Нефтепромысловое дело. - М., 2008. - №3. - С. 10 - 13.
23. Мискевич Р.Е. Экспериментальные исследования растворимости конденсата, выделившегося в пласте // Газовая промышленность. - М., 2006. - №4. - С. 35 - 38.
24. Мирзаджанзаде А.Х. Дурмишьян А.Г., Ковалев А.Г., Аллахвердиева Т.А. Разработка газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1967. - 356 с.

25. Мирчинк М.Ф., Мирзаджанзаде А.Х., Желтов Ю.П. Физико-геологические проблемы повышения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1975. - 326 с.

26. Назаров А.У., Шевцов В.М., Шевцов А.В. Теоретические и практические предпосылки интенсификации извлечения остаточных запасов углеводородов истощенных нефтегазоконденсатных залежей // Узбекский журнал нефти и газа. - Ташкент, 2008. - №4. - С. 30 -31.

27. Назаров А.У. Экспериментальные исследования процесса обратного испарения пластовой нефти неравновесным газом // Нефтегазопромисловое дело. - М., 2008. - №11. - С. 62 - 63.

28. Назаров А.У., Шевцов В.М. Поиск эффективных решений по увеличению темпов добычи углеводородов и компонентов отдачи нефтегазоконденсатных месторождений // Узбекский журнал нефти и газа. - Ташкент, 2009. - №2. - С. 27 - 28.

29. Назаров А.В., Северипов Э.В.. Математическая модель трехфазного трехкомпонентного течения // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ООО «ИРЦГазпром», 2003. - 72 с.

30. Николаевский В.Н. Об основных уравнениях динамики насыщенных жидкостью упругих пористых сред. - М.: Недра, 1964. - 187 с.

31. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред. - М.: Недра, 1970. - 335 с.

32. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1977. - 184 с.

33. Розенберг М.Д., Кундин А.С., Курбанов А.К. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. - М.: Недра, 1969. - 240 с.

34. Анализ текущего состояния разработки нефтяных оторочек XIII горизонта месторождения Газли и выработка рекомендаций по совершенствованию дальнейшей эксплуатации: Отчет о НИР (заключ.) /

УзЛИТИнефтваз; Руководитель Сидикходжаев Р.К. - ПТ. 16.02/2002. 2002; ГР 01.01.0011248; Инв. 2350. - Ташкент, 2002. - 106 с.

35. Анализ состояния разработки нефтяных оторочек XIII горизонта месторождения Газли. Экспериментальные исследования по возможности реализации режима смешивающегося вытеснения нефти газом: Отчет о НИР (промежуточн.) / УзЛИТИнефтваз; Руководитель Шевцов В.М. - УК. 06.03/06.06; ГР 01.01.0012015; Инв. 2767. - Ташкент, 2006. - 47 с.

36. Ахмедов Р.Б., Атаджанов А.Р. Газ в народном хозяйстве Узбекистана. - Ташкент, 1974. - 260 с.

37. Проект совместной разработки нефтяной и газоконденсатной частей залежи месторождения Южный Кемачи: Отчет о НИР / ОАО «УзЛИТИнефтваз»; Руководитель У. С. Назаров - Ташкент, 2004.

38. Анализ геолого-промысловых и геофизических материалов и создание геологической и гидродинамической модели месторождения Южный Кемачи на основе программных документов Schlumberger (Neuralog, IP, Petrel, Eclipse): Отчет о НИР / ОАО «O'ZLITINEFTGAZ»; Ответственный исполнитель И. И. Дивеев - Ташкент, 2007.

39. Коррективы проекта разработки месторождения Умид: Отчет о НИР (заключ.) / УзЛИТИнефтваз. Руководитель У.С. Назаров. - ПМ.03.14/03.05; ГР 01.01.011201; Инв. 2705. - Ташкент, 2005. - 141 с.

40. Оценка коэффициентов конечной газо- и конденсатоотдачи разрабатываемых месторождений по СредАзГазпром: Отчет о НИР (заключ.) / СредАзНИИГипрогаз; Руководитель В.М. Шевцов. - ПО. 03.01/91.91; ГР 01820085245; Инв. 1753. - Ташкент, 1991. - 363 с.

41. Проект разработки газонефтяных залежей XIII горизонта месторождения Газли: Отчет о НИР (заключ.) / СредАзНИИГаз; / УзЛИТИнефтваз; Руководитель Хугоров А.М. - 94/63; ГР 01630052678; Инв.072. - Ташкент, 1963. - 265 с.

42. Проект совместной разработки нефтяной и газоконденсатной частей залежи месторождения Южный Кемачи: Отчет о НИР (заключ.) / УзЛИТИнефтьгаз; Руководитель Назаров У.С. - ПМ.03.07/03.04; ГР 01.01.00111965; Инв. 2629. - Ташкент, 2004.- 155 с.

43. Подсчет запасов газа, нефти и конденсата месторождения Южный Кемачи в Узбекской ССР: Отчет о НИР / ПГО «Узбекгеофизика»; Ответственный исполнитель В.И. Соколов, С.А. Пак, Б.Л. Жуковский и др. - Пос. Геофизика, 1983.

44. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Поддержание пластового давления нагнетанием газа и технология смешивающегося вытеснения нефти из пласта. Том 2, глава XXXVI, JAMES L. MOORE - М.: Недра, 1999.

45. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений в Республике Узбекистан, Ташкент, 2008 г.

46. WWW.OIL and Gas.ru

47. [WWW.Novosti](http://WWW.Novosti - nefiti I gasa.ru) - nefiti I gasa.ru

ЎЗБЕКИСТОН РЕСПУБЛИКАСИ
ОЛИЙ ВА ЎРТА МАХСУС ТАЪЛИМ ВАЗИРЛИГИ

ҚАРШИ МУҲАНДИСЛИК – ИҚТИСОДИЁТ ИНСТИТУТИ



«ТАСЛИҚЛАЙМАН»
Ўқув йиллари проректори
доц.Убайдуллаев Ш.Р.
_____ 2013 й.



«КЕЛИШИЛГАН»
Магистратура бўлими бошлиғи
доц.Холбаев Б.М.
_____ 2013 й.

Бобоназарова Ирода Асадовна

5А311901-Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш
мутахассислиги бўйича

2013–2015 ўқув йилларига мўлжалланган

ШАХСИЙ КАЛЕНДАРЬ ИШ РЕЖАСИ

Мазкур иш режа “Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш” кафедрасининг 2013 йил «20» XI даги 2А -сон йиғилишида муҳокама қилинди.

Кафедра мудири:

Эрматов Н.Х.

Режа билан
таништирилди:

Магистратура талабаси

Бобоназарова И.А.

Илмий раҳбар:

Асадова Ҳ.Б.

Қарши - 2013



1	2	3	4
	-масала ва топшириклар тўплами	2013-2014 ўқув йили 2-семестр «Нефт ва газ конларини қазиб олиш назарияси ва лойиҳалаштириш» фанидан	
	-кейслар ишлаб чиқиш	2013-2014 ўқув йили 1-семестр охиригача «Нефт ва газ конларини қазиб чиқаришни моделлаштириш» фанидан	Бахариш А.А.А.
5	Давлат аттестациясидан ўтиш	Умумметодологик фанлари - 2015 йил март ойи Мутахассислик фани (ёки фанлари) - 2015 йил март ойи Магистрлик диссертациясини химоя қилиш 2015 йил июн ойининг охиригача	Бахариш А.А.А.
2. Илмий-тадқиқот ишлари			
1.	Диссертациясини танлаш ва мавзусини тасдиқлаштириш	Ўқув йилининг 1-семестри бошида илмий раҳбар маслаҳати бўйича 2013 октябрь-ноябрь	Бахариш А.А.А.
2.	Магистрлик диссертацияси мавзуси бўйича мақолаларни тайёрлаш ва нашр этиш	2013-2015 ўқув йиллари (дастлабки химояга киргунга қадар) 1-курсда сентябрь-июнь ойигача 1 та мақола ёки тезис; 2-курсда сентябрь-май ойигача 1 та мақола ёки тезис.	Бахариш А.А.А.
3.	Амалиётга боғлиқ муаммоларни ўрганиб, уларни илмий ҳал қилиш бўйича аниқ тавсиялар ишлаб чиқиш	2013-2015 ўқув йиллари 1-3 семестрларида 1-семестр: 2014 йил март ойигача 2-семестр: 2014 йил август ойигача 3-семестр: 2015 йил февраль ойигача	Бахариш А.А.А.
4.	Танланган тадқиқот мавзуси бўйича илмий-тадқиқот, тажриба синов ишларини ўтказиш	2013-2015 ўқув йиллари тадқиқот дастурига мувофиқ 2013-2015 ўқув йили 2014-2015 ўқув йили	Бахариш А.А.А.
5.	Магистрлик диссертациясини тугаллаш	2014-2015 ўқув йилининг 2 семестр охирида	Бахариш А.А.А.
6.	Магистрлик диссертациясини химоялаш	Тасдиқланган ўқув жараёни жадвалига мувофиқ 2014-2015 ўқув йилининг 4 семестр охирида	Бахариш А.А.А.
7.	Кафедранинг илмий ва инновация тадқиқотлари ва хўжалик шартнома ишларида иштирок этиш	Илмий раҳбар маслаҳати бўйича 2013-2014 йиллар 2014-2015 йиллар	Бахариш А.А.А.
8.	Талабалар ва ёш олимлар илмий конференцияларида иштирок этиш	Илмий маъруза ёки мақола билан 2013-2014 йиллар 2014-2015 йиллар	Бахариш А.А.А.
9.	Илмий тўғарак ва семинар ишларида фаол иштирок этиш	Тадқиқот мавзуси бўйича 2013-2014 йиллар 2014-2015 йиллар	Бахариш А.А.А.
3. Илмий-педагогик ишлар			
1.	Кафедранинг етакчи профессор-ўқитувчиларининг ўқув машғулоти катнашиш	2013-2014 ўқув йили (1-семестр 1 жуфтлик академик соат) 2013-2014 ўқув йили (2-семестр 1 жуфтлик академик соат) 2014-2015 ўқув йили (1-семестр 1 жуфтлик академик соат) Ўқув машғулоти бакалавриат (коллеж, лицей) да илмий раҳбар маслаҳати ва кафедранинг қарори бўйича ўтказилади	Бахариш А.А.А.

1	2	3	4
2.	Академик гуруҳларда машғулотлар ўтказиш (илмий раҳбар ёки етакчи профессор-ўқитувчилар иштирокида)	2013-2014 ўқув йили (1-семестр 1 жуфтлик академик соат) 2013-2014 ўқув йили (2-семестр 1 жуфтлик академик соат) 2014-2015 ўқув йили (1-семестр 1 жуфтлик академик соат) Ўқув машғулоти бакалавриат (коллеж, лицей)да илмий раҳбар маслаҳати ва кафедранинг қарори бўйича ўтказилади)	Бажашилди Шамф
3.	Фанлар бўйича педагогик технологияларни ишлаб чиқиш ва ўқув-услубий тўпламларни тайёрлашда иштирок этиш	Нефт ва газ конларини қазиб олиш назарияси ва лойиҳалаштириш – 2 семестр Нефт ва газ қудуқларини ишлаши - (3 семестр)	Бажашилди Шамф
4. Малакавий амалиёт фаолияти			
1.	Илмий-тадқиқот ва малакавий ама-лиёт фаолиятини ўтказиш учун ташкилот (корхона, бўлинма) билан шартнома тузиш (шартномани тузишда институт раҳбарияти ва илмий раҳбар магистратура талабасига амалий ёрдам кўрсатади)	Магистратурага қабул қилинганлиги тўғрисида буйруқ расмийлаштирилгандан сўнг 1 ой мобайнида, 2014 йил январь Қарши шаҳар «Муборакнефтьгаз» УШК корхонасида	Бажашилди Шамф
2.	Шартнома тузилган ташкилотда малакавий амалиёт ўтиш	2014-2015 ўқув йили 2-семестри “ Муборакнефтьгаз ” УШК	Бажашилди Шамф
3.	Тадқиқот мавзуси бўйича тақдимотни тайёрлаш	2014-2015 ўқув йили 4-семестр амалиёт тугагандан сўнг (амалиёт раҳбарни иштирокида, тасдиқланган жадвал асосида)	Бажашилди Шамф
II боб. Магистрлик диссертациясини бажаришнинг календарь режаси			
№	Иш босқичлари ва тадбирларнинг асосий мазмуни	Бажарилиш муддати	Натижалар: бажарилганлиги бўйича илмий раҳбар белгиси
1.	Тадқиқот объекти ва мавзусини аниқлаш	2013 йил сентябрь-октябрь	Бажашилди Шамф
2.	Тадқиқот мавзусини танлаш	2013 йил октябрь	Бажашилди Шамф
3.	Танланган мавзу бўйича библиография ва ахборот ресурслар, кутубхона фондлари ва электрон ресурслари билан танишиш. Библиографик рўйхат тузиш.	2013 йил октябрь-март	Бажашилди, Шамф
4.	Кафедрада мавзунини тасдиқлатиш	2014 йил октябрь	Бажашилди Шамф
5.	Ахборот манбалари ва ҳужжатларини (адабиёт ва электрон ресурслар) чуқур ўрганиш. Библиографик рўйхатга қўшимча адабиётларни киритиш. Конспект, аннотация ва тақризларни тайёрлаш Библиографик таҳлилни тузиш.	2014 йил январь-июнь, сентябрь-декабрь 2015 йил март-апрел	Бажашилди Шамф

1	2	3	4
6.	Тадкикот учун зарур бўлган усул ва йўналишлар рўйхатини тузиш. Келтирилган усул ва йўналишларни ўрганиб чиқиш, улардан асосий ва ёрдамчиларини шахсий тадқиқот ўтказиш учун танлаш.	2015 йил март-апрел	<i>Бонсаримов</i> <i>А.А.</i>
7.	Илмий-тадқиқот муаммосини шакллантириш ва тавсифлаш. Тадқиқот жараёнида жавоблар олинadиган саволларни тузиш.	2014 йил январь-февраль 2014 йил июнь-август	<i>Бонсаримов</i> <i>А.А.</i>
8.	Тадқиқот долзарблиги, янгилиги ва амалий аҳамиятга эгаллигини асослаш. Тадқиқот мавзуси бўйича мавжуд вазиятлар классификацияси ва нуктаи назарлар киёсий таҳлилини амалга ошириш. Хулосаларда муаммонинг ўрга-ниланлик даражаси, илмий (назарий) жиҳатдан янгилик аломатлари, тадқиқот мавзусини долзарблигини акс эттириш. Замонавий ҳолатдаги масалалар таҳлилини амалда кўриш. Хулосаларда амалий (кўшимча) жиҳатдан янгилик аломатлари, тадқиқот мавзусининг долзарблигини акс эттириш.	2014 йил январь 2014 йил февраль-июль 2014 йил июнь-август 2014 йил сентябрь-ноябрь	<i>Бонсаримов</i> <i>А.А.</i>
9.	Тадқиқот объектининг фарқловчи хусусиятларини аниқлаш ва шакллантириш	2014 йил январь-февраль	<i>Бонсаримов</i> <i>А.А.</i>
10.	Ишчи гипотезани суриш ва шакллантириш.	2014 йил февраль -март	<i>Бонсаримов</i> <i>А.А.</i>
11.	Ҳал бўлиши керак бўлган топшириқларни шакллантириш ва мақсадни ҳамда жавоб олиши ке ра бўлган тадқиқот саволларини аниқлаш.	2014 йил март-июль	<i>Бонсаримов</i> <i>А.А.</i>
12.	Тадқиқот ҳажми, назарий ва тажрибавий материалларни танлаш тамойил (принципи)ни аниқлаш	2014 йил март-апрель	<i>Бонсаримов</i> <i>А.А.</i>
13	Терминологияни аниқлаш. Қўлланиладиган терминлар (атамалар) картотекасини очиш, карточкаларга уларнинг мазмунини кири-тиб бориш.	2014 йил май-декабрь, 2015 йил январь-март	<i>Бонсаримов</i> <i>А.А.</i>

1	2	3	4
II. Илмий-тадқиқот ишларни режалаштириш			
1.	Тадқиқот календарь (дастур) режасини тузиш. Тадқиқот боскичларининг кетма-кетлигини ва бажарилиш муддатини, ҳамда унинг айрим боскичлари ва масалаларини аниқлаш. Тушунтириш хатини тайёрлаш.	2014 йил февраль	<i>Бахсаридди</i> <i>Азизов</i>
2.	Магистрлик диссертациясининг структура-мантқиқий схемасини тузиш.	2014 йил январь-февраль	
III. Тадқиқотни амалга ошириш: материаллар йиғиш (ёки тажриба синовлар ўтказиш)			
1.	Мақсад, масалалар ва гипотезага мувофиқ тадқиқот усулини танлаш ва асосламоқ (процедура услуги, услуги, асбоблари)	2014 йил март	<i>Бахсаридди</i> <i>Азизов</i>
2.	Тадқиқот терминологиясини аниқлаш: асосий тушунчаларни аниқланишини таҳлил этиш, солиштириш, классификациялаш, умумлаштириш ва бошқалар орқали терминологияга қўшимча ва ўзгартиришлар киритиш. Натижаларни кайд қилиш ва расмийлаштириш.	2014 йил февраль-август 2014 йил сентябрь-декабрь	<i>Бахсаридди</i> <i>Азизов</i>
3.	Танланган илмий услубларни қўллаб, таклиф этилаётган, олға сурилаётган гипотезани исботлайдиган, янги илмий ахборотни тадқиқот ўтказиш асосида олиш: Тажриба синовларни ўтказиш. Олинган маълумотларни дастлабки тизимлаштиришини ўтказиш. Тажриба синов материалларини йиғиш, маълумотларни умумлаштириш, мавжуд маълумотлар билан солиштириш, таҳлил қилиш ва интерпертациясини ўтказиш, улар қандай маъно беришини аниқлаш.	2014 йил январь-август 2014 йил сентябрь-октябрь 2014 йил ноябрь-декабрь	<i>Бахсаридди</i> <i>Азизов</i>
4.	Олинган маълумот (натижалар)ни янгилик, объективлик ва шубҳасизлик, ишончлилиқ ва бутунлик (тўлиқлик) талабларига жавоб беришини текшириш (бунда математик статистика усулларини қўллаш).	2014 йил сентябрь-февраль	<i>Бахсаридди</i> <i>Азизов</i>
5.	Маълумот ва натижалар таҳлили тугалланган деган қарорга келиш: а) асосий иш қисмини тугаган деб билиш; б) маълумотларни қўшимча йиғиш ва танлаб олиш (саралаш)	2014 йил ноябрь-декабрь, 2015 йил январь-февраль	<i>Бахсаридди</i> <i>Азизов</i>
6.	Диссертациянинг асосий қисмини ёзиш.	2015 йил январь	<i>Бахсаридди</i> <i>Азизов</i>

1	2	3	4
7.	Ҳар бир иш қисмини (бўлимини) тугаллангани ва бутун иш ҳажмидаги ишончлилиқ далилларини қайта текшириш.	2015 йил январь-февраль	<i>Баширму</i>
8.	Хулосалар ва таклифларни шакллантириш: а) қўйилган муаммонинг мавжудлиги ва ечимини изоҳлаш; б) натижаларнинг амалий аҳамияти ва олинган натижалардан фойдаланиш бўйича тавсияларни ишлаб чиқиш	2015 йил февраль 2015 йил апрель	<i>Баширму</i>
9.	Хулоса ёзиш	2015 йил февраль	<i>Баширму</i>
10.	Олга сурилган гипотезани олинган хулосалар билан солиштириш	2015 йил апрель	<i>Баширму</i>
11.	Мақсад таърифланиши, асосий масалалар ва уларни хулосаларга мослигини аниқлаш	2015 йил апрель	<i>Баширму</i>
12.	Диссертация ишига кириш қисмини ёзиш	2015 йил январь	<i>Баширму</i>
IV. Илмий-тадқиқот ишларини натижаларини расмийлаштириш			
1.	Иш текстини дастлабки вариантини тайёрлаш	2015 йил апрель	<i>Баширму</i>
2.	Ишни илмий раҳбарга тақдим этиш	2015 йил апрель	<i>Баширму</i>
3.	Илмий раҳбарнинг ўзгартиришларини фикр мулоҳазаларини ҳисобга олиб ишни қайта кўриб чиқиш ҳамда ишга тегишли қўшимча ва ўзгартиришлар киритиш.	2015 йил апрель ойининг охириги ҳафтаси	<i>Баширму</i>
4.	Диссертацияни талабга мувофиқ расмийлаштириш.	2015 йил май ойининг 1 ҳафтаси	<i>Баширму</i>
V. Илмий-тадқиқот ишининг натижаларини ҳимояга тақдим этиш			
1.	Диссертацияга аннотация тайёрлаш..	2015 йил май ойининг 1 ҳафтаси	<i>Баширму</i>
2.	Диссертацияга 2 та (ички ва ташқи) тақриз олиш.	2015 йил май ойининг 2 ҳафтаси	<i>Баширму</i>
3.	Диссертацияга илмий раҳбарнинг тақризини олиш	2015 йил май ойининг 2-ҳафтасида	<i>Баширму</i>
4.	Кафедра мудиридан диссертацияни ҳимоя қилишга руҳсат олиш	2015 йил 20 майгача	<i>Баширму</i>
5.	20-дақиқалиқ маъруза ва тақдимот материалларини (слайдлар) тайёрлаш.	2015 йил 20 майгача	<i>Баширму</i>
6.	Диссертация ишининг дастлабки ҳимоясини кафедрадан (корпоратив ҳамкорлик шартномаси тузилган корхона ва ташкилотлардан) ўтиш.	Тасдиқланган ўқув жараёни жадвалида кўрсатилган расмий ҳимоя муддатидан камида 1 ой олдин	<i>Баширму</i>
7.	Дастлабки ҳимояда берилган таклиф ва тавсияларнинг зарур қисмларини диссертация ишига киритиш.	2015 йил май ойининг охириги ҳафтаси	<i>Баширму</i>
8.	Расмий ҳимоя учун тегишли ҳужжатларни расмийлаштириш ва топшириш.	2015 йил июнь ойининг 1 ҳафтаси	<i>Баширму</i>

Ушбу иш режа шакли «Нефт ва газ» факультети (2013 йил «03» октябрда 2А магистратура Кенгаши йиғилишида (2013 йил «__» _____ да _____-сон) маъқулла

ЎЗАРО ИННОВАЦИОН КОРПОРАТИВ ҲАМКОРЛИК БЎЙИЧА

ШАРТНОМА № 22-13

Қарши ш.

«25.01» 2013 й.

Келишувчи томонлар: Қарши муҳандислик-иктисодий институти, кейинги ўринларда «ИНСТИТУТ» деб номланувчи, унинг номидан институт Уставига асосланиб ректор Н.Н.Махмудов бир томондан ва «Муборакнефтвер» УШК, кейинги ўринларда «КОРХОНА» деб номланувчи, унинг номидан корхона бошлиғи Ш.Ж.Шамсиев корхона Уставига асосланиб, узлуксиз таълим тизимини ривожлантириш бўйича Қонулар, Ўзбекистон Республикаси Президентининг Фармонлари ва Қарорлари ҳамда Вазирлар Маҳкамаси Қарорларидан келиб чиққан ҳолда oliй таълим, фан ва ишлаб чиқариш фаолиятининг интеграциясини таъминлаш мақсадида ушбу шартномани туздилар.

I. ШАРТНОМА ПРЕДМЕТИ

Oliй таълим муассаси, фан ва ишлаб чиқаришнинг инновацион корпоратив (ўзаро манфаатли) ҳамкорлигининг самарали механизмини йўлга қўйиш, юқори малакали кадрлар тайёрлаш ва уларни иш ўринлари билан таъминлаш жараёнида ишлаб чиқаришнинг ўрнини кучайтириш, oliй таълим тизимида амалга оширилаётган тадқиқотларнинг натижавий самарадорлигини янада ошириш, профессор-ўқитувчилар ва мутахассис-олимлар томонидан олиб борилаётган илмий-тадқиқот фаолияти натижасида яратилаётган илмий-технологик ишланмаларнинг тегишли соҳаларга оператив тадбиқини таъминлаш, жаҳон молиявий-иктисодий инқирози салбий таъсирини бартараф этишдаги, бизнесни ривожлантиришдаги муаммолар ечимини топишнинг мақсадли комплекс дастурлари корпоратив ҳамкорликда амалга оширилади.

Инновацион корпоратив ҳамкорлик таркиби «ИНСТИТУТ» профессор-ўқитувчилари, иқтидорли талабалари ва «КОРХОНА» ходимларидан тузилади.

II. «ИНСТИТУТ» МАЖБУРИЯТИ

2.1. Инновацион корпоратив ҳамкорлик ишидаги илмий-технологик муаммоларни ечишда олимлар, юқори малакали мутахассислар ва иқтидорли талабаларнинг иштирокини таъминлаш.

2.2. Илмий-тадқиқот ишлари ўтказиш учун корпоратив ҳамкорликка шароит яратиш.

2.3. Корхонада нефт ва газ казиб олиш кўрсаткичларини ошириш, ишлаб чиқариш жараёндарига янги замонавий технологияларни жорий этиш, казиб олинган маҳсулотларни қўшимча компонентлардан тозалаш технологиясини такомиллаштириш, тизим технология жихозларининг чидамлилигини ва ишончилигини ошириш усуллари ва ишлаб чиқилиш ва тадбиқ этишда амалий ёрдам кўрсатиш.

2.4. Корхона буюртмасига кўра мақсадли равишда кадрлар тайёрлаш, уларнинг малакасини ошириш ва қайта тайёрлашда амалий ёрдам кўрсатиш.

2.5. Корхонада мавжуд реал илмий-технологик муаммолардан келиб чиқиб, профессор-ўқитувчилар ва мутахассис олимлар томонидан олиб борилаётган тадқиқотлар бўйича илмий-техник дастурлар, биттирув-малакавий ишларнинг, магистрлик ва докторлик диссертацияларининг мавзуларини шакллантириш ҳамда ҳужалик шартномалари асосида изланишларни ташкил этиш.

III. «КОРХОНА» МАЖБУРИЯТИ

3.1. «КОРХОНА» ходимларининг корпоратив ҳамкорлик ишига иштирокини таъминлаш.

3.2. Тадқиқот ишларини бажариш учун шароит яратиб бериш, ветақли тажриба-синий участкаларини ажратиб, тажриба-синий натижаларини расмийлаштиришда ва улар асосида

тавсияномалар ишлаб чиқишида амалий ёрдам кўрсатиши.

3.3. «КОРХОНА» етакчи мутахассислари ва «ИНСТИТУТ» профессор-ўқитувчилар хамкорлигида ўқув-услубий қўлланма ва дарсликлар яратишига.

3.4. «КОРХОНА» етакчи мутахассисларини талабаларга институтда дарс бериш ташкил этиши.

3.5. Иккидорли талабаларни «КОРХОНА» объектлари билан таништиришига амалий ёрдам кўрсатиши.

3.6. Битирувчи талабалар ва магистрларнинг ишга жойлаштиришига амалий ёрдам кўрсатиши.

IV. ШАРТНОМАНИНГ МАХСУС ШАРТЛАРИ

Томонларнинг розилиги бўйича ушбу шартномани ўзгартириш киритиш мумкин. Шартнома икки нусхада давлат тилида тузилади, бир хил кучга эга ва ҳар иккала томонда сақланади.

V. ШАРТНОМАНИНГ АМАЛ ҚИЛИНИШ МУДДАТИ

Шартнома _____ йил муддатга тузилади ва томонларнинг имзолаган кунидан бошлаб кучга киради.

VI. ТОМОНЛАРНИНГ ЮРИДИК МАВЗИЛИ

180100 Қарши ш., Мустақиллик кўчаси 225-
уй

Модия вазирлиги газначилиги
х/р 23402000300100001010

Марказий банк Тошкент шаҳар Бош
бошқармаси

ИНН 201122919 МФО 00014

Қарши муҳандислик-иқтисодиёт институти
Тўлов мақсади

Шахсий х/р 400910860104017950100079002
СТИР 200666914

Ректор  Н.Н.Махмудов

“Муборакнеф газ” УШК
180900, Қашқадарё вилояти Муборак шаҳри
Заңжирсарой кўчаси 1-уй

х/р 20210000001527874001.

ХХТУТ 11231 МФО 00186,

ЎзСҚБ Муборак шаҳар филиали.

СТИР 200697662

 Бошлик 

Ш.Ж.Шамшев

2021.01.19

2021



Бажарувчининг номи:

Қарши муҳандислик-иқтисодиёт
институти «Нефт ва газ конларини ишга
тушириш ва улардан
фойдаланиш» кафедраси

Манзили: Қарши шаҳри Шибаева 5 уй

« 17 » 06 2015 йил

Буюртмачининг номи:

“Муборакнефтваз” УШК
бошлиғи Ш.Ж.Шамсиев
Манзили: Қақадарё вилояти, муборак
шаҳри, Занжирсарой 1-уй

« 16 » 06 2015 йил

ДАЛОЛАТНОМА

2010 йил 15 февралдаги №56/ИГИ рақамли шартномага мувофиқ илмий - техник маҳсулотларни топшириш - қабул қилиш. “ Кичик нефть хошияли уюмлардан маҳсулот қазиб чиқаришни юқори босимли газ ҳайдаш усули билан ошириш (Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления) “ номли илмий тадқиқот ишини биз қўйида бажарувчилар вакилидан имзо чекувчилар: институт ректори, доцент Н.Н.Махмудов, “Муборакнефтваз” УШК бошлиғи Ш.Ж.Шамсиевлар.

Бир томондан, буюртмачи вакили “Муборакнефтваз” УШК бошлиғи ўринбосари Б.К.Султоновлар. Иккинчи томондан магистрант И.А.Бобоназарова “Нефть ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш” кафедраси мудири ва илмий раҳбари., т.ф.н.,доц. Х.Б.Асадова илмий-техник маҳсулот тўғрисида ушбу далолатномани 2015 йил «16» 06 ойида туздилар ва қўйидаги ҳолатда расмийлаштирилди. Конда ўтказилган геологик-техник тадбирлар ишлаб чиқилиб, бу тадбирлар самарали натижа берди ва конларда қўшимча маҳсулот олишга эришилди. Қудукларнинг жорий ҳолатини назорат этиш, улардан олинадиган маҳсулот миқдорини белгилаш ва уларнинг ишлаш технологик режимини тузиш мақсадида тадқиқот ишлари олиб борилади. Масалан, фаввора усулида ишлайдиган қудукларда штуцерлар параметрларини ўзгартириб, маҳсулот миқдорини бошқарилди.

Замонавий технологияларни қўллаш асосида усулнинг самарасини аниқлаш ишнинг мақсадидан иборат. Айнан шу сабабли юқорида келтирилган мавзуда илмий тадқиқот иши олиб борилиб, муаммони ечишда амалда бажарилган ва бажариш таклиф этилаётган технологиялар ечими ва ишнинг тўлиқ мазмуни ҳар бир бобда мукамал ва ҳулосалар билан келтирилган, таклиф этилган тавсияларни ишлаб чиқаришга тавсия этса бўлади.

Бажарувчилар:

номидан ишни топширувчи

Илмий раҳбар: т.ф.н., доц. Х.Б.Асадова

Магистратура талабаси: И.А.Бобоназарова



Буюртмачи:

номидан ишни қабул қилувчилар

Ш.Ж.Шамсиев

Б.К.Султонов



Қарши мухандислик иқтисодиёт институти магистратура бўлими

«5А311901 - Нефть ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш»
мутахассислиги
2-курс магистранти, 1987 йилда тўғилган, ўзбек,
Бобоназарова Ирода Асатовнага

Т а в с и ф н о м а

Бобоназарова Ирода 2007 йилда «Нефть ва газ» факультетининг «Нефть ва газ иши» таълим йўналиши бўйича 1-курсга ўқишга кириб, 2011 йилда имтиёзли диплом билан тамомлаган.

2013 йилда институтнинг «5А311901-Нефть ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш» мутахассислиги бўйича магистратуранинг 1-курсига ўқишга кирди.

Институтда таҳсил олиш даврида интизомли, зийрак ва зукко талаба сифатида ўзини кўрсатди. Ўқув машғулотларига жиддий ёндошади ва уларни кунт билан ўрганишга ҳаракат қилади. И.Бобоназарова мутахассислик фанларига алоҳида қизиқиш билан қарайди. Аъло ўқиганлиги, намунали хулқи ва илмий-тадқиқот ишларида иштироки билан ўқитувчиларда яхши хурмат эга.

И.Бобоназарова Магистратура бўлимининг жамоат ишларида ҳам фаол катнашади. И.Бобоназарова ақл-заковат, билимдонлик талаб этиладиган ҳар қандай ишда ўзини кўрсата олади ва дадиллик билан ҳаракат қилади.

У камтарин ва тўғри сўз, дўстларига нисбатан доим ғамхур, меҳрибон бўлганлиги учун ҳам ҳамкурслари унга нисбатан хурмат ва эҳтиром билан қарайди.

Тавсифнома Давлат Аттестация Комиссиясига тақдим этиш учун берилди.

Магистратура бўлими бошлиғи:

 доц. Б.М.Холбаев

«НГКИТ ва УФ» кафедраси мудири:

 доц. Н.Х.Эрматов

Илмий раҳбар:

 доц. А.Б.Асадова



**Qarshi muhandislik-iqtisodiyot instituti Magistratura bo'limi 2-kurs NGI-606 guruh magistratura talabasi
Bobonazarova Iroda Asatovnaning ilmiy ishlar
RO'YXATI**

№	Ilmiy ishning nomi	Bosma yoki qo'lyozma	Ilmiy ishlarning chop qilingan joyi, nashriyoti	Bosma tabog'i	Hammualiflarning F.I.N.
1.	Ekologik madaniyatni shakllantirish va atrof muhitni saqlash masalari	Bosma	//Barkamol avlodni shakllantirishda ijtimoiy sohadagi davlat siyosatining o'rni va uning asosiy yo'nalishlari. Respublika Ilmiy – amaliy konfransiyasi materiallari. Qarshi – 2014 yil 21 iyun.	0,3	
2.	Пути и решения утилизация попутного нефтяного газа	Bosma	//Yoqilg'i –energetika resurslaridan samarali foydalanish muammolari va echimlarida. Respublika ilmiy-amaliy anjumani materiallar to'plami. – Qarshi, 2013 йил 23 - 23 dekabr.	0,11	А.А.Шарипов, Х.Б.Асадова
3.	Qashqadaryo sahrolaridagi yoqilg'i-energetika va atrof-muhit muhofazasi	Bosma	//XXI ASR-intellektual avlod asri. Qashqadaryo va Surxondaryo viloyatlari yosh olimlar va talabalari ishtirokidagi hududiy ilmiy-amaliy anjumani to'plami. Qarshi 2014 yil.	0,2	



Muallif:

Magistratura bo'limi boshlig'i

I.A.Bobonazarova

dots.B.M.Xolbaev

РЕЦЕНЗИЯ

Научного руководителя к.т.н., доц. Х.Б. Асадовой на диссертационную работу Бобоназаровой И.А. студентки кафедры: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на тему: «Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления»».

Бобоназарова И.А. поступила в отдел магистратуры в 2013 году по направлению специальности: 5А311901 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Характеристика личных качеств:

При написании диссертационной работе Бобоназарова И.А. проявила большую степень самостоятельности при подборе и изучении работ ученых, раскрывающих теоретические аспекты диссертационного исследования. Исполнительность, выполнение работы в соответствии с обозначенными сроками, помогли магистрантке в срок пройти предзащиту диссертационной работе на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», осуществить достаточное количество научных публикаций по теме исследования, написании диссертации и подготовке статей для опубликования, Бобоназарова И.А. проявила серьезную ответственность и серьезность, что помогло ей опубликовать две статьи.

Следует отметить регулярные консультации с научным руководителем по возникающим проблемам при написании диссертации и помощи кафедры в организационных вопросах, выступление на научных конференциях.

Характеристика работы:

Тема диссертационной работы «Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления» была выбрана с учетом предложений и пожеланий самой магистрантки, которая, была заинтересована в таком направлении исследования, еще во время обучения студентки в бакалавриате.

На мой взгляд, тема раскрыта и несомненно обладает научной новизной, которая заключается в разработке увеличения темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления, опосредованного через предложения новых вариантов разработки. Завершённость работы, подтверждается разработкой увеличения темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления, путем приведения методов интенсификации притока при различных геологических залежаниях на пласт, а также выделение результатов научных исследований.

Практическая значимость диссертации состоит в возможности применения выводов и рекомендаций при совершенствовании системы

разработки нефтяных месторождений, с полными экономическими расчетами всех предлагаемых методов разработки.

По результатам научного исследования Бобоназарова И.А. написано и опубликовано 2 научные статьи, в которых опубликованы основные результаты диссертации на соискание степени магистра.

Уровень общенаучной специальной подготовленности магистрантки, сформированность общекультурных и профессиональных компетенций.

Сформированные общекультурные и общепрофессиональные компетенции позволяют сделать вывод о способности Бобоназарова И.А. решать научные проблемы с учетом приобретенных теоретических и методических знаний в исследуемой области наук, готовность осуществлять педагогическую деятельность по направлению: «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», постоянному совершенствованию, гармоничному поведению как в обществе, так и в отдельном коллективе.

Таким образом, Бобоназарову И.А. следует охарактеризовать как состоявшегося ученого-исследователя, достойного академической степени магистра по специальности: 5А311901- «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Научный руководитель:
к.т.н., доц. ТашГТУ



Х.Б.Асадова

РЕЦЕНЗИЯ

научного консультанта на магистерскую диссертационную работу
И.А. Бобоназаровой на тему: «Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления»

Обоснование темы диссертации и ее актуальность значат больших капитальных затрат и в тоже время, не гарантированность достижений требуемых значений компонентоотдачи пласта, методы воздействия на пласт путем закачки газа высокого давления для максимального извлечения углеводородов остаётся актуальным.

Объект исследования является месторождения Южный Кемачи. Предмет исследования увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления.

Методы исследований: гидродинамические исследования газогидродинамические исследования

Теоретическое и практическое значение результатов исследований: теоретическая значения результатов исследований заключается в установленных закономерностях снижение пластового давления связано с интенсивным некомпенсированным отборам свободного газа, коэффициента продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи. Полученные теоретические и практические выводы рекомендуется использовать УДП “Муборакнефтваз” при обосновании технологических условий работы скважин и на аналогичных нефтегазоконденсатных месторождениях Узбекистана.

Результаты исследования и их научная новизна:

1. Установлено, снижение пластового давления в установленных закономерностях, связано с интенсивным не компенсированным отборам свободного газа.

2. Коэффициент продуктивности скважин в процессе разработки месторождения Южный Кемачи снижается в процессе не соблюдения технологического режима.

3. Установлено, результаты проведенных исследований разработки ряда нефтяных залежей с закачкой углеводородных растворителей в пласт показывает высокую эффективность процесса.

4. Обоснован рациональный вариант разработки по вводу ДКС для поддержания требуемого давления газа на входе в УКПГ Южный Кемачи.

В целом диссертация Бобоназаровой Ироды соответствует требованиям, предъявляемым к подобным магистерским диссертационным работам.

Доцент кафедры «ТМиО»



к.т.н., З.У. Суннатов

РЕЦЕНЗИЯ

на диссертационную работу И.А.Бобоназаровой на тему: «Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления»

Сырьевая база Узбекистана по жидким углеводородным ресурсам (нефть, газовый конденсат) характеризуется преобладанием в её структуре нефтегазоконденсатных месторождений с относительно небольшими геологическими запасами нефти, представленными тонкими нефтяными оторочками с обширными газовыми шапками, содержащими газовый конденсат.

Предлагаемые методы воздействия на нефтегазоконденсатные месторождения и технологии их разработки требовали больших капитальных затрат и, в тоже время, учитывая специфические особенности этих месторождений, не гарантировали достижение требуемых значений компонентоотдачи пласта. Зная больших капитальных затрат и в тоже время, не гарантированность достижений требуемых значений компонентоотдачи пласта, методы воздействия на пласт путем закачки газа высокого давления для максимального извлечения углеводородов является актуальным.

Магистерская диссертация И.Бобоназаровой состоит из введения, трёх глав, заключения и списка литературы. Объём магистерской диссертации состоит из 75 страниц, в том числе 13 рисунков и 8 таблиц и списка использованной литературы из 47 наименований.

Во введении обоснованы актуальность и важность проблемы, сформулированы научная новизна, практическая ценность работы, определены задачи и методы исследований.

В первой главе рассмотрено современное состояние применения методов эксплуатации газоконденсатных месторождений в режиме обратной закачки газа в пласт. Приведена классификация жидких и газообразных углеводородных месторождений.

Во второй главе рассмотрены анализ особенностей геологического строения и текущего состояния разработки месторождения Южный Кемачи. Приведены эффективность применяемой технологии разработки.

В третьей главе обоснованы методы закачки газа высокого давления в пласт для увеличения темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками. Рассмотрены технологические решения по системе закачки газа в пласт.

Исследования выполнены на современном уровне и представляет большой практический и теоретический интерес. Выводы, научно-практические предложения и заключения соответствуют поставленной цели.

На основе исследований показаны научная новизна, практическая и научная значимость и сформулированы следующие теоритические выводы и практические рекомендации.

1. Необходимость нагнетания газа высокого давления обусловлена увеличением компонентоотдачи залежи углеводородов. Найденные критерии заметно упрощают идентификацию типа залежи УВ, для чего достаточно исследовать пробу пластовой смеси, отобранную в любых условиях и любой точке технологической цепи.

2. Особенностью разработки месторождения Южный Кемачи является совместная разработка нефтяной и газоконденсатной частей залежи. При этом с

целью обеспечения выноса жидкости и твердых частиц, поступающих на забой вместе с газом, необходимо поддерживать у интервала перфорации скорость потока около 5 м/с .

3. Определения метода площадного нагнетания газа для отложений, имеющих низкий структурный рельеф, и в относительно однородных пластах с низкой проницаемостью. Технологию плотного размещения нагнетательных скважин, площадную закачку газа обеспечивающую быстрый эффект в восстановлении давления и в интенсификации добычи нефти, в результате чего сокращаются сроки разработки пласта. Нагнетания газа для месторождения Южный Кемачи характерную систему площадного нагнетания, так как структурный рельеф месторождения низок, а коллектора продуктивных горизонтов обладают малой проницаемостью.

4. Установлено, что между коэффициентами газо - и конденсатоотдачи для газоконденсатных месторождений имеется однозначное соответствие. Коэффициент извлечения конденсата обычно приводится к некоторому давлению истощения залежи (в СНГ рост = 0,1 МПа, в США рост = 3,5 МПа). В зависимости от принятой технологии и конкретных геолого-промысловых характеристик объекта разработки этому давлению могут отвечать различные коэффициенты газоотдачи, а следовательно, и конденсатоотдачи.

5. В целях осуществления газового воздействия на пласт на месторождении Южный Кемачи предлагается очищенный и осушенный газ с УКПГ «Южный Кемачи» подавать на ГНКС «Келлог», расположенную на месторождении Кокдумалак.

6. В результате анализа состояния разработки месторождения определено, что снижение пластового давления связано с интенсивным некомпенсированным отбором свободного газа. Высокие темпы добычи газа в настоящее обусловлены потребностями народного хозяйства Республики Узбекистан. Продолжение разработки месторождения при некомпенсированном отборе газа будет способствовать потери подвижной части запасов нефти.

В связи выше изложенного считаю, что диссертационная работа Бобоназаровой Ироды по актуальности, научной новизне, теоретической и практической значимости, объему и уровню исследований отвечает требованиям, предъявляемым к магистерским диссертационным работам, а ее автор заслуживает присвоение академической степени магистра по специальности: 5A311901- «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Доцент кафедры «Геология и разведка
нефтяных и газовых месторождений»



к.т.н. Т.Н.Ярбобоев

РЕЦЕНЗИЯ

на диссертационную работу Бобоназаровой И.А. студентки кафедры: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на тему: «Увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления».

Объект исследования является месторождения Южный Кемачи. Предмет исследования увеличение темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления.

Методы исследований Гидродинамические исследования газогидродинамические исследования

Теоретическое и практическое значение результатов исследований теоретическая значения результатов исследований заключается в установленных закономерностях снижение пластового давления связано с интенсивным некомпенсированным отборам свободного газа, коэффициента продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи. Полученные теоретические и практические выводы рекомендуется использовать УДП “Муборакнефтьгаз” при обосновании технологических условий работы скважин и на аналогичных нефтегазоконденсатных месторождениях Узбекистана.

Результаты исследования и их научная новизна:

1. Установлено, снижение пластового давления в установленных закономерностях, связано с интенсивным некомпенсированным отборам свободного газа.

2. Коэффициент продуктивности скважин в процессе разработки месторождения Южный Кемачи снижается в процессе не соблюдения технологического режима.

3. Установлено, результаты проведенных исследований разработки ряда нефтяных залежей с закачкой углеводородных растворителей в пласт показывает высокую эффективность процесса.

4. Обоснован рациональный вариант разработки по вводу ДКС для поддержания требуемого давления газа на входе в УКПГ Южный Кемачи.

В целом диссертация Бобоназаровой Ироды соответствует требованиям, предъявляемым к подобным магистерским диссертационным работам.

На мой взгляд, тема раскрыта и несомненно обладает научной новизной, которая заключается в разработке увеличения темпов добычи углеводородов из залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления, опосредованного через предложения новых вариантов разработки. Завершенность работы, подтверждается разработкой увеличения темпов добычи углеводородов из

залежей с тонкими нефтяными оторочками путем закачки в пласт газа высокого давления, путем приведения методов интенсификации притока при различных геологических залеганиях на пласт, а также выделение результатов научных исследований.

Практическая значимость диссертации состоит в возможности применения выводов и рекомендаций при совершенствовании системы разработки нефтяных месторождений, с полными экономическими расчетами всех предлагаемых методов разработки.

Уровень общенаучной специальной подготовленности магистрантки, сформированность общекультурных и профессиональных компетенций.

Сформированные общекультурные и общепрофессиональные компетенции позволяют сделать вывод о способности Бобоназарова И.А. решать научные проблемы с учетом приобретенных теоретических и методических знаний в исследуемой области наук, готовность осуществлять педагогическую деятельность по направлению: «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», постоянному совершенствованию, гармоничному поведению как в обществе, так и в отдельном коллективе.

ШГХК руководитель ГKK ЦЗЛ

и цеха «Каршитермопласт»:

З.Ю.Жураев

