

O`ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

1/2003



УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА



Navro'zi

olam

muborak!

Ilmiy-texnika

«UZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

создан в 1997 г.

выходит раз в три месяца

1, 2003

РЕДАКТОР:

Национальная холдинговая компания

«Узбекнефтегаз»

Главный редактор А.К. Рахимов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Абидов (зам. главного редактора)

Аллаев

Жумаев

Закиров

Мамаджанов (зам. главного редактора)

Назаров

Пулатов (ответственный секретарь)

Холисматов

© Национальная холдинговая
компания

«Узбекнефтегаз»

Ташкент, 2003 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ЭКОНОМИКА	Закиров А.А., Зикрияев Р.Э., Соатов Э.А., Абдуваитов Х. Разработка алгоритма отыскания замкнутых схем прохождения денежных средств
ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА	Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Рахматов У.Н. Об эпигемирифогенной природе пассивных континентальных окраин Абидов А.А., Азимов П.К. К проблеме увеличения добычи нефти в Узбекистане Мордвинцев О.П. Строение земной коры вдоль сейсмического профиля КМПВ IV Ромитан-Дарбазатау
БУРЕНИЕ СКВАЖИН	Мамаджанов Э.У. Воздействие жидкостных ванн на фильтрационные характеристики глинистых корок при ликвидации прихвата бурильного инструмента
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	Назаров У.С., Толкушин Г.Ф., Усманов Х.И. Новая технология эксплуатации подземного газохранилища Газли (IX горизонт) Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Хужаёров Б.Х., Шодмонов Н.Э., Закиров А.А. Упруго-пластический режим разработки месторождений с неустойчивыми коллекторами Закиров А.А. Анализ выработанности запасов нефти месторождения Западный Ташлы Посевич А.Г., Ким Г.П. Информативность некоторых параметров состояния нефтедобывающих скважин месторождения Кокдумалак
ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА	Зайниев Н., Садуллаев Р., Хужаев И.К., Хуррамова Р.И. Обобщенная методика расчета сложного трубопровода при концентрированном отборе и подкачке с учетом рельефа местности Хохлов А.В., Хохлов В.А. Утилизация попутных нефтяных газов с применением струйных насосов
АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА	Рахимов Н.Р., Тожиев Р.Ж., Сайдахмедов Ш.М., Хатамов С.О., Тилаволдиев О. Оптоэлектронное устройство для определения содержания эмульсионной воды в нефти и нефтепродуктах Зайниев Н.З. Автоматизированная система управления резервуарным парком месторождения Кокдумалак
СТРАНИЧКА ЮБИЛЕЯ	К 60-летию со дня рождения Юлдашбая Иргашева
ИНФОРМАЦИЯ	Защищены диссертации

ECONOMY	Zakirov A.A., Zakriyev R.E., Soatov E.A., Abduvaitov Kh. Development of the algorithm for finding locked schemes of money stock passage	4
GEOLOGY AND GEOPHYSICS	Abidov A.A., Dolgoplov F.G., Rakhmatov U.N. About epiherireeftogeneous nature of passive continental outlying districts	6
	Abidov A.A., Azimov P.K. To a problem of oil recovery increase in Uzbekistan	11
	Mordvincev O.P. Earth's crust structure along KMPB IV Romitan-Darbazatan seismic section	15
WELL DRILLING	Mamajanov E.U. Influence of liquid baths on filtration characteristics of clay crust in the process of liquefaction drilling tools sticking	18
OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT AND EXPLOITATION	Nazarov U.S., Tolkushin G.F., Usmanov Kh. I. New exploitation technology of Gazly (IX horizon) underground gas storage	21
	Irmatov E.K., Agzamov A.Kh., Khuzhaerov B.Kh., Shodmonov N.E., Zakirov A.A. Plastic-elastic development regime of fields with unstable collectors	24
	Zakirov A.A. An analysis of oil reserves depletion for West Tashly field	28
	Posevich A.G., Kim G.P. Informative capacity of some parameters characterizing productive wells state for Kokdumalak field	31
OIL AND GAS CONDITIONING AND REFINING	Zayniev N., Sadullaev R., Khuzhaerov I.K., Khurramova R.I. Generalized design procedure of complex pipeline in the process of concentrated selection and pumping, taking into account place relief	34
	Hokhlov A.V., Hokhlov V.A. Use of jet pumps for utilization of associated oil gases	37
AUTOMATIC PRODUCTION	Rakhimov N.R., Tozhiev R.Zh., Saydakhmedov Sh.M., Khatamov S.O., Tilavoldiev O. Optoelectronic device for definition of the emulsion water content in oil and oil products	40
	Zayniev N.Z. Automatic-control system for oil tank farm of Kokdumalak field	42
JUBILEER'S PAGE	To the sixtieth anniversary of Yuldashby Irgasheva	45
INFORMATION	Theses are defended	47

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОТЫСКАНИЯ ЗАМКНУТЫХ СХЕМ ПРОХОЖДЕНИЯ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

А.А. Закиров, Р.Э. Зикрияев, Э.А. Соатов, Х. Абдуваитов

(НХК «Узбекнефтегаз», АК «Узбекнефтегаздобыча», Институт кибернетики НТЦ СИТ АН РБ)

Проблема сокращения дебиторской и кредиторской задолженностей предприятий чрезвычайно актуальна для всех отраслей народного хозяйства Узбекистана. Не является исключением и Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз», в состав которой входят около двухсот хозяйствующих субъектов. Решить эту задачу самостоятельно без помощи на государственном уровне очень сложно. Однако есть возможность добиться частичного сокращения долгов путем прохождения денежных средств по определенным схемам, в частности, по так называемым замкнутым. Данное мероприятие делится на две части. В первой рассматривается вопрос, в каких случаях и каким образом группу всех предприятий можно разбить на независимые (в отношении дебиторско-кредиторской задолженности) подгруппы, во второй - отыскания в них замкнутых схем.

Дебиторские (кредиторские) задолженности между предприятиями удобно записывать в виде матрицы. Пусть анализируемая группа предприятий содержит в своем составе N хозяйствующих субъектов. Пронумеруем их в определенном порядке и обозначим через $P_1, P_2, \dots, P_N$.

Матрицу A N -го порядка составим следующим образом: элемент a_{ij} , стоящий на пересечении i -ой строки и j -го столбца, есть сумма задолженности P_i предприятию P_j . Очевидно, что A - неотрицательная матрица, т.е. $a_{ij} \geq 0$. Изучение ситуации показывает, что элементы матрицы A в основном состоят из нулей. Это позволяет считать, что N можно разбить на подгруппы так, что предприятия одной не будут иметь задолженности предприятиям другой. Значит, при отыскании замкнутых схем прохождения денежных средств можно рассматривать каждую из этих подгрупп

отдельно независимо от других. В случаях, когда размерность задачи велика (N - число предприятий, входящих в отрасль), умение разбить группу на независимые подгруппы может существенно упростить задачу построения различных схем прохождения денежных средств, в частности, замкнутых. Предлагаем алгоритм, позволяющий находить эти независимые подгруппы. Вначале дадим следующие определения.

Определение 1 [1]. Неотрицательная квадратная матрица $A = \|a_{ij}\|$ порядка N называется замкнутой, если существует такое упорядочение индексов $(i_1, \dots, i_p, j_1, \dots, j_q)$ множества индексов $(1, \dots, N)$, при котором $a_{ij} = 0$ ($i = 1, \dots, p; j = 1, \dots, q$). В противном случае матрицу A называют неразложимой.

Определение 2. Нулевой элемент a_{ij} матрицы A называется основным нулем матрицы A , если существует такое упорядочение индексов $(i_1, \dots, i_p, j_1, \dots, j_q)$ множества индексов $(1, \dots, N)$, при котором $a_{ij} = 0$ ($i = 1, \dots, p; j = 1, \dots, q$). В противном случае элемент a_{ij} называют неосновным нулем.

Заметим, что нулевые элементы неразложимой матрицы являются неосновными нулями. Нетрудно видеть, что, если a_{ij} - основной нуль неотрицательной матрицы A , то $a_{ij}^{(k)} = 0$, где $a_{ij}^{(k)}$ - элемент матрицы A^k для всех $k = 1, 2, \dots$.

Пусть i -й столбец и i -я строка матрицы A содержат соответственно m_i и l_i ненулевых элементов. Ниже используются обозначения:

$$m_0 = \max \{ \min \{ m_i \}, \min \{ l_i \} \}.$$

В работе [2] показано, что все основные нули матрицы A можно выделить следующим образом: если $a_{ij} = 0$ ($i \neq j$) и на пересечении

и i -й строки и 1-го столбца матриц $A^2, \dots, A^{n-m+2}$ равны нулю, то элемент a_{ij} - основной нуль матрицы A . Если же хотя бы у одной из матриц стоит ненулевой элемент, то a_{ij} - неосновной нуль. Таким образом выделим все основные нули матрицы A . Теперь нетрудно видеть, что перестановкой рядов тех строк и столбцов, на пересечении которых стоят основные нули, можно привести матрицу к нормальной форме.

Номера строк (или столбцов) каждого ненулевого блока нормальной формы матрицы образуют независимые подгруппы предприятий. При этом надо иметь в виду первоначальные (до перестановки рядов), соответствующие номерам объектов. Предложенный алгоритм позволяет оценить размерность задачи.

Рассмотрим алгоритм отыскания замкнутых циклов в множестве всех имеющихся объектов. Циклы, в частности, могут быть упомянутые выше независимые подгруппы, найденные с помощью алгоритма понижения размерности.

Определение 3. Будем считать, что предприятие a связано отношением Φ с b ($a \xrightarrow{\Phi} b$), если имеет ему задолженность.

Пусть $b_1, b_2, \dots, b_n$ - множество всех рассматриваемых предприятий, обозначаемое через B . Рассмотрим отображение в нем Φ , которое каждому элементу $a \in B$ ставит в соответствие такое

множество всех $b \in B$, что $a \xrightarrow{\Phi} b$.

Построим следующую систему вложенных друг в друга подмножеств множества B . Обозначим $B_1 = \Phi B$. Пусть Φ_1 - отображение Φ в B_1 , т.е. Φ_1 определено в B_1 и его образ также лежит в B_1 . Обозначим $B_2 = \Phi_1 B_1$. Пусть Φ_2 - отображение Φ_1 в B_2 , т.е. Φ_2 определено в B_2 и его образ также лежит в B_2 . Обозначим $B_3 = \Phi_2 B_2$ и т.д. Очевидно, $B \supset B_1 \supset B_2 \supset B_3 \dots$. Пусть $B_\Phi = \bigcap B_i$. Так как множество B состоит из конечного числа элементов, то начиная с некоторого номера i_0 $B_i = B_\Phi$ для всех $i \geq i_0$, т.е. $i_0 \leq n$.

Рассмотрим в множестве B отображение Ψ , которое каждому элементу $b \in B$ ставит в соответствие такое множество всех $a \in B$, что $a \xrightarrow{\Phi} b$.

Вернемся к процедуре построения множества B_Φ . Заменяя в нем отображение Φ на Ψ , получим B_Ψ .

Множества B_Φ и B_Ψ пустые или непустые одновременно. В первом случае это означает, что в рассматриваемом множестве предприятий нельзя построить замкнутую схему прохождения денежных средств, во втором - замкнутые схемы существуют и принадлежат как B_Φ , так и B_Ψ .

Пусть $B_0 = B_\Phi \cap B_\Psi$. Тогда последовательность $\{a_i\} \subset B_0$ независимо от того, каким из двух способов $a_{i+1} = \Psi a_i$ или $a_{i+1} = \Phi a_i$ она построена, начиная с некоторого номера считается периодической, что и является замкнутой схемой.

ЛИТЕРАТУРА

- Аликайдо Х. Выпуклые структуры и математическая экономика. М.: Мир, 1972. 517 с.
Будуваитов Х. О некоторых свойствах разложимых и неразложимых матриц // ДАН Тадж. 1975, № 6. С. 7.

ANNOTATION

Reviewed are problems: how and in what manner to divide the studying group into independent subgroups (in sense of debit-credit debts) and how to find in them locked passage schemes of money stock. The design algorithm is offered too.

Об эпигемирифтогенной природе пассивных континентальных окраин

А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов, У.Н. Рахматов
 (НХК «Узбекнефтегаз», ОАО «УзЛТИнефтегаз»)

К настоящему времени установлено, что большая часть глобальных поясов нефтегазоносности земного шара приурочена к современным пассивным окраинам континентов [1,2,3,4], которые образуют три планетарных пояса: Средиземноморско-Персидский, Индоокеанско-Атлантический, Циркумарктический (рис. 1). Их древние аналоги несколько меньше распространены в современном геологическом пространстве и расположены вдоль склонов платформ, обращенных к разновозрастным орогенам: Средиземноморскому, Андам, Кордильерам и др.

Самая высокая концентрация ресурсов углеводородов (60% всех разведанных запасов Земли) наблюдается в Средиземноморско-Персидском поясе. Большой потенциал нефтегазоносности

Индоокеанско-Атлантического и Циркумарктического поясов также подтверждается геологическими разведочными работами в Мексиканском заливе, на шельфах Бразилии и Западной Африки, в Баренцевом и Карском морях.

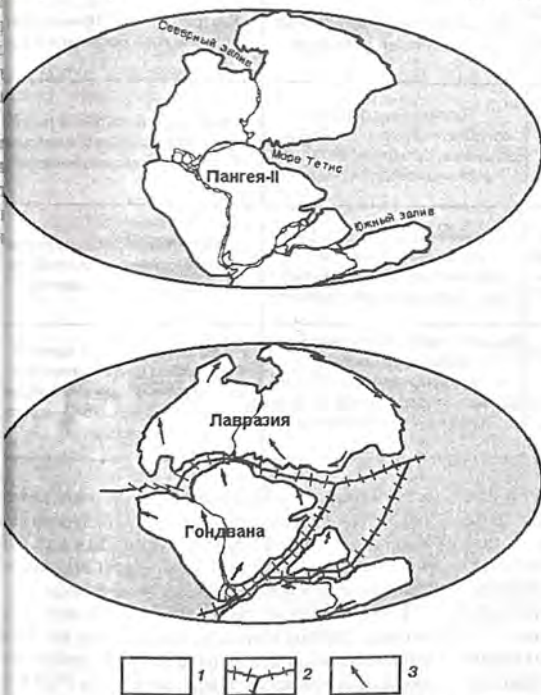
В структурном плане пассивные окраины представляют собой определенный тип зоны перехода от континентальной коры к океанической. В пределах развита мощная призма терригенных осадков, которые формируются на опускающихся материковых блоках и прилегающей океанической коры под влиянием литостатической нагрузки. Считается, что они не проявляют тектонической и вулканической активности.

С середины 90-х годов XX века многие исследователи начинают признавать роль глубинных



Рис. 1. Схема распространения глобальных поясов нефтегазоносности в современной структуре Земли (по В.Е. Хаину, Л.Э. Левину, 2001):
 глобальные пояса: 1 - современных пассивных окраин; 2 - активных; 3 - древних пассивных; 4 - внутриплатформенные синеклизы; 5 - межгорных впадин орогенов; 6 - срединно-океанические хребты

кторов в образовании крупных скоплений. Приводятся данные о воздействии на расплавленное органическое вещество (РОВ) осадочных толщ высокотемпературных потоков глубоководных флюидов, которые наряду с другими геологическими критериями определяют нефтенасыщенность земной коры. Однако эта проблема рассматривается пока на уровне общих суждений. Особенно неясна роль глубинного переноса при формировании крупных скоплений углеводородов в пределах древних и современных пассивных окраин континентов. Целью данной работы является уточнение некоторых структурных особенностей глубинного строения, связанных с геодинамическими условиями, определяющими высокий потенциал нефтегазоносности.



с.2. Положение современных материков 200 млн. лет назад в составе суперматерика Пангея-II (а) и 180 млн. лет после его раскола на Лавразию и Гондвану (б) (по W.H. Freeman and Co., 1978): 1 - континенты; 2 - планетарная рифтовая система; 3 - векторы движения литосферных плит

Известно, что современные пассивные окраины могут представлять собой несколько подтипов, отражающих различные геодинамические обстановки сложного процесса рифтогенеза-спрединга. Последний раз он начался около 200 млн. лет назад при расколе суперматерика Пангея-II и продолжается по настоящее время (рис. 2).

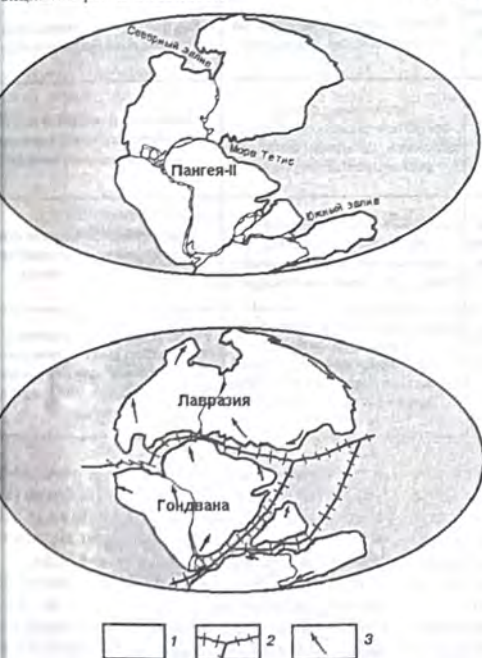
Обобщение результатов исследований многих авторов (Б.А. Соколов, Bally, Snelson, A.A. Бакиров, Э.А. Бакиров, Л.П. Мстиславская, Е.Е. Милановский, В.Г. Горбачев, Е.В. Кучерук, Е.Р. Алиева, В.Е. Ханн, Б.А. Соколов, К.А. Клешев, В.С. Шеин, Е. Зейболд, В. Бергер, В.П. Гаврилов, А.А. Ковалев, С.А. Ушаков, В.В. Пайразян и др.) с позиций нефтегазогеологической науки позволило разработать геодинамическую классификацию геоструктурных элементов, контролирующей региональную нефтегазоносность земной коры [4]. Согласно ей рифтогенез-спрединг подразделяется на предрифтогенную, рифтогенную и спрединговую подстадии раздвижения литосферных плит (таблица).

Предрифтогенная подстадия начинается с мантийного диапиризма и утонения литосферы. В зонах ее проявления земная кора отличается выпуклостью вверх, формируются внутриплатформенные антеклизы и сводовые поднятия. Например, согласно Джеймсу Д. Лоэллу и др., первым этапом в структурной эволюции южной части Красного моря явилось региональное сводообразное воздымание литосферы с сопутствующими процессами вулканизма, эрозии и седиментации континентальных осадков.

Рифтогенная подстадия характеризуется полным разрывом земной коры внутри континента. В последующем при расхождении его краев рифтовые зоны приобретают вид межконтинентального рифта с новой океанической корой. Поэтому данная подстадия подразделена на два последовательно сменяющихся вида геодинамической обстановки — рифтовой долины и протоокеанический.

Спрединговая подстадия закономерно сменяет рифтогенную и также включает два вида обстановки — абиссально-равнинный и пассивно-огра-

торов в образовании крупных скоплений. Приводятся данные о воздействии на рас-
ное органическое вещество (РОВ) осадоч-
толщ высокотемпературных потоков глу-
ных флюидов, которые наряду с другими
логическими критериями определяют неф-
зонность земной коры. Однако эта про-
ма рассматривается пока на уровне общих
дений. Особенно неясна роль глубинного
домассопереноса при формировании круп-
скоплений углеводородов в пределах древ-
и современных пассивных окраин конти-
нтов. Целью данной работы является уточне-
некоторых структурных особенностей
бинного строения, связанных с геодинами-
ческими условиями, определяющими высокий
енциал нефтегазоносности.



с. 2. Положение современных материков 200 млн. лет назад в составе суперматерика Пангея-II (а) и 180 млн. лет после его раскола на Лавразию и Гондвану (б) (по W.H. Freeman and Co., 1978):
1- континенты; 2- планетарная рифтовая система; 3- векторы движения литосферных плит

Известно, что современные пассивные окраины могут представлять собой несколько подтипов, отражающих различные геодинамические обстановки сложного процесса рифтогенеза-спрединга. Последний раз он начался около 200 млн. лет назад при расколе суперматерика Пангея-II и продолжается по настоящее время (рис. 2).

Обобщение результатов исследований многих авторов (Б.А. Соколов, Bally, Snelson, А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Л.П. Мстиславская, Е.Е. Милановский, В.Г. Горбачев, Е.В. Кучерук, Е.Р. Алиева, В.Е. Хаин, Б.А. Соколов, К.А. Клещев, В.С. Шенн, Е. Зейболд, В. Бергер, В.П. Гаврилов, А.А. Ковалев, С.А. Ушаков, В.В. Пайразян и др.) с позиций нефтегазогеологической науки позволило разработать геодинамическую классификацию геоструктурных элементов, контролирующих региональную нефтегазоносность земной коры [4]. Согласно ей рифтогенез-спрединг подразделяется на предрифтогенную, рифтогенную и спрединговую подстадии раздвижения литосферных плит (таблица).

Предрифтогенная подстадия начинается с мантийного диапиризма и утонения литосферы. В зонах ее проявления земная кора отличается выпуклостью вверх, формируются внутриплатформенные антеклизы и сводовые поднятия. Например, согласно Джеймсу Д. Лоэллу и др., первым этапом в структурной эволюции южной части Красного моря явилось региональное сводообразное воздымание литосферы с сопутствующими процессами вулканизма, эрозии и седиментации континентальных осадков.

Рифтогенная подстадия характеризуется полным разрывом земной коры внутри континента. В последующем при расхождении его краев рифтовые зоны приобретают вид межконтинентального рифта с новой океанической корой. Поэтому данная подстадия подразделена на два последовательно сменяющихся вида геодинамической обстановки — рифтовой долины и протоокеанический.

Спрединговая подстадия закономерно сменяет рифтогенную и также включает два вида обстановки — абиссально-равнинный и пассивно-окра-

Геодинамическая классификация региональных геоструктурных элементов, контролирующей тегазоносность земной коры на стадии раздвижения (составил А.А. Абидов (1990 г.) по материалам А.А. Бакирова, Э.А. Бакирова, Л.П. Мстиславской (1984), В.Г. Гаврилова (1987), В.Г. Горбачева (1983), И.П. Жабрева (1972), Е.В. Кучерука, Е.Р. Алиевой (1983), А.А. Ковалева, С.А. Ушакова (1988), В.С. Шеина, К.А. Клещева (1984), Е.Е. Милановского (1983))

Стадия	Подстадия	Вид	Геодинамическая обстановка	Характер осадконакопления	Примеры региональных геоструктурных элементов
Раздвижение	Предрифтовая		Мантийный диапиризм, утонение литосферы	Карбонатные, обломочные, карбонатно-обломочные формации сокращенной мощности	Внутриплатформенные сводовые поднятия: Татарское, Средневожское, Каракумское, Ставропольское, Чоттоква и др.
	Рифтогенная	Рифтовой долины	Разрыв континентальной земной коры, базальтовый вулканизм, образование грабенов	Речные, озерные терригенные осадки, а также эвалориты	Внутриконтинентальный рифтовый пояс Восточной Африки
		Протоокеанический	Расширение дна рифтового бассейна, образование новой океанической коры	Терригенные осадки, сопелитовые илы, галиты, доломиты, сульфиды металлов; рост мелководных рифов	Межконтинентальный рифтовый пояс Красного моря, Аденского залива, Калифорнийского залива
	Срединная	Абиссально-равнинный	Дальнейшее расширение дна океана, погружение древнейших частей дна у континентальных окраин	Различные осадки: карбонатные, карбонатно-глинистые, кремнистые, вулканогенные глины, вулканические турбидиты	Абиссальные равнины от срединно-океанических хребтов до подножий континентов
		Пассивно-окаинный	Опускание материковых блоков и прилегающей части океанической коры под влиянием литостатической нагрузки	Выдвижение дельты в океан и ее общее продвижение; интенсивный привнос с суши обломочного материала, а также накопление карбонатных формаций	Периокеанические краевые прогибы: Приатлантический прогиб Южной Америки и Африки, Прииндийские прогибы Индонезии и Австралии

инный. Первый образуется при дальнейшем расширении протоокеана за счет растяжения части его дна, которое продолжает погружаться, образуя все более глубокие и широкие бассейны между срединно-океаническим хребтом и примыкающими к океану континентами. В них формируются абиссальные равнины современных осадков.

Пассивно-окаинный вид наблюдается на окраинах континентов и прилегающих частях абиссальной равнины по обеим сторонам срединно-океанического хребта. В результате приноса терригенного материала и общего погружения геологическое строение пассивных окраин приобретает современный вид. Часто вдоль третьей недоразвитой

ветви рифтов тройного сочленения располагается авлакоген с долиной и дельтой крупной реки (Нил, Инд, Миссисипи, Макензи, Нигер, Нил и др.). В этих районах особенно характерно выдвигание дельты в океан и общее продвижение шельфа.

Таким образом, геологическое развитие пассивных окраин континентов прошло все вышеописанные подстадии процесса рифтогенеза-срединного. Для них характерны накопление РОВ в значительном количестве для генерации углеводородов, повышенный температурный режим и формирование различных типов ловушек. Именно этим объясняется значительная концентрация УВ в современных пассивно-окаинных прогибах континентов.

ики и Южной Америки, Индостана и Австра-
Северной Америки и Евразии.

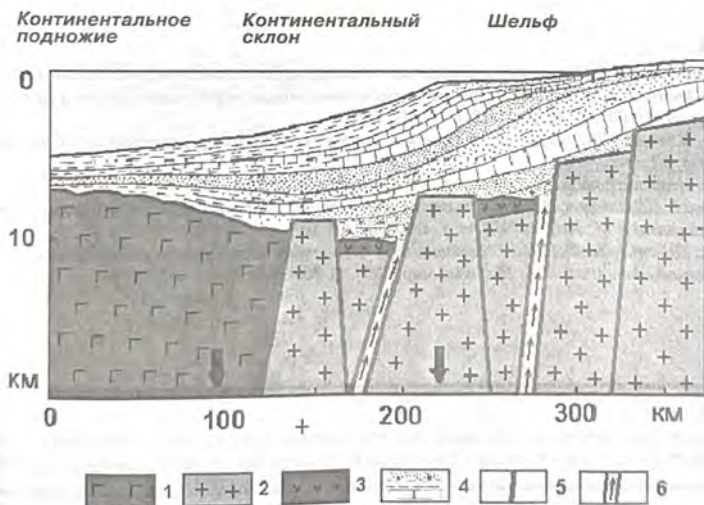
на основе сводной классификации определе-
ито «по окраинам континентов, обращенных
единно-океаническому хребту, выделяются
тегазоносные провинции, имеющие либо
наковый, либо сравнимый стратиграфичес-
диапазон продуктивности» [4, с.96].

изируясь на данной закономерности размеще-
нефтегазоносных провинций пассивно-окра-
ого типа, можно сделать вывод, которому до
оящего времени не придавалось должного
ения. В основании всех пассивных окраин,
едших три подстадии геодинамического раз-
ия, должна находится погребенная региональ-
геотектоническая структура, представляющая
ой половину древней рифтовой системы. В гео-
ической литературе при обозначении всех ви-
структур, не имеющих полного строения,
чно используется приставка «геми», обознача-
я «полу», например, гемиянтиклиналь, геми-
трема, гемиздрия, гемиморфия, гемиортотма-
гиты, гемикристаллическая и т.д. [6]. Основы
на данном принципе, рассматриваемую
структуру целесообразно терминологически

определить как «гемирифт», т.е. «полурифт». В та-
ком случае сами пассивные окраины имеют эпиге-
мирифтогенную природу, которая определяет их
внутреннюю структуру.

Имеющиеся к настоящему времени многочис-
ленные геолого-геофизические данные по глу-
бинному строению пассивных окраин в целом
подтверждают эту идею. Как правило, геолого-
геофизические разрезы хорошо отражают внут-
реннее строение осадочной призмы и блоковый
характер ее гемирифтогенного основания (рис.
3). Однако само внутреннее строение гемирифта
остается неясным ввиду больших глубин залега-
ния и требует более детального рассмотрения.

Углубленное изучение в рамках Международно-
го проекта «Палеорифт» погребенной палеориф-
товой системы Бухаро-Хивинского региона позво-
лило существенно уточнить главные элементы ее
внутреннего строения: хорошо известные структу-
ры двух бортов, центрального грабена, осевой дай-
ки и реликта мантийного диапира. Принципиаль-
но новый результат заключается в том, что в пре-
делах погребенной палеорифтовой системы
установлены многочисленные действующие кана-
лы глубинного теплопереноса (каналы



3. Принципиальная схема расположения каналов глубинного теплопереноса в эпигемирифтогенной структуре (с использованием данных Е.Зейболда, В.Бергера, 1984):
1- океаническая кора; 2- континентальная; 3- вулканические образования; 4- осадочная призма;
5- глубинные разломы; 6- каналы глубинного теплопереноса

ГТМП), представляющие собой раздробленные проницаемые зоны в точках пересечения крупных разломов. По ним высокотемпературные флюиды водорода, метана, окиси углерода и других соединений поднимаются к поверхности, где взаимодействуют с РОВ осадочных толщ, существенно повышая их нефтегазогенерирующий потенциал.

Реальное существование активных каналов ГТМП в пределах Бухаро-Хивинского палеорифта и других нефтегазоносных регионов Узбекистана подтверждается многочисленными фактическими данными. Они надежно картируются по интенсивным изометричным аномалиям плотности теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м², субвертикальным зонам отсутствия отражений на сейсмических разрезах и глубинным эманациям гелия, водорода, метана и других соединений. В пространстве с ними коррелируются зоны АВПД,

гидрогеологические и геохимические аномалии, крупные скопления нефти и газа. Полученные результаты легли в основу выдвинутой микстгенетической схемы природного синтеза УВ [7].

Таким образом, геодинамически пассивные современные континентальные окраины представляют собой достаточно активные эпифирифтогенные структуры с повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом, обусловленным деятельностью многочисленных каналов ГТМП. Их геодинамическая обстановка полностью соответствует микстгенетической схеме природного синтеза углеводородов. В практическом плане это ведет к переоценке ресурсной базы углеводородного сырья пассивных окраин и делению новых стратегических направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли. 1984. С. 21-24.
2. Хаин В.Е., Левин Л.Э. Геодинамические типы глобальных поясов нефтегазоносности и их особенности. Геология и геофизика, 2001, т. 42, №11-12. С. 1724-1738.
3. Шейн В.С., Клецев К.А. Новые теоретические предпосылки оценки перспектив нефтегазоносности. ВНИИЭНГ, 1984. 58 с.
4. Абидов А.А. Нефтегазоносность литосферных плит. Ташкент: Фан, 1994. 128 с.
5. Колесниченко В.С. Словарь-справочник по тектонике литосферных плит. М.: АО «Геоинформмарк», 1993. 128 с.
6. Геологический словарь. М.: Недра, 1978, т. 1. 488 с.
7. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. Микстгенетическая схема природного синтеза углеводородов // Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Научный мир, 2001. С. 260-264.

ANNOTATION

It's shown that geodynamic passive modern continental outlying districts represent by themselves enough active epihemireftogeneous structures by increased oil and gas generating potential.

проблеме увеличения добычи нефти Узбекистане

Абидов, П.К. Азимов

(«Узбекнефтегаз», ОАО «ИГИРНИГМ»)

Добыча нефти в Узбекистане осуществляется веками. За долгую историю развития периоды увеличения приходились на время, когда в отшелье направлялись значительные дополнительные силы и средства из других нефтедобывающих районов (Баку, Грозный, Майкоп), однако максимальный уровень нефтедобычи достигнут в годы независимости Узбекистана.

Недра обладают большими природными запасами углеводородов. В настоящее время нефть добывается в трех из пяти нефтегазоносных зонах: Бухаро-Хивинском, Ферганском и Сурхандарьинском. Значительная доля падает на Бухаро-Хивинский, но несмотря на инициативу отечественных предприятий и специалистов поиском нефти в этом регионе не уделялось должного

внимания. Это было связано с открытием крупного газового месторождения (Газли) и превращением Узбекистана в топливный сырьевой придаток более развитых центральных районов страны (трансконтинентальные газопроводы Бухара—Урал и позднее Средняя Азия—Центр). Кроме того, поиск, открытие и организация добычи нефти требуют более крупных капиталовложений, а технология, подготовка и транспортировка более сложные, чем при добыче газа и его доставке потребителям. Например, извлечение из недр Газлийского месторождения более чем 0,5 трлн. м³ газа не повлекло каких-либо осложнений технологического порядка. Вкладывать же средства в развитие нефтедобычи Центру было невыгодно, и потребности Республики в нефти и нефтепродуктах



1. Фрагмент карты размещения скопления нефти в юрских карбонатных отложениях Бухаро-Хивинского региона (I- Центральный участок, II- Восточный):

1- нефтяные месторождения; 2- газонефтяные и нефтегазовые; 3- газовые и газоконденсатные (в знаменателе - объемы конденсата); 4- УВ в рифах; 5- УВ в биогермах; 6- перспективные структуры, подготовленные для поисков нефти в 2002-2003 гг.; 7- то же, находящиеся в глубоком бурении с целью поисков нефти; 8- выявленные поднятия, перспективные на нефть и газ; 10- региональные разломы; 11- границы поднятий; 12- прогибов; 13- государственные

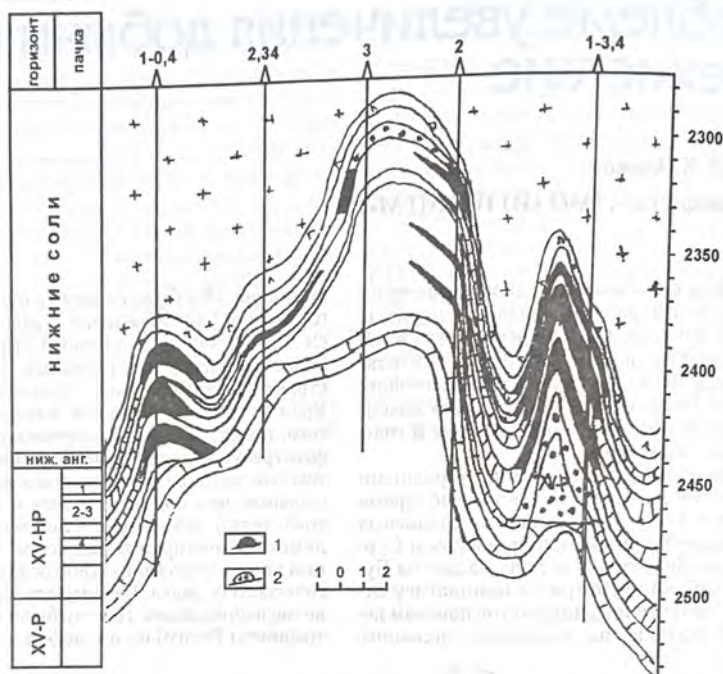


Рис.2. Модель нефтяной залежи Чегаринской группы нефтегазовых месторождений (по С.А. Б.Л. Жуковскому, Е.Б. Бобровой, 1994 г.):
1- залежи нефти; 2- газа

удовлетворялись за счет поставок из других нефтедобывающих регионов.

1. Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион. В административном отношении месторождения нефти и газа расположены в основном в пределах Бухарского и Кашкадарьинского вилоятов.

Регион связан с крупными тектоническими элементами, характерными для платформенного этапа развития земной коры. Промышленные скопления углеводородов (УВ) открыты в отложениях мезозойского комплекса. При этом в Бухарской ступени основные запасы УВ связаны с терригенными образованиями мелового возраста, в Чарджоуской и восточных районах Бешкентского прогиба — с карбонатными формациями верхнеюрского комплекса (рис.1).

В суммарном исчислении на долю Бухаро-Хивинского региона приходится более 90% всей добычи нефти по Республике, ресурсов нефти — 75%, при этом значительная часть принадлежит газонефтеконденсатному месторождению Кокдумалак (42%). Здесь добыча нефти, разработка на первом и втором этапах осуществляются при больших ежегодных темпах, что предопределяет более высокие показатели конечной

нефтеотдачи. Однако в дальнейшем следует усилить бурение дополнительных нефтедобывающих скважин, а многодебитные оснастить мощными промышленными электроцентробежными насосами, что позволит наряду с внедрением новых методов контроля разработки месторождения добывать стабильные запасы с рекордной конечной нефтеотдачей в пределах 0,6-0,65. При этом требования к подготовке промышленных запасов возрастут.

В последние годы по инициативе руководства республики большое внимание уделяется открытию новых месторождений с целью обеспечения предприятия необходимыми ресурсами для увеличения добычи нефти. В настоящее время по Узбекистану в разведке находятся более 50 нефтяных и нефтегазовых площадей. Для удержания стабильной добычи необходим ежегодный опережающий прирост промышленных запасов.

Анализ закономерностей размещения залежей в регионе показывает, что прогнозные ресурсы нефти большие, но условия их залегания в различных горизонтах очень сложные (рис.2). Они приурочены как к крупным рифовым

дудалак), так и отдельные рифовые тела (Ара, Крук), а местами — карбонатным образом позднерифового возраста.

Литологическом отношении скопления нефти связаны в основном к XV горизонту, выделяемому самой рифовой толще (XV Р), так и над- (XV П) и подрифовых (XV ПР) отложениях. Указанные горизонты по емкостно-фильтрационным свойствам отличаются друг от друга. Рифовые образования характеризуются высокими показателями, надриф — наличием большого количества непроницаемых прослоев, которые резко снижают коллекторские свойства продуктивного XV ПР горизонта и усложняют процесс извлечения нефти. Для газовых залежей особенности на процесс добычи существенно влияют. Что касается XV ПР горизонта, то если он речен к биогермам, в них могут появляться пороги трещинные коллекторы, аккумулирующие нефть. Следует признать, что до сих пор закономерности распространения биогерм (в отличие от) не изучены, поэтому поиск залежей УВ в них (только нефти) сильно осложняется, удорожает работу по открытию новых скоплений.

Анализ имеющихся геологических материалов позволяет сделать предварительные выводы о возможности открытия в регионе новых месторождений нефти. Особенно перспективны не крупные рифовые структуры, а масса более мелких, так называемых локальных скоплений со сложным литологическим составом и емкостно-фильтрационными свойствами. В свою очередь можно выделить территории, ограниченные южными районами Денгизкуль-Хаузакульского поднятия на юге, юго-восточной обшью Испанлы-Чандырского на северо-западе, частью Бухарского разлома на севере и восточными частями Култаского на востоке (рис.1, I — Центральный участок).

В пределах выделенной зоны открыто 26 нефтяных и нефтегазовых месторождений (Сев. Уртабулар, Ариняз, Вост. Чегара, Зап. Чегара, Кокташ (подриф), Крук, Южн. Умид, Сарыкум, Испанлы, Южн. Зекры, Ички, Сев. Умид, Овская и др.). Суммарные промышленные запасы нефти их составляют 30,3% от всех для региона. Сравнительными данным при соответствующих условиях из них можно добыть 1,2 млн. т в год. В наше время к поискам новых залежей нефти подключены всего две перспективные площадки (Бахт-Шим, Испанлы), что, естественно, недостаточно этому заслуживают внимания выявленные еще по размерам структуры, которые также могут быть объектом для поисков (Тузук, Кыялик, Сакраш, Янгй Умид, Ходжабай, Гульбахор, Янгйку-Достан). Усиление поисково-детализационных разведочных работ — первоочередная задача разведки в данном районе.

Рационально изучение итогов ранее проведен-

ных поисков и разведки на площадях, где в результате бурения получены отрицательные показатели (Тагман, Арабхана, Карасу, Искак, Рифовая, Орасида, Эскикудук, Зап. Умид, Караклы и др.). Как известно, многие поисковые скважины не были пробурены до XV ПР горизонта из-за отсутствия признаков рифового тела. На некоторых из них отмечены разные по интенсивности нефтепроявления, не получившие подтверждения при испытании после спуска эксплуатационной колонны.

С точки зрения перспективности на открытие новых залежей нефти интересна южная часть Хаузакуль-Денгизкульской площади. По аналогии сочленения Уртабулакского газоконденсатно-нефтяного месторождения с группой Чегаринских рекомендуется проведение поисково-детализационных сейсморазведочных работ.

Данная территория на западе охватывает месторождение Узуншор, где в поисковой скв. 2 при бурении получен промышленный приток нефти, на востоке — Самантепе, где вопрос о поиске нефти не ставился.

Другим не менее перспективным районом является восточное сочленение Бешкентского прогиба с юго-западными отрогами Гиссара, относящееся к орогенной области Средней Азии (рис.1, II — Восточный участок). Почти все ловушки здесь независимо от происхождения сопровождаются тектоническими разломами, в значительной степени осложняющими их глубинное геологическое строение, о чем свидетельствуют результаты поисков залежей нефти на месторождениях Шакарбулак, Кумчук и др.

Предположительно подготовленные к глубокому бурению перспективные структуры будут иметь более сложное геологическое строение, что подтверждается сейсморазведкой на площадях Хауза, Южн. Джамбулак, Рамазан и др. Отсюда следует, что поиски нефтяных залежей, месторождений требуют более тщательного подхода к построению глубинной геологической модели ловушек, и как следствие нефтяной залежи.

2. Ферганский нефтегазоносный регион долгое время являлся основным нефтедобывающим в стране. Однако, как показывает анализ, имеется ряд районов, где могут быть открыты новые месторождения.

Во-первых, следует завершить разведку нефтяного месторождения Гумхана, которая продолжается более 40 лет. Ожидается, что здесь могут быть открыты нефтяные залежи в основном в продуктивном горизонте палеогена (V). Для этого необходимо бурение дополнительной разведочной скв. 13. По последним результатам обработки данных сейсморазведки, в пределах южной ступени можно подготовить ряд перспективных структур, одна из которых передана под глубокое бурение (Южный Капчагай). К поискам залежей нефти готовятся еще несколько (Зап. и Вост. Ханкыз, Янбарык, Шим. Авваль, Гарбий Кармакуль, Шим. Паланташ и др.).

Обнадеживающие данные получены о глубинном строении поднадвиговой части Андижанского нефтяного месторождения, где предполагается наличие самостоятельной складки. Поэтому рекомендуется усиление поисково-детализационных работ с применением новейшего сейсмического оборудования, что позволит ускорить подготовку новых перспективных структур к поискам залежей нефти.

3. Сурхандарьинский нефтегазоносный регион отличается весьма сложным глубинным геологическим строением. Надо полагать, что с использованием новейшего сейсмического оборудования удастся подготовить некоторые объекты для поискового бурения с целью открытия месторождений нефти в палеогеновых отложениях.

Обобщая изложенное, можно с уверенностью утверждать, что в ближайшие годы в Бухаро-Хивинском и Ферганском нефтегазоносных регионах следует ожидать открытия новых месторождений нефти. Ввод их в разработку позволит стабилизировать ее добычу по Узбекистану.

Проблема открытия новых нефтяных залежей и месторождений требует решения задач теоретического, практического и организационного характера.

1. Теоретические проблемы

1.1. Изучение закономерностей распространения открытых залежей и месторождений нефти с целью разработки научно обоснованной методики их поисков. В первую очередь следует типизировать залежи нефти по региону, создать и классифицировать их модели.

1.2. Исследование фазового состояния углеводородов в зависимости от пластового давления и температуры, прогнозирование зон и глубин залегания газа, нефти.

1.3. Анализ проблем формирования залежей нефти с применением общепринятых методов, в частности принципа дифференциального улавливания УВ Гассоу-Максимова, на их базе — выделение так называемых ловушек-сателлитов, расположенных, как правило, вокруг крупных поднятий, в том числе рифового характера.

2. Практические проблемы

2.1. Успешная добыча нефти из недр в основном определяется эффективностью использования пластового давления, т.е. природной энергии. Как правило, нефтяные месторождения бывают двух типов:

- пластовое давление значительно превышает гидростатический напор — это залежи нефти с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), такие месторождения в регионе пока не установлены;

- незначительно превышает, т.е. коэффициент аномальности колеблется в пределах 1,05-1,10. Извлече-

ние нефти возможно на первом и частично на втором этапах разработки при естественной, в том числе природной энергии коллектора и насыщающих их флюидов. Дальнейшая добыча возможна только с применением искусственных методов по поддержанию пластовой энергии и механизированного способа.

2.2. Эффективность добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти зависит от ее физических свойств, поэтому их изучение, классификация по реологическим показателям является одной из первоочередных практических задач.

Для получения соответствующей информации о нефтяном месторождении необходимо осуществить пробную эксплуатацию первых трех нефтяных скважин с целью изучения возможностей эффективной добычи нефти. От результатов будет зависеть схема разработки нефтяной залежи: при поддержании пластового давления или без него. Это обусловит и суммарную стоимость освоения нефтяного месторождения, и как следствие — его экономическую целесообразность, что должно подтверждаться технико-экономическими расчетами.

При поисках новых залежей или месторождений нефти предпочтение должно отдаваться тем территориям, на которых имеется соответствующая инфраструктура (нефтепроводы, линии электропередач и т.д.).

3. Организационные проблемы

На самом низшем иерархическом уровне управления процессами добычи нефти необходимо обеспечить специализацию предприятий, эффективно по добыче нефти и газа. Особняком стоит разработка месторождения Кокдумалак. Управление процессами добычи нефти должно осуществляться при полной телемеханизации и автоматизации не только каждой нефтедобывающей скважины, установки, но и нефтепромысла в целом.

Система обустройства нефтяных месторождений также организация добычи нефти резко отличается от сбора и подготовки газа трудо- и металлоемкостью, большими энергетическими затратами при механизированном способе. Добыча нефти осложняется при прямой утилизации так называемого нефтяного (попутного) газа, содержащего ценные компоненты УВ. В небольших давлениях их транспортировка к местам работ требует строительства специальных КС.

В связи с тем что вновь осваиваемые месторождения нефти в основном относятся к категории средних и мелких, следовало бы изучить возможность принятия пакета законов, где в первую очередь предусматривалось бы льготное налогообложение. Это сделает организацию поисков и добычи нефти экономически целесообразной.

ANNOTATION

It's shown that outstripping increase of commercial reserves provides with stable oil recovery through Uzbekistan.

строение земной коры вдоль сейсмического профиля КМПВ IV Ромитан — Дарбазатау

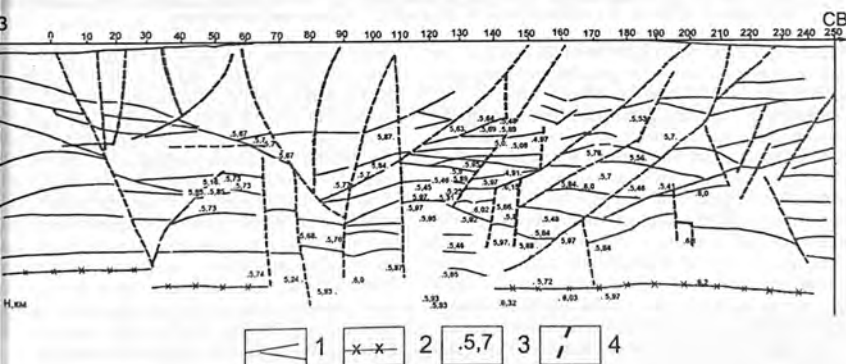
Мордвинцев

О «Узбекгеофизика»)

Обычное геологическое строение земной коры служит базовым фундаментом всей геологической науки, который позволяет правильно понимать и оценивать процессы и явления, происходящие не только в недрах, но и в верхней части разреза коры. Это особенно важно с практической точки зрения, так как именно здесь сосредоточены все доступные для современного геологического уровня месторождения полезных ископаемых. Поэтому любая геолого-геофизическая информация, развивающая границы наших познаний в этом вопросе, попадает под пристальное внимание геологов. Особенно ценно, если при исследовании есть возможность сравнивать различные крупные геолого-тектонические структурные единицы.

Сейсмический профиль КМПВ IV Ромитан — Дарбазатау, отработанный в конце 80-х годов, расположен в пределах трех главнейших тектонических структур региона — Каракумо-Таджикского краевого массива, Южно-Тянь-Шаньской геосинклинально-

складчатой системы и Курамино-Ферганского срединного массива, пересекая их в северо-западном направлении. Протяженность профиля 252 км, максимальное расстояние взрыв-прибор 180 км. Профиль переобработан в 1999-2000 гг. в ОАО «Узбекгеофизика» по усовершенствованной методике с целью получения качественных окончательных временных разрезов по различным типам волн (отраженным, преломленным). Сейсмогеологический разрез (рис. 1) отличается наличием большого количества сейсмических границ различной протяженности и ориентировки в пространстве. Наклонные границы располагаются преимущественно в верхней части земной коры до 20 км (в отдельных случаях и глубже). Рассчитанные средние скорости распространения продольных волн не всегда имеют тенденцию к постепенному увеличению с глубиной, иногда эти закономерности нарушаются (все вычисления выполнены Т.Д. Мамадалиевым). Данный факт может быть



1. Сейсмогеологический разрез по профилю КМПВ IV:

1- границы сейсмических блоков; 2- положение Мохо по результатам интерпретации; 3- рассчитанная средняя скорость; 4- разрывные нарушения, выделяемые по сейсморазведке

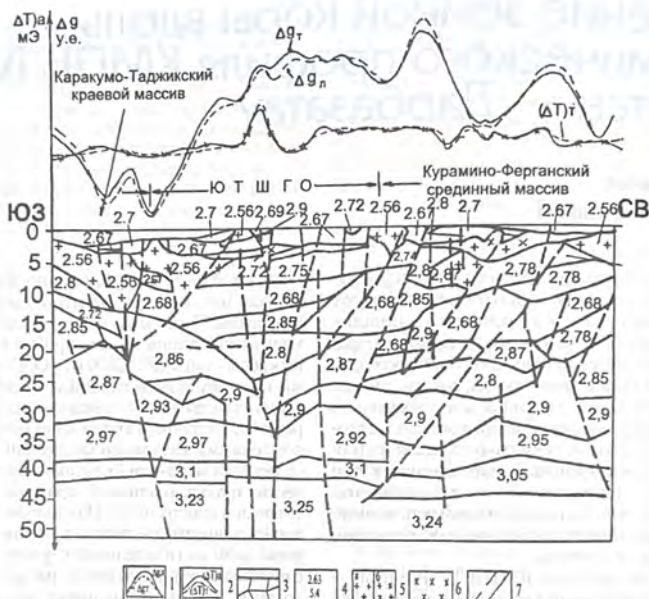


Рис.2. Геолого-геофизическая модель по профилю КМIV IV:

1- Δg - локальная составляющая гравитационного поля, Δg_t - теоретическая кривая от модели; 2- ΔT - аномальный магнитного поля, (ΔT) - теоретическая кривая от модели; 3- блоки земной коры, полученные по результатам моделирования; 4- петрофизические параметры геоблоков: в числителе - эффективная плотность, г/см³, знаменателе - пластовая скорость продольных волн, км/с; 5- интрузивные тела: а - граниты, б - гранодиориты; 6- среднего; 7- разрывные нарушения

объяснен, на наш взгляд, присутствием в разрезе достаточно мощных геологических объектов как с пониженными, так и повышенными скоростями.

В результате анализа волновой картины на профиле по известным характерным признакам выявлена система разрывных нарушений, покрывающая густой сетью практически весь геологический разрез. Большинство разломов коровые, т.е. не достигают поверхности Мохора, а затухают либо в верхней, либо в нижней коре. По характеру падения выделяются как субвертикальные, так и наклонные, отдельные нарушения переходят в листрические разломы. Разрывные нарушения нередко разграничивают области разреза с различным типом волновой картины.

Строение земной коры вдоль профиля по результатам геоплотностного и геоманитного моделирования имеет явно выраженный блоково-слоистый характер. Особенностью рассматриваемого разреза (рис. 2) является наличие гетерогенного фундамента с весьма суще-

ственными отличиями в возрасте. Для Каракум-Таджикского краевого массива он дорифейский-раннефайский, Южно-Тянь-Шаньской геосинклинальной герцинский, Курамино-Ферганского срединного массива - допалеозойский (раннерифейский). Глубинное залегание для краевого массива - 5-7 км, геосинклинальной системы - от 1,0 км до выходов на дневную поверхность (Нуратинские горы), срединного массива - 2-3 км. Отличительная черта верхней части разреза - промежуточно-структурного этажа (ПСЭ) на Курамино-Таджикском массиве - выделение мощного палеозойского интрузива, подошва которого фиксируется на отметках более 12 км. Батолит в северной части массива значительно перекрывает терригенные породы верхнего палеозоя и карбонатные толщи, мощность их существенно возрастает в передовом прогибе до 6 км.

Строение фундамента Южно-Тянь-Шаньской геосинклинали отличается широким развитием осадочных метаморфических комплексов, среди которых рас-

и карбонатные породы. Низы разреза сложены из до- или нижнепалеозойскими метаморфическими толщами. Магматогенные породы представлены интрузиями преимущественно кислого состава, наиболее крупные из которых тяготеют к зонообразным разломам, ограничивающих геосинклиналей. Эффузивный магматизм выражен небольшими вулканогенно-терригенных пород с эффузивно-осадочного-основного состава, залегающих вблизи фундамента.

Осадочные образования ПСЭ Курамино-Ферганско-срединного массива, примыкающего с севера к наклонной системе, характеризуются интенсивным развитием магматогенных комплексов (как интрузивных, так и эффузивных, хотя первых не много), составляющих около половины объема всех пород данного этажа. В зоне, прилегающей к глубинному Кызылкум-Южно-Ферганскому массиву, выделены отдельные тектонические пласты пород фундамента, залегающие в теле ПСЭ.

В осадочно-метаморфических комплексах четко широко распространены карбонатные и ригенно-карбонатные толщи.

Строение глубоких горизонтов земной коры в профиле имеет явно выраженный блоковый характер, интенсивную раздробленность, существен-

ную дифференцированность пород, слагающих отдельные тела и объекты по физическим свойствам. Геометрия блоков очень разнообразна. Отличительной чертой геологического разреза является присутствие достаточно мощных зон разуплотнений, которым соответствуют также области пониженных скоростей, обособляющиеся в один или два этажа. Выше поверхности Мохо выделяется переходная зона мощностью от 2,5 до 6 км, увеличивающейся под жесткими массивами, плотность ее меняется от 3,05 до 3,1 г/см³. Подошва этой зоны принимается за собственно поверхность Мохоровичича, гипсометрический уровень которой находится между 40-43 км. Плотность верхней мантии возрастает в сторону геосинклинальной системы (от 3,23 до 3,25 г/см³).

По результатам комплексной интерпретации выделено большое количество разрывных нарушений. Морфология их меняется от субвертикальной до листрической. Большинство разломов имеет коровый характер, некоторые достигают поверхности Мохо (при этом амплитуда сбросов лежит в пределах 1-2 км), разрывные нарушения нередко образуют сложнопостроенные системы, где причудливым образом увязываются разломы, секущие различные тектонические структуры. При этом роль каждого из элементов, входящих в такую систему, еще предстоит выяснить.

ТЕМПАТУРА

Баджанов Т.Л., Мордвинов О.П. Особенности строения земной коры Юго-Западного Узбекистана // *Journal of mineral resources*, 2001, № 4. С. 42-46.

Лях Е.Г., Левашов С.П. Построение геоплотностных моделей методом последовательного накопления слоев масс. Киев: Наукова Думка, 1987. 60 с.

Мордвинов О.П. Строение докембрийских образований Амударьинской впадины. Статья 1. Методика комплексной интерпретации геофизических данных при изучении докембрийских образований Амударьинской впадины. М.: ДПИ, в ВИЭМС, 1988. 13 с.

Мордвинов О.П. Особенности тектонического строения докембрийских образований БХНГО // *Узбекский журнал нефти и газа*, 2002, №2.

Мордвинов О.П. Особенности строения структурной поверхности фундамента Бухарской нефтегазовой области по геофизическим данным // *Узбекский журнал нефти и газа*, 2002, № 3. С. 9-10.

NOTATION

The geological structure of the Earth's crust is considered along the seismic profile КМПВ IV (Kamchatka-Darbazatan), situated in the level of three main tectonic region structures and received according to complex interpretation material and geological-geophysical modeling.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ЖИДКОСТНЫХ ВАНН НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЛИНИСТЫХ КОРОК ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

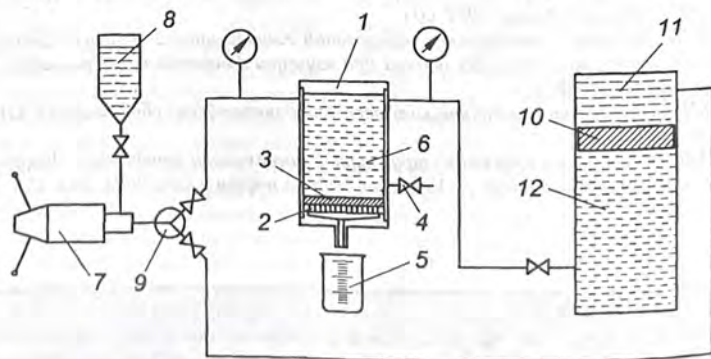
Э.У. Мамаджанов
(ОАО «УзЛПИнефтьгаз»)

Установка жидкостных ванн — наиболее распространенный метод ликвидации прихватов колонн в результате перепада давления. Несмотря на то что изучению этого явления уделяется повышенное внимание, однозначного объяснения природы и механизма его действия до сих пор не существует ввиду сложности и многофакторности происходящих при этом процессов. Считается, что эффект ванн заключается в физико-химическом взаимодействии закачиваемой жидкости с фильтрационной коркой на контакте с бурильным инструментом, приводящим к ее разрушению, снижению коэффициента трения и сил адгезии между коркой и металлом труб, а также гидростатического давления в стволе скважины, следовательно — перепаду его в зоне прихвата.

В своих исследованиях мы использовали установку, моделирующую стенку скважины

(рисунок). Она представляет собой камеру, пронизываемую дном, в которой образуется глинистая корка.

Опыты осуществлялись в следующем порядке. В камеру помещался исходный глинистый раствор удельным весом $1,2 \text{ г/см}^3$, приготовленный из местной каттакурганской глины, обработанной 0,5 %-ным КМЦ. Затем при помощи гидравлического пресса создавалось давление 2 МПа, и глинистый раствор 90 мин пропускать через фильтровальную бумагу. В результате формировалась корка толщиной 6-8 мм. Затем камеру закачивалась анализируемая жидкость ванны, вытесняющая буровой раствор через сливной патрубок. В течение 180 мин она формировалась через сформированную глинистую корку, причем в первые 150 мин в камере поддерживалось давление 2 МПа, затем оно снижалось до 4 и держалось последующие 30 мин.



Установка для изучения поражаемости глинистых корок:

1 - камера с пронизываемым дном; 2 - фильтр; 3 - глинистая корка; 4 - патрубок для стока фильтрата; 5 - мерный цилиндр; 6 - манометр; 7 - пресс высокого давления; 8 - масляная емкость; 9 - манифольд; 10 - разделитель; 11 - манометр; 12 - испытываемая жидкость ванны

Таблица 1

Фiltrация различных жидкостей ванн через корку, сформированную из глинистого раствора:
 20 г/см^3 ; $T=22 \text{ с}$; $B=18 \text{ см}^3$

Фiltrуемая жидкость	Объем фiltrации (см^3) при давлении в камере, МПа			Примечание
	за 30 мин	за 150 мин	за 180 мин	
пресная	5	32,5	40	
масло «Универсал»	3	21	—	На 152-ой мин произошел гидроразрыв корки спустя 2 мин после поднятия давления до 4 МПа
масло «Санфор»	7	36,5	44,7	Корка сильно рыхлая, кашеобразная
перекись водорода	2	32,5	—	На 172-ой мин произошел гидроразрыв корки, она кашеобразная, растекающаяся
гидразина гидрат	1,5	18,5	23,5	
отход производства лактама	11	29	33	Имеются немногочисленные глубокие трещины
трансформаторное	2	66	106	Корка покрыта ярко выраженной густой сетью глубоких трещин
дизельное топливо	3	36	51	В фiltrате 20 см^3 воды и 31 см^3 диз. топлива, корка целая, толстая, без видимых по центру трещин
масло 0,2% ПАВ SAFA	1,5	20,5	26,5	Корка толстая с многочисленными глубокими трещинами
6% соляная кислота	16	137	—	На 157-ой мин произошел разрыв, корка очень рыхлая
12% соляная кислота	60	208	—	На 153-ей мин произошел разрыв, корка сильно рыхлая, разъеденная, с трещинами и отслоениями

ле этого корка уплотнялась. Через 90 мин скорость фiltrации стабилизировалась и имело постоянное значение. Если при эффекте жидкости ванны она начинала расти, то это свидетельствовало о разрушающем действии на фiltrационную корку. На этом принципе проводились испытания различных растворов жидкостей. Изучались два типа фiltrационных корок (первый сформирован из глинистого раствора, второй — на меловой основе) и только видов жидкостей (табл. 1, 2).

При воздействии пресной воды на корку, обрванную через 90 мин из исходного глинистого раствора, фiltrация происходила с повышенной скоростью. Корка сохранила свой внешний вид. В случае с нефтью (Кокдума) интенсивность фiltrации была небольшой, выход жидкости начался спустя 20 мин: $26,5 \text{ см}^3$ 18 составила вода, вытесненная из чистой корки, остальное — нефть. На корке образовались трещины, видимо, еще не успевшие за это время углубиться до основания. При испытании агрессивных кислотосодержащих веществ наблюдалась химическая реакция, разъедающая и смягчающая скелет глинистой корки до кашеобразной массы. Средство «Санфор» более интенсивно увеличивало скорость фiltrации через корку, т.е. разруло ее быстрее, чем «Универсал». Примерно же отмечалось в случае с перекисью водорода. Лучшие результаты получены с приме-

нением 7,5%-ной соляной кислоты: скорость фiltrации заметно увеличивалась.

Хорошую фiltrуемость показало трансформаторное масло. Корка была покрыта многочисленными трещинами, после воздействия дизельного топлива поверхность ее стала гладкой. Щелочные отходы капролактама вызывают отверждение корки и появление трещин.

Изучалась поражаемость различными химическими активными жидкостями фiltrационных корок, полученных из раствора на основе местного строительного тонкопросеянного мела, стабилизированного 0,5%-ным КМЦ (табл. 2). В результате плохой седиментационной устойчивости при такой рецептуре корка имела толщину 18-20 мм. Углеводороды (нефть, масло трансформаторное, дизельное топливо) не влияли заметно на ее скелет, что свидетельствует о нейтральности их по отношению к мелу. Наибольшее разрушение отмечается при использовании жидкости из 7,5%-ой соляной кислоты и средства «Санфор»: корка превратилась в кашеобразную, рыхлую и разъеденную массу.

Капролактан вызвал трещинообразование в верхнем слое фiltrационной корки. Это дает основание полагать, что при продолжительности химического воздействия она могла разрушиться на всю глубину, скорость фiltrации при этом резко увеличилась бы.

Изучение влияния некоторых типов жидкостей ванн на состояние фiltrационных корок

Фiltrация различных жидкостей ванн через корку, сформированную из мелового раствора
 $\gamma = 1,19 \text{ г/см}^3$; $T = 18 \text{ с}$; $V = 8 \text{ см}^3$

Испытываемая жидкость	Объем фильтрации (см ³) при давлении в камере, МПа			Примечание
	за 30 мин	за 150 мин	за 180 мин	
Вода пресная	3	24	32	
Средство «Универсал»	10	31	40	Верхний слой толстой корки на глубину 2-3 мм покрыт густой сетью трещин
Средство «Санфор»	9,5	31	40,5	Корка сильно разрушенная, рыхлая, кашеобразная, толщина ее уменьшилась
10% перекись водорода	9,3	25	27	Корка кашеобразная, растекающаяся, с многочисленными кавернами и уменьшенной толщиной
10% гидразина гидрат	1,5	17	22	Корка растекающаяся, толщина ее уменьшена вдвое
Жидкий отход производства капролактама	2,2	14,5	20	Верхний слой толстой корки сильно разъеден и покрыт мелкими трещинами, очень мягкая
Масло трансформаторное	4,3	30	50	Корка толстая, без видимых повреждений
Дизельное топливо	9	95	160	То же
Нефть + 0,2% ПАВ САФА	4	13,5	16,5	—//—
13,5% соляная 1 кислота	19	50	63,5	Корка сильно разъеденная, поврежденная, рыхлая, бурную реакцию с выделением газа
7,5% соляная кислота	12	66	—	На 172-ой мин произошел разрыв, корка кашеобразная, сильно поврежденная и разъеденная

не выявило их быстрого повреждения, однако позволило выделить ряд закономерностей, способствующих лучшему пониманию механизма их действия.

Обнаружено, что некоторые жидкости (нефть, нефтепродукты, щелочи) практически не фильтруются через корку, а, сжимая ее, выдавливают свободную воду из пор. В уплотненной и обезвоженной корке проницаемость сильно уменьшается. Для успешной же реализации ванны требуется нарушение ее целостности путем повышения давления жидкости. В результате она деформируется и покрывается трещинами, что

вызывает быстрое проникновение жидкости в пласт и резкое уменьшение перепада давления. Смазочный же эффект нефтяной ванны, по нашему мнению, не играет решающей роли при освобождении прихватов. Эти наблюдения в многом совпадают с выводами [1], где утверждается, что положительное влияние достигается при повышении гидростатического давления, когда закачанный раствор по возникшим трещинам проникает в пласт и, взаимодействуя с породой и содержащейся в ней жидкостью, способствует освобождению от прихвата.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Иванников И.В.** Методология и методы борьбы с прихватами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2002, №4. С. 6.
2. **Москумов А.А.** Гидродинамические основы совершенствования технологии проводки глубоких скважин. Недра, 1976. С. 170.

ANNOTATION

Influence of liquid baths on filtration characteristics of clay crust in the process of liquidation drilling tools sticking is studied.

Новая технология эксплуатации подземного азохранилища Газли (IX горизонт)

А. Назаров, Г.Ф. Толкушин, Х.И. Усманов
О «УзЛИТНефтегаз»

Подземное хранилище газа (ПХГ) Газли эксплуатируется посредством старых производственных мощностей, оставшихся от разотки одноименного месторождения (скважины, шлейфы, сборные пункты, дожимные прессорные станции и др.). К настоящему времени они задействованы полностью, а некоторые требуют модернизации, в частности, компрессорная станция (ДКС). Поэтому для достижения проектных объемов хранения газа (3 млрд. м³) и максимального суточного отбора (30 млн м³) планируется замена «старой» ДКС, практически исчерпавшей свой моторесурс, на новую и увеличение среднего давления на 1,7 кгс/см², что эквивалентно повышению буферного объема на 1 млрд. м³. Используя существующее ко-

личество скважин (195), шлейфы, сборные пункты (СП) и систему соединительных газопроводов (4 нитки диаметром 720 мм и 2 — 1020 мм), можно достичь проектных показателей. При этом циклическая работа хранилища будет происходить в диапазоне пластовых давлений 19,59 кгс/см² (максимальное) и 17,87 (минимальное) с показателем на входе в новую ДКС в наиболее напряженный период отбора 7,9 кгс/см² и на выходе — 56,0.

Предлагаемая технология отличается от существующей тем, что проектные величины достигаются не путем увеличения минимального и максимального пластовых давлений (а, следовательно, и буферного объема), а путем их снижения (табл. 1). Получаемый при этом негативный техноло-

Таблица 1

Сравнение проектных параметров циклической эксплуатации с достигаемыми при новой технологии на ПХГ Газли

Параметр	Фактический (на 2001 г.)	Проектный	По новой технологии
Буферный объем, млрд. м ³	2,7	3	3,7
Изменение (+) или сокращение (-) буферного объема по сравнению с достигнутым, млрд. м ³	0	2,6	-4
Максимальный суточный отбор, млн. м ³ /сут	19	30	30
Максимальное пластовое давление, кгс/см ²	18	19,59	15,53
Минимальное пластовое давление, кгс/см ²	16,24	17,97	13,39
Количество эксплуатационных скважин	195	195	230
Количество (диаметр) ниток соединительного газопровода, шт (мм)	4 (d=720) 2 (d=1020)	4 (d=720) 4 (d=1020) в т.ч. 2 новые	4 (d=720) 4 (d=1020) в т.ч. 2 новые
Давление на входе в ДКС, кгс/см ²	11,0-11,5 (старая ДКС)	7,9 (новая ДКС)	7,1 (новая ДКС)
Среднее число дней отбора	140	120	150

гический эффект компенсируется ростом эксплуатационного фонда скважин, «расшировкой» системы соединительных газопроводов, уменьшением проектного давления на входе в новую ДКС, увеличением продолжительности периода отбора и созданием зон высокого давления на отдельных участках пласта-коллектора.

Как видно из табл. 1, циклическая эксплуатация по новой технологии осуществляется при более низких пластовых давлениях, но при большом количестве эксплуатационных скважин и добавлении двух соединительных газопроводов. Эксплуатационный фонд скважин на ПХГ Газли можно увеличить частично за счет ликвидированных или перевода неэффективно функционирующих из нижележа-

щих горизонтов, что улучшит экономические показатели. Срок окупаемости питательных вложений в строительство ДКС при внедрении новой технологии составит 3 года (табл. 2). Параметры выработки ПХГ на циклический режим по новой технологии оценивались нетрадиционным способом, т.е. объемы ежегодно закачанного газа были меньше (а не больше, это принято в теории создания ПХГ) объемов отбираемого. Как видно из табл. 2, эта величина составила 4 млрд. м³, параллельно происходил поэтапный ввод новых скважин, а также строительство двух дополнительных соединительных газопроводов, что позволило поддерживать уровень отбора газа на отметке 2,0 млрд. м³ в год в течение 2002-2004 г.

Табл. 1
Параметры вывода ПХГ Газли на циклический режим эксплуатации по новой технологии

Временной интервал	Год	Объем газа, млрд. м ³	Пластовое давление на конец сезона, кг/см ²	Превышение отбираемых объемов над закачиваемыми, млн. м ³	Нарастающие объемы, превышающие отборы над закачкой, млн. м ³	Кол-во экспл. скважин	Макс. суточный отбор, млн. м ³ /сут	Кол-во вводимых скважин и их диаметр
1-ый	Закачка, 2002 г.	2200	17,51	—	—	—	—	1 н.к. (d=102)
	Отбор, 2002-2003 гг.	2600	15,94	400	400	210 (15)*	19	1 н.к. (d=102)
	Закачка, 2003 г.	2100	17,27	—	—	—	—	1 н.к. (d=102)
	Отбор, 2003-2004 гг.	2700	15,71	600	1000	230 (20)	19	1 н.к. (d=102)
2-ой	Закачка, 2004 г.	2700	17,27	—	—	—	—	1 н.к. (d=102)
	Отбор, 2004-2005 гг.	3700	15,13	1000	2000	—	29	1 н.к. (d=102)
	Закачка, 2005 г.	2700	16,69	—	—	230	—	1 н.к. (d=102)
	Отбор, 2005-2006 гг.	3700	14,54	1000	3000	—	30	1 н.к. (d=102)
	Закачка, 2006 г.	2700	16,11	—	—	230	—	1 н.к. (d=102)
	Отбор, 2006-2007 гг.	3700	13,97	1000	4000	—	30	1 н.к. (d=102)
	Закачка, 2007 г.	2700	15,53	—	—	230	—	1 н.к. (d=102)
3-ий	Отбор, 2007-2008 гг.	3700	13,39	—	—	230	30	1 н.к. (d=102)
	Закачка, 2008 г.	3700	15,53	—	—	230	—	1 н.к. (d=102)

* Число дополнительно вводимых скважин.

Таблица 3

параметры отбора газа из ПХГ Газли при циклической эксплуатации ($V_{\text{вх}} = 3700$ млн. м^3 , $V_{\text{б}} = 4$ млрд. м^3 , дополнительные две нитки с $d = 1020$ мм)

Месяц	Продолжительность периода, сут	Объем отбора газа, млн. м^3				Пластовое давление, кгс/см^2	Давление на входе в ДКС, кгс/см^2	Кол-во работающих скважин
		средне-суточный	за период	за месяц	нарастающий			
Октябрь	31	16	176	176	176	15,53		
	10	19	190			15,43	10,3	150
Ноябрь	20	21	210				10,2	
	30	22	220	620	796	15,07	9,1	
	10	28	280				8,3	180
	20	28	280				7,9	
Декабрь	20	28	280				7,6	
	31	28	308	868	1664	14,57	7,3	230
	10	28	280				7,1	
	20	27	270				7,4	
Январь	31	26	286	836	2500	14,09	7,6	230
	10	25	250				7,9	
Февраль	20	24	240				8,1	
	28	23	184	674	3174	13,7	8,4	230
	10	18	180				8,4	
Март	20	17	170				8,7	
	31	16	176	526	3700	13,39	9	180

ода новой ДКС несмотря на снижение давлений. Помесячный расчет параметров циклической эксплуатации ПХГ Газли после ввода ДКС на активный объем 3,7 млрд. м^3 за 150 дней (табл. 3) показал, что в самый напряженный период отбора (декабрь-январь) реализуется 30 млн. м^3 , при этом давление на входе на станцию минимальное (7,1 кгс/см^2). Таким образом, новая технология эксплуатации ПХГ Газли обеспечивает 1,5-кратное

увеличение производительности объекта путем внедрения ряда технических и технологических решений, а также строительства новой ДКС. Затраты на нее окупаются посредством продажи инвесторам извлеченного в результате циклической работы ПХГ при более низких пластовых давлениях буферного объема. Ожидаемый экономический эффект от внедрения изложенной технологии составит 162,4 млн. долл. США.

ANNOTATION

Reviewed is a technology of project indexes achievement for underground gas storage Gazly (IX horizon) at the expense of buffer gas volume decrease and consequently maximum and minimum formation pressures. The latter is compensated by increase of the exploitation wells fund, "joining up" of the jointing pipelines by decrease of project pressure on inlet at the booster compressor station, increase of the selection period duration.

Упруго-пластический режим разработки месторождений с неустойчивыми коллекторами

Э.К. Ирматов, А.Х. Агзамов, Б.Х. Хужаёров, Н.Э. Шодмонов, А.А. Закиров

(ОАО «УзЛТИнефтегаз», ТашГТУ, КНИИРП Сам. отд. АН РУз, АК «Узгеонефтегазказибичкар»

Бурение скважин глубиной свыше 4000-5000 м с целью поиска залежей нефти и газа производится во все возрастающих объемах. Нефтеносность отложений на этих отметках доказана во многих регионах мира (США, Канада, Азербайджан, Украина, Туркмени, Россия и др.). Некоторые новые месторождения на территории Узбекистана также приурочены к глубокопогруженным пластам (Тергачи, Варык II, Наманган, Гумхана и др.). В целях грамотной их эксплуатации необходимо знание гидродинамических особенностей фильтрации жидкостей для использования установленных зависимостей при проектировании и анализе разработки объектов.

Основной особенностью изучаемых месторождений нефти обычно являются низкая пористость и проницаемость пород. С ростом глубин расположения коллекторов нефти и газа эти показатели уменьшаются [1]. При разработке таких объектов в естественном режиме свойства пластов-коллекторов изменяются в результате смыкания трещин и уменьшения порового пространства. Кроме того, при разрушении скелета пород, представленных рыхлыми осадочными образованиями, происходит вынос песка к забоям скважин. Механизм этого явления несмотря на многочисленные публикации еще не изучен в должной мере ни в практическом, ни в теоретическом плане.

При фильтрации флюидов из глубокопогруженных отложений параметры жидкости и коллектора изменяются с давлением. Зависимости проницаемости k и пористости m от эффективного давления имеют вид кривых, выпуклых к осям k/k_0 и m/m_0 , где k_0 , m_0 - первоначальные значения при $p_0 = \text{const}$. В принципе они могут быть выражены различными математическими формулами. В работе показано, что эти кривые с большой степенью точности в значительном диапазоне изменения давления описываются экспоненциальными зависимостями

$$k = k_0 \exp(-\alpha_{k0}(p_0 - p)), \quad m = m_0 \exp(-\beta_{m0}(p_0 - p)),$$

где α_{k0} , β_{m0} - коэффициенты изменения проницаемости и пористости соответственно, МПа⁻¹.

В глубоких нефтяных пластах за счет роста эффективных напряжений проявляется упруго-пластический режим деформации, иногда приводящий к их разрушению. В работах [4, 5] предложена первая математическая модель этого процесса с учетом разрушения пород, где зависимости проницаемости и пористости от давления модифицированы в виде

$$\uparrow k = k_0 \exp(-\alpha_{k0}(p_0 - p)) + \theta(p_s - p) k_{s0} [1 - \exp(-\alpha_{ks}(p_s - p))],$$

$$\downarrow m = m_0 \exp(-\beta_{m0}(p_0 - p)) + \theta(p_s - p) m_{s0} [1 - \exp(-\beta_{ms}(p_s - p))],$$

$$\uparrow k = k_0 \exp(-(a_{k0} - a_{k1})(p_0 - p)) \exp(-a_{k1}(p_0 - p)) + \theta(p_s - p) k_{s0} [1 - \exp(-\alpha_{ks}(p_s - p))],$$

$$\uparrow m = m_0 \exp(-(\beta_{m0} - \beta_{m1})(p_0 - p)) \exp(-\beta_{m1}(p_0 - p)) + \theta(p_s - p) m_{s0} [1 - \exp(-\beta_{ms}(p_s - p))],$$

где $\theta(x)$ - единичная функция Хевисайда; k_{s0} , m_{s0} - коэффициенты максимально возможного увеличения k и m за счет выноса частиц; α_{ks} , β_{ms} - коэффициенты изменения k и m ; p_s - давление, при котором нарушается целостность пласта; $\beta_{m1} = \beta_{m0} \exp(-\eta_{m0}(p_0 - p))$, $\alpha_{k1} = \alpha_{k0} \exp(-\eta_{k0}(p_0 - p))$, $p_0 \geq p_1$, η_{m0} , η_{k0} - коэффициенты необратимого изменения пористости и проницаемости; p_1 - распределение давления в конце фазы понижения.

основе (2)-(5) получены уравнения фильтрации в режиме понижения и восстановления давления

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi + \frac{m_{s0} \theta(\sigma(\varphi))}{m_0} (1 - \delta_1 \varphi^{\beta_{m0}/\beta}) \varphi^{\beta_{s0}/\beta} \right] = \chi_1 \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \left[\varphi^{\gamma-1} + \frac{k_{s0} \theta(\sigma(\varphi))}{k_0} [1 - \delta_2 \varphi^{\alpha_{s0}/\beta}] p^{\frac{\alpha_p + \beta_{m0}}{\beta}} \right] \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right\}, \quad (6)$$

$$\begin{aligned} & \uparrow \frac{\partial}{\partial t} \{ \exp[-\varphi_2(x)] \exp[-\psi_2(x)(p_0 - p)] + \xi_2(x) \exp(-\beta_{\infty}(p_0 - p)) \} = \\ & = \chi_2 \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \left[\exp[-\varphi_1(x)] \exp[-\psi_1(x)(p_0 - p)] + \xi_1(x) \exp[-(\beta_{\infty} - a_{\mu})(p_0 - p)] \right] \frac{\partial p}{\partial x} \right\}, \quad (7) \end{aligned}$$

время; x - линейная координата; $\varphi = \exp(-\beta(p_0 - p))$, $\varphi(T, x) = \exp(-\beta(p_0 - p_1)) = \psi(x)$, $\beta = \beta_{m0} + \beta_s$; β_s - коэффициент сжимаемости пор; a_{μ} - коэффициент изменения вязкости; $\gamma = \alpha/\beta$, $\alpha = \alpha_{k0} + \beta_{\infty} - a_{\mu}$, μ_0 - вязкость при $p = p_0$.

$\exp(\beta_{m0}(p_0 - p_s))$, $\delta_2 = \exp(a_{ks}(p_0 - p_s))$, $\sigma(\varphi) = p_s - p_0 - (1/\beta) \ln \varphi$,

$$\xi_1(x) = \frac{k_{s0}}{k_0} [1 - \delta_1(\psi(x))^{\alpha_{s0}/\beta}] p(p_s - p_1), \quad \xi_2(x) = \frac{m_{s0}}{m_0} [1 - \delta_2(\psi(x))^{\beta_{s0}/\beta}] p(p_s - p_1),$$

$$\varphi_1(x) = a_{k0} [1 - \psi_1(x)^{\eta_{k0}/\beta}] \cdot \left[-\frac{1}{\beta} \ln |\psi(x)| \right], \quad \varphi_2(x) = \beta_{m0} [1 - \psi(x)^{\eta_{m0}/\beta}] \cdot \left[-\frac{1}{\beta} \ln |\psi(x)| \right],$$

$$\psi_1(x) = \beta_{\infty} - a_{\mu} + a_{k0} \psi(x)^{\eta_{k0}/\beta}, \quad \psi_2(x) = \beta_{\infty} + \beta_{m0} \psi(x)^{\eta_{m0}/\beta}, \quad \chi_1 = \frac{k_0}{\mu_0 m_0 \beta},$$

$$= \frac{k_0}{m_0 \mu_0}.$$

При анализе этих уравнений рассмотрены некоторые модельные задачи, которые решены численным методом [6, 7]. Здесь модель адаптирована к реальным данным, полученным для месторождения Наманган.

Определим параметры a_{k0} , β_{m0} . Используя методику [8], выведем расчетные зависимости, которые в больших депрессиях значительно отличаются от фактических. По кривым зависимости k от Δp , полученным для скв. 13, 16, 21 (V пл.) (рис. 1), выведены выражения типа (1). Для этого по

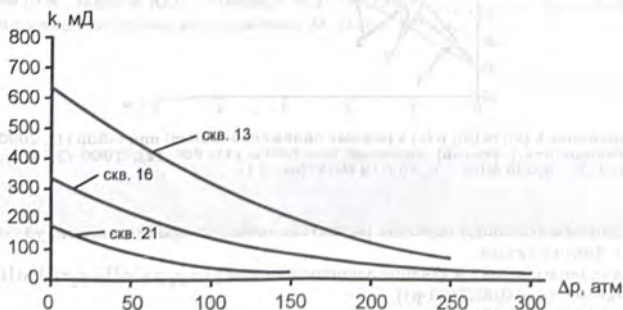


Рис. 1. Изменение проницаемости от депрессии (м-е Наманган)

Значения проницаемости для расчета a_{ko} (м-е Наманган, V пл.)

p_0-p , МПа	$10^{12} k_F$, m^2	$10^{12} k_D$, m^2	a_{ko} , МПа ⁻¹
Скв. 13			
5	0,46	0,47	0,0691
10	0,35	0,34	0,0619
15	0,25	0,246	0,0642
20	0,18	0,178	0,0636
		сред.	0,0647
Скв. 16			
5	0,25	0,245	0,0673
10	0,17	0,172	0,0722
15	0,08	0,084	0,0738
20	0,04	0,041	0,0723
		сред.	0,0714
Скв. 21			
5	0,09	0,087	0,1386
10	0,04	0,042	0,1502
15	0,02	0,02	0,1465
20	0,01	0,01	0,1445
		сред.	0,145

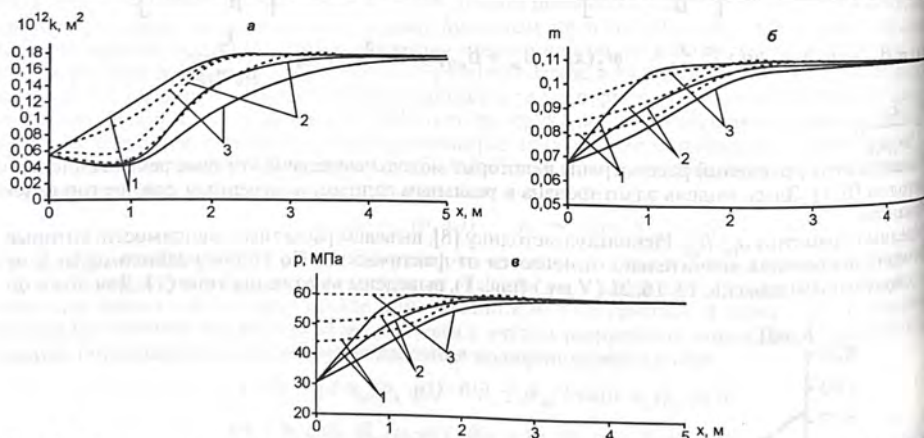


Рис. 2. Распределение k (а), m (б), p (в) в режиме понижения (линия) при $t=500$ (1), 2000 (2), 4000 (3) и восстановления (пунктир) давления при $t=200$ (1), 500 (2), 1000 (3) с, $k_{so}=0,031$, $a_{ko}=0,096$ МПа⁻¹, $\beta_{ms}=0,013$ МПа⁻¹ (скв.21)

фактическим данным (таблица) оценены расчетные значения проницаемости, удовлетворительно совпадающие с фактическими.

Таким образом, определены следующие зависимости $k(m^2)$ от p_0-p (МПа, $p_0=60$ МПа):
 скв. 13: $k=0,65 \cdot 10^{-12} \exp(-0,0647(60-p))$,
 скв. 16: $k=0,35 \cdot 10^{-12} \exp(-0,0714(60-p))$,
 скв. 21: $k=0,18 \cdot 10^{-12} \exp(-0,145(60-p))$.

принимая характерные значения отношения a_{k0}/β_{m0} [1] и используя фактические данные, найдем зависимости m от p_0-p ($p_0=60$ МПа):

в.13: $m=0,15\exp(-0,01(60-p))$,

в.16: $m=0,13\exp(-0,015(60-p))$,

в.21: $m=0,11\exp(-0,02(60-p))$.

(9)

Эти параметры далее применены при расчетах показателей фильтрации на основе модели [4, 5] с учетом разрушения скелета пласта в упруго-пластическом режиме.

При обработке кривых изменения проницаемости, пористости и давления, полученных для скв. безосторождения Наманган (рис. 2), использованы значения k_0 , m_0 , a_{k0} , β_{m0} . Остальные параметры принимаются: $p_0=60$ МПа, $p_s=30$ МПа, $p_x=50$ МПа, $\rho=950$ кг/м³, $a_\mu=0,0005$ МПа⁻¹, $\beta_\mu=0,001$ МПа⁻¹, $\mu=2,0$ Па·с.

Анализ представленных зависимостей показывает, что необратимые изменения k и m существенно зависят от разрушения скелета пласта. В призабойной области возможно образование сильно деформированной зоны, коллекторские свойства которой выше, чем более отдаленной. В последней за счет упругой деформации коллектора k и m значительно уменьшаются, что не полностью компенсируется выносом песка.

ЛИТЕРАТУРА

- Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. 237 с.
- Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т. и др. Механика насыщенных горных пород. М.: Недра, 1970.
- Николаевский В.Н. К построению нелинейной теории упругого режима фильтрации жидкости и газа // Справочная математика и техническая физика. 1961, № 4. С. 67-74.
- Жаёров Б.Х. Об уравнениях фильтрации в упруго-пластическом режиме с выносом песка // ДАН РУз. 1984, №4. С.22-24.
- Muzhayorov B.Kh. Elastico-plastical filtration with taking into consideration the destruction of the bed // 3-rd European Fluid Mechanics Conference. 1997. Book of abstracts. Gettlingen. Germany. 15-18 Sept. P.181.
- Жаёров Б.Х., Давиденко М.А., Шодмонов Н.Э. Фильтрация однородной жидкости в упруго-пластическом режиме с учетом разрушения пород // Узб. журн. "Проблемы механики". 1997, №3. С.41-44.
- Жаёров Б.Х., Шодмонов Н.Э. Упруго-пластическая фильтрация с учетом разрушения пласта // Узб. журн. "Проблемы механики". 1998, №3. С.24-29.
- Матвеев Ш.К., Борисов Ю.П., Розенберг М.Д. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1983. 463 с.

NOTATION

It is shown that for literate exploitation of the deep immersed formations it is necessary to know hydrodynamic properties of the fluid filtration in them.

Анализ выработанности запасов нефти месторождения Западный Ташлы

А.А. Закиров

(АК «Узгеонефтегаздобыча»)

В результате геологоразведочных работ, начатых в 1963-1965 гг. и продолжавшихся до 1972 г., на Западно-Ташлинской структуре в XIII горизонте нижнего мела и XV верхней юры были выявлены нефтяные залежи.

В проекте предусматривалось осуществить систему разработки месторождения Западный Ташлы снизу вверх, т.е. первоначально эксплуатировать XV горизонт, а затем XIII за счет возврата скважин.

Залежь нефти XV горизонта разрабатывается с 1970 г.; разбуривание, продолжавшееся в течение 7 лет (1972-1978 гг.), привело к максимальной годовой добыче 62,0 тыс. т.

После этого фонд добывающих скважин уменьшился из-за возврата их (26, 27 - 1979 г., 24, 28 - 1981 г. и т.д.) на XIII горизонт, в результате годовая добыча нефти за 2 года снизилась более чем в 2 раза, а за 5 лет - около 6. Площадное заводнение практически не привело к положительным результатам. В последние годы количество добывающих скважин составляет 5, из них 2 действующие. На 01.01.2002 г. из залежи XV горизонта извлечено 466 тыс. т нефти. Текущий коэффициент нефтеотдачи - 0,31.

Для оценки эффективности разработки необходимо знать, какая часть начальных балансовых запасов может быть извлечена при реализованной системе эксплуатации.

Извлекаемые запасы нефти определялись по характеристике вытеснения нефти водой, предложенной в [1]:

$$R_{ж} = a + bQ_{ж}$$

где $Q_{ж}$ - накопленный отбор жидкости; $R_{ж}$ - жидкостно-нефтяной фактор; a и b - посто-

янные коэффициенты. При этом $1/b$ - запасам нефти, которые можно извлечь залежи при $Q_{ж}$.

Построена зависимость жидкостно-нефтяного фактора от накопленной до-

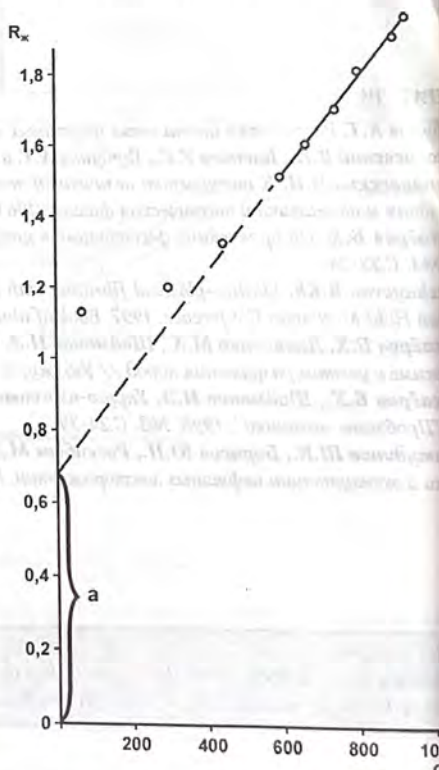
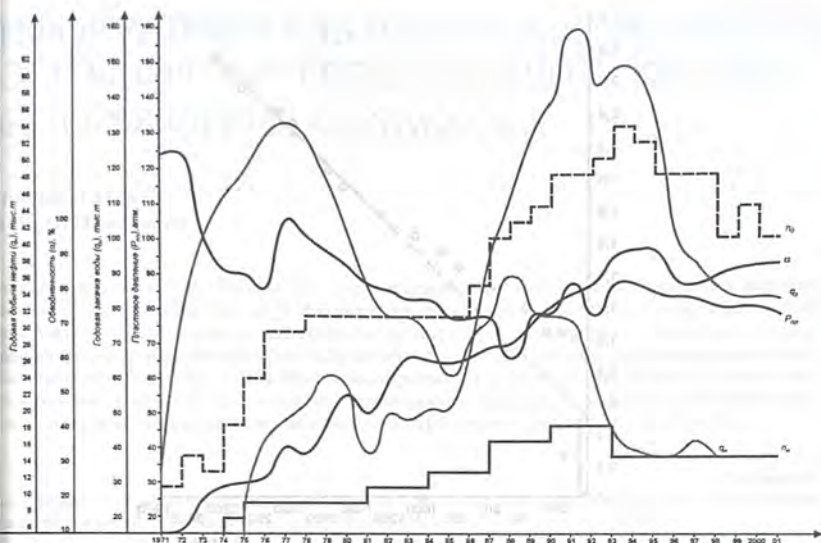


Рис. 1. Зависимость жидкостно-нефтяного фактора от суммарного отбора жидкости для залежи XV горизонта месторождения Западный Ташлы



2. Динамика основных показателей разработки залежи нефти XIII горизонта месторождения Западный Ташлы

кости (рис. 1). По материалам разработки XV горизонта видно, что из данного горизонта при бесконечной промывке пласта можно извлечь 728 тыс. т нефти (до 98% обводненности продукции скважин - 656 тыс. т). Полученные результаты показывают, что при раннем переводе ряда скважин на разработку XIII горизонта часть извлекаемых запасов нефти остается в XV.

Залежь нефти XIII горизонта разрабатывается с 1971 г. по 1977 г., характеризуется годным увеличением фонда добывающих скважин и соответственно годовой добычи нефти (рис. 2). Так, в 1977 г. достигнуто максимальное количество - 52,81 тыс. т и 14 действующих добывающих скважин. С 1978 по 1986 г. их число не изменилось. В этот период происходило ежегодное падение добычи нефти и рост обводненности продукции.

В 1987 по 1994 г. фонд добывающих скважин ежегодно увеличивался за счет возврата

из XV горизонта, что позволило повысить добычу нефти при практически неизменной ее обводненности. В последующие годы из залежи отбирался стабильный объем нефти: на 01.01.2002 г. извлечено 810,1 тыс. т, что составляет 22,92% от начальных балансовых и 72,73% начальных извлекаемых запасов.

Для оценки эффективности процесса разработки залежи XIII горизонта также построена кривая вытеснения нефти водой в координатах $R_{ж} = f(Q_{ж})$ (рис. 3).

Расчеты показывают, что начальные извлекаемые запасы из залежи XIII горизонта при реализованной системе разработки для условий бесконечной промывки пласта составляют 1021 тыс. т, а до предела рентабельной добычи - 918. С учетом накопленной добычи нефти на текущий момент можно ожидать полного отбора остаточных извлекаемых запасов.

Таким образом, реализованная система имеет как положительные (значительное со-

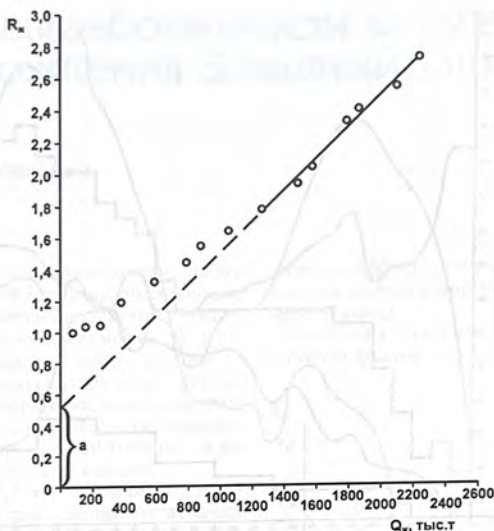


Рис. 3. Зависимость жидкостно-нефтяного фактора от суммарного отбора жидкости для залежи XIII горизонта месторождения Западный Ташлы

кращение количества скважин для извлечения нефти из XV и XIII горизонтов и капитальных затрат на их строительство), так и отрицательные (ранний перевод ряда скважин на XIII горизонт, приводящий к оставлению части извлекаемых запасов нефти в XV) последствия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Посевич А.Г., Назаров С.Н. К оценке остатков запасов нефти в истощенных залежах (на примере месторождений Ферганы) // Известия вузов "Нефть и газ", 1975, №11. С. 3-7.

ANNOTATION

With the aim of complete oil reserves working of the West Tashly field a method of water injection into productive horizons is offered.

ИНФОРМАТИВНОСТЬ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ СОСТОЯНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОКДУМАЛАК

Посевич, Г.П. Ким
О «УзЛТИнефтьгаз»)

Состояние технологического объекта управления характеризуется совокупностью параметров, обладающей различной информативностью $I(x_i^*)$. Чем она выше, тем надежнее процесс отнесения объекта к одной из групп: А или В. Задача подобного типа возникла при разработке месторождения Кокдумалак в связи с необходимостью распознавания нормально работающих скважин (НРС) и тех, в продукции которых отмечено наличие "прорывного" газа (НПГ). Выявленные в работе [1] особенности поведения НРС и скважин с базировались в основном на качественной характеристике процесса, не захватывая количественную. Используя известные методы распознавания образов [2, 3], попытаемся восполнить этот пробел.

Таблица 1
Диагностические коэффициенты и информативность основных параметров, характеризующих состояние нефтедобывающих скважин по признакам НРС и НПГ (обычные условия)

Номер интервала	Граница диапазона		Сглаженная часть		Диагностический коэффициент	Информативность
	НПГ	НРС	НПГ	НРС		
Плотность дегазированной нефти, т/м³						
-1			0,0024	0,0020		
0			0,0143	0,0061		
1	0,810	0,866	0,0524	0,0163	4,521	0,816
2	0,823	0,873	0,1119	0,0612	2,619	0,664
3	0,836	0,879	0,1762	0,1408	0,973	0,172
4	0,849	0,886	0,2000	0,2592	-1,126	0,333
5	0,862	0,892	0,1833	0,2592	-1,504	0,570
6	0,875	0,899	0,1548	0,1673	-0,340	0,021
7	0,888	0,905	0,0738	0,0694	0,268	0,006
Сумма			0,9691	0,9815		2,583
Газовый фактор, м³/т						
-1			0,0025	0,0019		
0			0,0425	0,0135		
1	180	136	0,1025	0,0769	2,036	0,260
2	780	171	0,2100	0,1788	0,697	0,109
3	1380	206	0,2050	0,2942	-1,569	0,700
4	1980	241	0,1925	0,2577	-1,267	0,413
5	2580	276	0,1375	0,1269	0,348	0,018
6	3180	311	0,0750	0,0442	2,293	0,353
Сумма			0,9675	0,9942		1,853
Давление на устье скважин, кгс/см²						
-1			0,0023	0,0038		
0			0,0070	0,0226		
1	115	75	0,0465	0,0943	-3,352	0,802
2	165	115	0,1233	0,1962	-2,020	0,737
3	215	155	0,2442	0,2925	-0,783	0,189
4	265	195	0,2814	0,2377	0,732	0,160
5	315	235	0,1953	0,1170	2,227	0,873
Сумма			0,9000	0,9641		2,760

Обучающая выборка, описывающая 97 скважин по параметрам устьевое давление (P_{yn}), плотности (ρ_n) и газовому фактору (Γ), обработана методом последовательной диагностической процедуры (табл. Ориентировочные границы диапазона оценивались по формуле Стёрджеса

$$\Delta h = (x_{\max} - x_{\min}) / (1 + 3,322 \lg n), \quad (1)$$

где Δh - оптимальная длина интервала; $x_{\max}$ и $x_{\min}$ - максимальное и минимальное значения параметра соответственно; n - общее число наблюдений.

Сглаженная частота (y) определялась методом взвешенной средней (для $i = 3$)

$$y_3 = (y_1 + 2y_2 + 4y_3 + 2y_4 + y_5) : 10; y_0 = y_{-1} = 0, \quad (2)$$

где $y_1, y_2, \dots, y_5, y_0, y_{-1}$ - частоты первого, второго, пятого, нулевого и минус первого интервалов.

Диагностический коэффициент $DK(x_n^k)$ и информативность $I(x_n^k)$ вычислялись по формулам

$$DK(x_n^k) = 10 \lg \frac{P(y_{1n}^k)}{P(y_{2n}^k)}; \quad (3)$$

$$I(x_n^k) = 5 DK(x_n^k) [P(y_{1n}^k) - P(y_{2n}^k)], \quad (4)$$

где $P(y_{1n}^k)$ и $P(y_{2n}^k)$ - вероятность значений параметров, соответствующая первому и второму ступеням технологического объекта (т.е. НРС и НПГ).

Табл. 1
Диагностические коэффициенты и информативность основных параметров, характеризующих фонд нефтедобывающих скважин по признакам НРС и НПГ ("ужесточенные" условия)

Номер интервала	Граница диапазона		Сглаженная частота		Диагностический коэффициент	Информативность
	НПГ	НРС	НПГ	НРС		
Плотность дегазированной нефти, т/м³						
-1			0,0077	0,0048		0
0			0,0462	0,0143		0
1	0,817	0,866	0,1000	0,0333	4,679	1,560
2	0,830	0,872	0,1692	0,0524	5,093	2,976
3	0,842	0,878	0,1385	0,1048	1,211	0,204
4	0,855	0,884	0,1538	0,1857	-0,818	0,130
5	0,867	0,890	0,1308	0,2619	-3,016	1,978
6	0,880	0,899	0,1538	0,2143	-1,439	0,435
Сумма			0,9	0,8714		7,282
Газовый фактор, м³/т						
-1			0,0154	0,0091		
0			0,0538	0,1000		
1	322	203	0,1615	0,2000	-1,269	0,244
2	442	244	0,2308	0,3500	-1,809	1,078
3	562	285	0,2846	0,1864	1,839	0,903
4	682	326	0,1462	0,1091	1,270	0,235
5	802	367	0,0846	0,0273	4,917	1,410
Сумма			0,9769	0,9818		3,871
Давление на устье скважины, кгс/см²						
-1			0,0077	0,0045		
0			0,0385	0,0500		
1	180	100	0,1231	0,1455	-0,726	0,081
2	220	140	0,2231	0,2727	-0,873	0,217
3	260	180	0,2846	0,2864	-0,027	0,000
4	300	220	0,2077	0,1682	0,916	0,181
Сумма			0,8846	0,9273		0,479

для определения принадлежности объекта к НПП или НРС использовалось неравенство

$$10 \lg \frac{\alpha}{1-\beta} < 10 \lg \frac{P(x_{11}^{'})}{P(x_{21}^{'})} + 10 \lg \frac{P(x_{12}^{'})}{P(x_{22}^{'})} + \dots + 10 \lg \frac{P(x_{1n}^{'})}{P(x_{2n}^{'})} < 10 \lg \frac{1-\alpha}{\beta}, \quad (5)$$

α и β - ошибки первого и второго родов соответственно, т.е. вероятность неправильного отнесения первого состояния объекта (НРС) ко второму (НПП) и наоборот.

Как видно из табл. 1, суммарная информативность составила: для давления на устье скважин - 6; плотности нефти - 2,58; газового фактора - 1,85.

Довольно близкие значения этих параметров вполне объяснимы. Действительно, к моменту составления табл.1 (1.09.1999 г.) особых проблем в классификации скважин не возникало, так как основной фактор отличался по большинству НРС и скважинам с НПП чаще всего на порядок, а давление на устье последних равнялось или было выше среднего на устье газодобывающих скважин.

Попытаемся устранить полученную "размытость" по информативности параметров P_{yn} , ρ_n , Γ с учетом того, что основные сложности в распознавании объектов с НПП и без него возникали, как правило, в начальной стадии прорыва свободного газа в нефтедобывающие скважины. На месторождении Кокдumалак (1995-1997 гг.) она характеризовалась той или иной степенью развития режима растворенного газа, значениями газового фактора и устьевых давлений, заключенными в довольно узких интервалах, не позволявших однозначно фиксировать "прорывной" газ. Положение усугублялось периодичностью и точностью замера газового фактора, а также работой от 2 до 5 скважин в один шлейф.

Формализовать эту ситуацию можно, на наш взгляд, путем некоторого "ужесточения" условий данной выше задачи. Для этого оставим в обучающей выборке все однопорядковые значения газового фактора и вновь повторим расчет (табл. 2). В новых условиях информативность параметров составила: $I(\rho_n) = 7,28$; $I(\Gamma) = 3,87$; $I(P_{yn}) = 0,48$.

Сопоставляя данные табл. 1 и 2, можно утверждать, что для условий месторождения Кокдumалак классификацию скважин по признакам НРС и с НПП надежнее всего осуществлять по плотности газированной нефти $I(\rho_{газ}) = 4,93/3$ (среднее значение/сумма мест); затем, учитывая периодичность и точность замеров, а также сумму мест, давлению на устье скважин $I(P_{yn}) = 1,62/4$ и газовому фактору $I(\Gamma) = 2,86/5$.

ЛИТЕРАТУРА

- Посевич А.Г., Ким Г.П. Особенности эксплуатации нефтяных скважин месторождения Кокдumалак // *Устьи I международной конференции "Нефтегазоносность Казахстана"*. Алматы - Атырау, 2001. 232 с.
- Мирзаджанзаде А.Х., Сургутев М.Л., Башиев Б.Т. и др. Методическое руководство по применению статистических методов при изучении факторов, влияющих на коэффициент нефтеотдачи. М.: ОНТИ ВНИИнефть, 74. 123 с.
- Демихов В.И., Леонов А.Н. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. М.: Недра, 1980. 304 с.

ANNOTATION

For conditions of Kokdumalak field an information about parameters is estimated characterizing the state of the normally functioning wells and wells with "outbreaking" gas.

ОБОБЩЕННАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА СЛОЖНОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ КОНЦЕНТРИРОВАННОМ ОТБОРЕ И ПОДКАЧКЕ С УЧЕТОМ РЕЛЬЕФА МЕСТНОСТИ

Н. Зайниев, Р. Садуллаев, И.К. Хужаев, Р.И. Хуррамова
(НГПУ «Мубарекнефтегаз», Институт кибернетики НТЦ СИТ АН РУз)

Для гидравлического расчета сложного магистрального газопровода (МГ) широко используется коэффициент расхода k_p [1, 2]. Мы попытались обобщить данную методику путем введения его аналогов, учитывающих рельеф трассы, концентрированный отбор и подкачку газа из МГ.

Суть способа введения коэффициента расхода k_p заключается в следующем. Выбирается эталонный газопровод диаметром D_0 и эквивалентной шероховатостью k_0 . При заданном перепаде квадрата давления между началом и концом газопровода $P_H^2 - P_K^2$ пропускная способность составляет

$$Q_0 = A \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda_0 L}} D_0^5, \quad (1)$$

где D_0 , λ_0 и L - внутренний диаметр, коэффициент сопротивления и протяженность газопровода;

$A = \frac{\pi T_{ct}}{4 P_{ct}} \sqrt{\frac{R_{вход}}{Z T \Delta}}$ - постоянная транспортируемого газа [1].

Полагается, что рассчитываемый газопровод имеет пропускную способность, отличающуюся

от эталонного в $k_p = \sqrt{\frac{D^5 \lambda_0}{\lambda D_0^5}}$ раз:

$$Q = Q_0 k_p. \quad (2)$$

Из (1) и (2) для перепада давления при $V=1/$
 A^2 следует $P_H^2 - P_K^2 = B Q_0^2 \frac{\lambda_0 L}{D_0^5 k_p^2}$.

Для однопоточного телескопического магистрального газопровода с n участками принимается

$$k_p = \sqrt{L / \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{k_{pi}^2}}, \text{ а если } i\text{-й состоит из } m_i \text{ параллельных нитей, то } k_{pi} = \sum_{j=1}^{m_i} k_{pi,j}.$$

Таким образом, коэффициент расхода можно использовать при расчете телескопического многониточного МГ. Реализация его для сложного отбора и подкачки газа не составляет труда.

В определенных (i -е) точках, которые выступают как границы линейных участков, производится концентрированный отбор ($q_i < 0$) или подкачка ($q_i > 0$) газа. При расходе Q_H в начальной точке МГ расход по участкам составляет

$$Q_1 = Q_H, Q_2 = Q_H + q_1, \dots, Q_i = Q_H + \sum_{j=1}^{i-1} q_j$$

Введение коэффициента отношения расхода

$$k_{qi} = Q_i / Q_H$$

позволяет записать

$$P_K^2 - P_H^2 = B Q_0^2 \frac{\lambda_0}{D_0^5} \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{k_{qi}^2 k_{pi}^2}.$$

Сложнее обстоит дело с учетом изменения рельефа трассы. Полагаем, что на i -м участке линейной L нивелирной высоте МГ меняется от Y_K линейным образом. Интегрирование формулы движения из [1] с учетом уравнения состояния на этом участке приводит к

$$P_H^2 - P_K^2 e^{a(Y_K - Y_H)} = \frac{16 P_{CT}^2 Z T}{T_{CT}^2 R} \frac{\lambda Q^2}{\pi^2 D^5} L \frac{e^{a(Y_K - Y_H)}}{a(Y_K - Y_H)} -$$

$$\text{здесь } a = \frac{2g}{ZRT} \text{ и } b = \frac{16 ZRT}{\pi^2 D^5} \lambda - \text{ постоянная}$$

T, Z, R - плотность, температура, коэффициент

маемости и газовая постоянная переноси-
с среды; g - ускорение свободного падения.
Таким образом, можно записать

$$P_H^2 - P_K^2 e^{\alpha(Y_K - Y_H)} = \frac{Q^2 \lambda L}{A^2 D^5} k_n,$$

$$k_n = \frac{e^{\alpha(Y_K - Y_H)} - 1}{\alpha(Y_K - Y_H)} - \text{ вновь вводимый коэффи-}$$

иент нивелирной высоты. При неизменности
следней на участке k_n (так как $\lim_{\alpha \rightarrow 0} \frac{e^\alpha - 1}{\alpha} = 1$)

$\alpha(Y_K - Y_H)$ принимают единичные значения и форму-
приобретает обычный для горизонтального МГ вид.
При известных P_H и P_K для определения давл-
ия в промежуточных точках можно пользо-
ваться выражением

$$P(x) = \sqrt{P_H^2 + (P_K^2 - P_H^2) x/L}. \quad (3)$$

Для рельефного МГ оно выглядит так:

$$P(x) = \sqrt{P_H^2 + (P_K^2 e^{\alpha(Y_K - Y_H)} - P_H^2) \frac{e^{\alpha(Y_K - Y_H)x/L} - 1}{e^{\alpha(Y_K - Y_H)} - 1}}. \quad (4)$$

Примерные расчеты по (3) и (4) проводились

при $T=290$ К, $\Delta=0,63$, $R = 500 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $D=700$ мм,

$L=100$ км, $k=0,5$ мм, $P_H=5,4 \cdot 10^6$ Па, $\alpha=1,438 \cdot 10^{-4}$,
 $Y_H=\pm 5000, \pm 2500, \pm 1000, 0$ м. Результаты по-
казали, что если при заданных параметрах МГ и
а спуск нивелирной высоты составляет более
10 м, то нагнетатель не требуется. Для горизон-
тального МГ перепад давления равен $\approx 1,2$ МПа, а
при подъеме на 5 км $\approx 2,0$. Установлено, что при
уменьшении нивелирной высоты по длине МГ
формула (3) дает завышенное значение, а при
увеличении - заниженное по сравнению с (4).
Наибольшие абсолютные отклонения наблюда-
ются в начале второй половины протяженности и
на большом уклоне (до 5% от среднего давления
($\Delta Y=5000$ м), при малом - различия невелики.
Среднее значение давления по всей длине МГ
вычисляется с нивелирной высотой. Этот факт
естественно совпадает со стратифицированной
средой: плотность экспоненциально зависит
от высоты. Соответственно этому аккумулярую-
щая способность МГ с ее ростом уменьшается.

Графики (рисунок) при фиксированных P_H и
 $\Delta P=P_H-P_K$ при перепаде нивелирной высоты на
100 км показывают, что в рассматриваемом слу-
чае ($\Delta P=0$) уменьшением Y_K-Y_H на 5000 м можно
без нагнетателей обеспечить пропускную способ-
ность МГ 12,62 млн. м³/сут. Это соответствует пере-
паду давления в горизонтальном ГП от 5,4 до
примерно 2,5 МПа. Таким образом, на трассах с
отрицательным уклоном сила тяжести частично
или полностью может заменить нагнетатели.

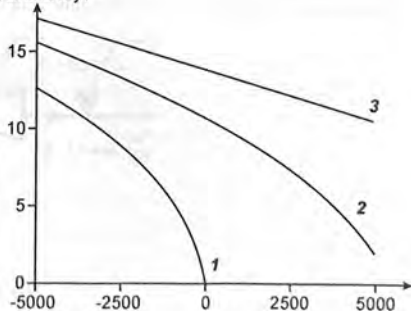
Переходим к учету рельефа при расчете слож-
ного МГ, состоящего из n участков, на границах
которых нити соединены между собой перемыч-
ками. При этом их границы представляются как
точки изгиба высоты (т.е. Y_i - нивелирная высота
 i -го участка), изменения диаметра и эквивалент-
ной шероховатости трубопровода, а также место
концентрированного отбора или подкачки газа.
Каждый i -й участок имеет m_i нитей, которые опи-
сываются через k_{pi}, k_{qi}, k_{mi} . В итоге для i -го участка
($i=1,2,\dots,k$) имеем

$$P_{i-1}^2 - P_i^2 e^{\alpha y_i} = B Q_0^2 \frac{\lambda_0}{D_0^5} I_i \frac{k_{qi}^2 k_{mi}}{\left(\sum_{j=1}^{m_i} k_{pi,j} \right)^2}.$$

Исключив промежуточные значения давл-
ения, определим взаимосвязь между P_H и P_K [1]:

$$P_H^2 - P_K^2 e^{\alpha(Y_K - Y_H)} = \frac{Q_0^2 \lambda_0}{A^2 D_0^5} L k_{об},$$

Q , млн. м³/сут



Изменение пропускной способности газопровода в зависимости от нивелирной высоты при перепаде давления на 100 км $\Delta P=0$ (1), 1,7 (2) и 3,4 МПа (3)

где

$$k_{об} = \sum_{i=1}^N \frac{l_i}{L} \frac{k_{qi}^2}{\left(\sum_{j=1}^m k_{pi,j} \right)^2} \frac{e^{a(Y_i - Y_H)} - e^{a(Y_{i-1} - Y_H)}}{a(Y_i - Y_{i-1})}.$$

составит обобщенный коэффициент расхода. Напомним, что при $Y_i - Y_{i-1} = 0$ последний множитель в $k_{об}$ принимает значение 1.

На основе приведенных выше формул построен численный алгоритм и отлажена программа. Вычислительные эксперименты по расчету многониточного МГ с учетом путевых отборов, из-

менения диаметра, эквивалентной шероховатости и количества параллельных нитей, а также рельефа трассы дали хорошее совпадение с результатами [2].

Таким образом, с помощью аналитических формул сложную задачу расчета рельефного лескопического многониточного газопровода удалось привести к простому случаю. Это позволяет инженерно-техническим работникам проводить вычислительный эксперимент, определять узкие места и принимать конкретные практические решения по бесперебойной эксплуатации системы МГ для стабильного обеспечения потребителей целевым продуктом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Под общ. ред. В.А. Юфина. М.: Недра, 1978. 407 с.
2. Новоселов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов // Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1982. 136 с.

ANNOTATION

Introduction technique of flow rate is generalized for terrain pipe line with concentrated selection and gas pumping and a short analysis of terrain route factor role is performed too.



УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ

Хохлов, В.А. Хохлов
И. «Водоподъемник»)

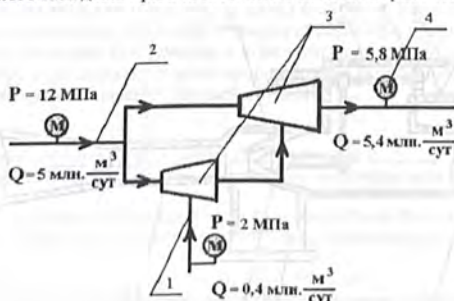
Проблема сжигания попутных нефтяных газов в последние годы становится все более актуальной, что обусловлено экономическими интересами, необходимостью предотвращения экологического загрязнения. В развитых странах этому вопросу уделяется особое внимание. Так, в РФ одним из основных условий выдачи лицензии на добычу нефтяных месторождений является обязательная утилизация 90-95% попутных газов [1, 2].

На нефтегазоконденсатном месторождении Кокдумалак в настоящее время объем попутного газа из этой части, сжигаемого на факельных установках, превышает 1,6 млн. т в год, при этом в атмосферу выбрасывается около 5 млн. т окиси углерода. Проектом предусмотрены и установлены на четырех технологических линиях месторождения эжектирующие устройства. Для утилизации попутного газа с давлением 2,6 МПа использовался природный газ с рабочим давлением 12,8 МПа. Однако в настоящее время в результате эксплуатации месторождения эти параметры изменились и составляют соответственно 2,0 МПа. Эжектирующие устройства, по нашим расчетам, не только не способны откачивать попутный газ, но и могут пропускать через себя рабочий газ в обратном направлении, т.е. на факел.

Разработаны и защищены предварительным патентом РУЗ [3] струйные насосы, которые можно использовать для улавливания попутного нефтяного газа при значительных перепадах давления в процессе эксплуатации месторождения.

В условиях Кокдумалака струйные насосы необходимо соединять попарно предложенным нами последовательно-параллельным способом (рис. 1) [4]. В этом случае природный газ по напорному газопроводу подается одновременно в сопла струйных насосов двух ступеней. Под действием его кинетической энергии и струи во всасывающем патрубке насоса первой ступени создается разрежение, которое обуславливает движение попутного газа по газопроводу. Рабочий и всасываемый газы смешиваются и поступают по всасывающему патрубку второй ступени. Здесь в камере также возникает разрежение, которое действует на всасываемый газ по газопроводу. Таким образом, всасываемый попутный нефтяной газ получает два воздействия в насосах первой и второй ступеней.

Применение разработанных нами струйных насосов (рис. 2) позволит обеспечивать эффективную эксплуатацию попутного нефтяного газа даже при значительном снижении рабочего давления в процессе эксплуатации.



1. Последовательно-параллельная установка струйных насосов на технологической линии месторождения Кокдумалак;
1- всасываемый нефтяной газ; 2- рабочий активный газ; 3- струйные насосы по патенту РУЗ № ИДР 04411;
4- манометры

дутации месторождения. Каждый струйный насос выполнен с регулирующей иглой, соединенной с подвижной осью, на которой установлен подпружиненный относительно корпуса поршень.

Снижение давления рабочего газа в газопроводе обуславливает его уменьшение в напорном патрубке, следовательно, сила воздействия на поршень падает. С помощью пружины поршень вместе с подвижной осью перемещается в осевом направлении, и игла частично перекрывает сопло, уменьшая площадь его выходного сечения. Последнее приводит к увеличению скорости рабочего газа в струйном насосе и способствует восстановлению всасывающих способностей.

Для определения области регулирования разработана методика расчета характеристик струйного насоса при изменении внешних рабочих параметров. Напор H_H равен разности полных удельных энергий потока в напорной E_H и всасывающей E_B линиях:

$$H_H = E_H - E_B = \left(\frac{P_H}{\rho g} - \frac{P_B}{\rho g} \right) + \left(\frac{V_H^2}{2g} - \frac{V_B^2}{2g} \right) - \Delta h, \quad (1)$$

где P_H и P_B - давления в напорном и всасывающем патрубках струйного насоса; $V_P = \frac{Q_P}{F_C}$, $V_B = \frac{Q_B}{F_C}$ и $V_H = \frac{Q_P + Q_B}{F_K}$ - скорости движения рабочего газа в сопле, всасываемого газа в камере смешения и смеси в ее конце, Q_P , Q_B и Q_H - расходы рабочего и всасываемого газов, смешанный расход насоса; F_C - площади сечения сопла и камеры смешения; Δh - потери напора в проточной части струйного насоса.

Для определения потенциальной составляющей напора $\frac{P_H - P_B}{\rho g}$ выведем уравнение движения [5]:

$$\rho Q_P V_P + \rho Q_B V_B - \rho (Q_B + Q_P) V_H = (P_H - P_B) F_K. \quad (2)$$

Преобразовав его и выразив скорости через расходы, запишем:

$$\frac{P_H - P_B}{\rho g} = \frac{\frac{Q_P^2}{F_C} + \frac{Q_B^2}{F_C} - \frac{(Q_B + Q_P)^2}{F_K}}{g F_K}.$$

Введя в вычисления $q = \frac{Q_B}{Q_P}$ - относительный коэффициент всасывания, $f = \frac{F_C}{F_K}$ - относительный метрический коэффициент струйного насоса, и учитывая, что $H_P = \frac{Q_P}{F_C^2 2g}$ - рабочий напор струйного насоса, получим:

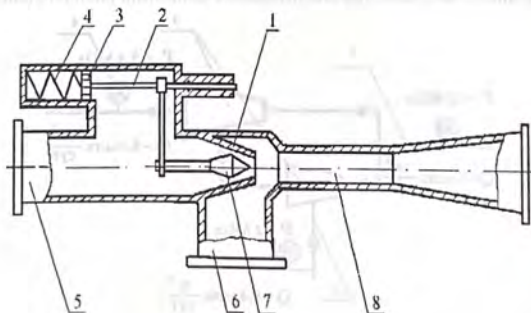


Рис. 2. Конструкция струйного насоса:

1 - сопло; 2 - подвижная ось; 3 - поршень; 4 - пружина; 5 - напорный и 6 - всасывающий патрубки; 7 - регулирующая игла; 8 - камера смешения

$$\frac{P_H - P_B}{\rho g} = \frac{2H_p}{f} \left(1 + \frac{q^2}{f-1} - \frac{(q+1)^2}{f} \right). \quad (3)$$

аналогичным образом преобразуем кинетическую составляющую напора струйного насоса:

$$\frac{V_H^2}{2g} - \frac{V_B^2}{2g} = \frac{(Q_B + Q_p)^2}{2gF_K^2} - \frac{Q_B^2}{2g(F_K - F_C)^2} = \frac{Q_p^2}{gF_C^2} \left[\frac{F_C^2}{F_K^2} \left(\frac{Q_H}{Q_p} + 1 \right)^2 - \left(\frac{Q_H}{Q_p} \right)^2 \frac{1}{\left(\frac{F_C}{F_K} - 1 \right)^2} \right] = H_p \left(\frac{(q+1)^2}{f^2} - \frac{q^2}{(f-1)^2} \right). \quad (4)$$

Потери напора Δh в проточной части струйного насоса складываются из потерь во входном конфузоре, регулирующей игле, камере смешения, диффузоре и определяются в соответствии с конструкцией его элементов. Потери напора в регулирующей игле переменны и зависят от относительного открытия сопла. Подставив (3) и (4) в уравнение (1) и преобразовав его, получим основную зависимость для определения характеристик струйного насоса в процессе эксплуатации:

$$H_H = H_p \left[\frac{2}{f} - \frac{(q+1)^2}{f^2} + \frac{q^2(f-2)}{(f-1)^2 f} \right] - \Delta h. \quad (5)$$

При последовательно-параллельном соединении нескольких струйных насосов расчет их проточных характеристик производится исходя из условия, что коэффициенты всасывания для них одинаковы и определяются следующей зависимостью:

$$q = \frac{Q_B + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{pi}}{\sum_{i=1}^{n-1} Q_{pi}}, \quad (6)$$

где Q_B - всасываемый расход первой ступени; $\sum_{i=1}^{n-1} Q_{pi}$ - сумма рабочих расходов на всех предыдущих;

где Q_{pi} - рабочий расход на i -ой; n - порядковый номер ступени соединения струйных насосов.

Расчеты и эксперименты показали, что на одной технологической линии месторождения Кокдумалак можно утилизировать 0,40-0,43 млн. м³ попутного газа в сутки, а на четырех - 1,60-1,72, т.е. весь сжигаемый объем. В процессе эксплуатации месторождения благодаря автоматическому регулированию расхода насосов будет поддерживаться его эффективная откачка при изменении давления до 20%. Таким образом, на месторождении Кокдумалак с помощью двух ступеней струйных насосов можно утилизировать попутный нефтяной газ по меньшей мере в ближайшие 5-7 лет. При дальнейшем снижении давления потребуются подключение третьей ступени.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования М.А. Заклинания нефтяного газа // Нефть России, 2002, № 2.

Исследования В.И., Пономарев В.А. Проблемы и перспективы добычи и утилизации низконапорного газа // Газовая промышленность, 2002, № 5.

Исследования В.И., Пономарев В.А. Патент UZ № IDP 04411. Струйный насос. Хохлов А.В., Хохлов В.А., Маджидов У.Х. // Бюл., 2000, № 4. Патентное решение по заявке UZ № IDP 2002 0461. Способ перекачивания газа совместно струйными насосами. А.В., Хохлов В.А.

Исследования Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. М.: Энергия, 1970. 287 с.

REFERENCES

Sign of the jet pump is offered for utilization of oil associated gases. It's calculations are performed taking into account gas parameters change in the process of exploitation.

ОПТОЭЛЕКТРОННОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ЭМУЛЬСИОННОЙ ВОДЫ В НЕФТИ НЕФТЕПРОДУКТАХ

Н.Р. Рахимов, Р.Ж. Тожиев, Ш. М. Сайдахмедов, С.О. Хатамов, О. Тилаволдиев
(ФерПИ, АК «Узнефтепереработка»)

При добыче и переработке нефть дважды смешивается с водой, образуя эмульсии: при выходе с большой скоростью из скважины и в процессе обессоливания, т.е. промывки для удаления хлористых солей.

В результате эффективного разрушения образующихся в производственных условиях нефтяных эмульсий улучшаются свойства нефти и нефтепродуктов и увеличивается срок службы нефтеперерабатывающих установок.

Известно [1], что количество добываемой эмульсионной нефти зависит от продолжительности эксплуатации месторождения. Одна из актуальных проблем в этой области - разработка и внедрение высокочувствительного метода определения содержания эмульсионной воды в нефти и нефтепродуктах.

Эмульсии представляют собой дисперсные системы двух жидкостей, мало или совсем не растворимых друг в друге, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул), и является внутренней (в нашем случае вода) или дисперсной фазой. Жидкость (нефть, нефтепродукты), в которой она находится, считается дисперсионной средой.

О механизме образования эмульсий имеется много теоретических выкладок [2], однако не все они подтверждаются на практике.

Авторы [1, 2] представляют механизм образования эмульсии в следующем виде.

Первая стадия диспергирования - растягивание капли жидкости в цилиндр, сопровождающееся увеличением поверхности дисперсионной фазы и затратой работы на преодоление молекулярных сил поверхностного натяжения. Вторая стадия - вытянутая капля, становясь неустойчивой, распадается на мелкие частицы сферической формы. При этом поверхность и свободная поверхностная энергия уменьшаются. Образующиеся при перемешивании цилиндрики жидкости превращаются в капельки только тогда, когда их длина становится больше длины окружности сечения. На третьей стадии одновременно происходят процессы

коалесценции при столкновении капель и их дробления. Однако чем меньше капельки, тем они вытекают. Под действием увеличивающегося пиллярного давления они делаются все более ми и сопротивляются изменению формы.

По мнению автора [2], устойчивость эмульсии определяется временем ее существования t :

$$t = H/v,$$

где H - высота столба эмульсии, см; v - линейная скорость самопроизвольного разрыва системы, см/с.

При смешении нефти с водой возможно образование эмульсии двух типов: вода в нефти (В/Н) и нефть в воде (Н/В). Способность двух взаимно перпендикулярных жидкостей образовывать эмульсии того или иного типа предложено характеризовать уравнением

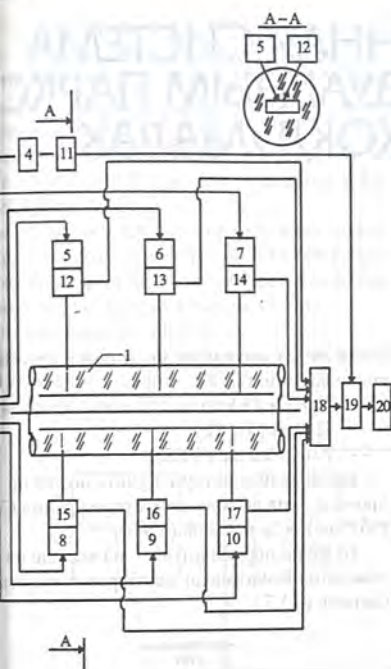
$$\gamma = \tau_B / \tau_H \cdot V_H / V_B,$$

С увеличением показателя γ возрастает спок образований эмульсий типа В/Н, а с уменьшением γ - типа Н/В. Соотношение времени жизни каплей нефти τ_B на границе раздела фаз является мерой устойчивости системы к их обращению, определяющей возможность образования первого и второго типов.

В условиях добычи и обессоливания на границе раздела нефть - вода более продолжительное время существуют капли воды ($\tau_B > \tau_H$), поэтому образуется эмульсия типа В/Н.

Различные виды и формы эмульсии влечут за собой отражение и поглощение ИК-лучей. Можно создать определенную систему и оптоэлектронное устройство для автоматического контроля за содержанием воды в нефти и нефтепродуктах.

Нами разработан ряд оптоэлектронных устройств [3, 4] для анализа физико-химических параметров нефти и нефтепродуктов, которыми, по нашему мнению, достаточно полно отвечаю



5% даже при больших величинах. Кроме того, при микроскопическом анализе эмульсий нельзя избежать ошибок вследствие испарения жидкости в тонком слое, а также деформации частиц. Предлагаемая нами оптоэлектронная система [5] для определения содержания эмульсионной воды в нефти и нефтепродуктах (рисунок) включает цилиндр 1, полость которого представляет собой призму, проходящую через его центр, задающий генератор (источник импульсного питания) 2, триггер 3 со счетным входом, излучающие диоды 5-10 и компенсационный СИД 4, измерительные 12-17 и компенсационный 11 ПОИ, сумматор 18, блок обработки фотоэлектрического сигнала 19 и регистрирующий прибор или ЭВМ 20.

Устройство работает следующим образом. При включении задающего генератора 2 вырабатываемые им прямоугольные импульсы с частотой 8-10 кГц подаются на вход триггера 3. Раздельные импульсы поступают на СИД 12-17 измерительных каналов и на СИД 4 опорных. Поток излучения светоизлучающих диодов фокусируется на измерительных поверхностях и подается на фотоприемники 12-17, суммируется на сумматоре 18. Излучение компенсационного светоизлучающего диода через световоды поступает на компенсационный фотоприемник 11. Далее они идут в блок обработки фотоэлектрического сигнала 19, где реализуется отношение сигналов компенсационного и измерительного потоков. Сигнал отношения, пропорциональный содержанию эмульсионной воды, подается на регистрирующий прибор или ЭВМ 20, по показанию которого судят о содержании воды в нефти и нефтепродуктах.

Недостатком известных датчиков является наличие погрешностей, обусловленных неравномерностью распределения влаги в объеме исследуемой жидкости. Предлагаемое устройство повышает точность за счет многократного объемного измерения и суммирования фотоэлектрического сигнала. Кроме этого, с его помощью можно определить содержание нефтепродуктов в эмульсионной воде.

требованиям. Приборы на основе элементного полного внутреннего отражения (О) могут непосредственно вводиться в измерительный процесс, практически не воздействуя на него, т.е. исключается возможность искажений. Определение наличия эмульсионной воды косвенными методами сопровождается погрешностью до

РИСУНОК

- Ченко Д.Н., Бергштейн и др. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. М.: Химия, 1967. 14 с.
- Иткенов В. Эмульсии, их теории и технические применения. Издательство, 1950.
- Иткенов Н.Р., Сайдахмедов Ш.М. и др. Оптический метод определения содержания воды в нефтепродуктах // Узбекский журнал нефти и газа, 2001, №1.
- Иткенов Н.Р., Сайдахмедов Ш.М., Тожиев Р.Ж., Хатамов С.О. Разработка приборов для экспрессного определения содержания воды в нефти // Узбекский журнал нефти и газа, 2001, №3.
- Иткенов Н.Р., Сайдахмедов Ш.М., Тожиев Р.Ж., Рахимов Н.Р., Хайдаров А.Х. Устройство для определения содержания эмульсионной воды в нефти и нефтепродуктах. Пред. Патент Уз. ИДР 0227 от 30.05.2001 г.

NOTATION

An optoelectronic device is offered for definition of the emulsion water content in oil and oil products.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕЗЕРВУАРНЫМ ПАРКОМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОКДУМАЛАК

Н.З. Зайниев

(НГПУ «Мубарекнефтегаз»)

Резервуарные парки месторождений характеризуются непрерывным круглосуточным режимом работы, что обуславливает необходимость создания средств автоматизированного контроля за производством. При разработке такой системы ключевым моментом являются выбор и размещение узлов учета. Нами на примере месторождения Кокдудмак предлагается следующий вариант (рис. 1):

- технологический узел учета нестабильного конденсата на конденсатопроводе расположен на выходе из месторождения Алан после насосов (ТУ):

- то же на выходе из месторождения Се после насосов (ТУ2);
- -- Култак (ТУ3);
- -- Памук (ТУ4);
- -- Кокдумалак (ТУ5);
- технологический узел учета нефти на н проводе — на выходе из месторождения Се табулак после насосов (ТУ6);
- то же на первой нитке — на выходе из м рождения Кокдумалак со сборного пункта насосов (ТУ7);

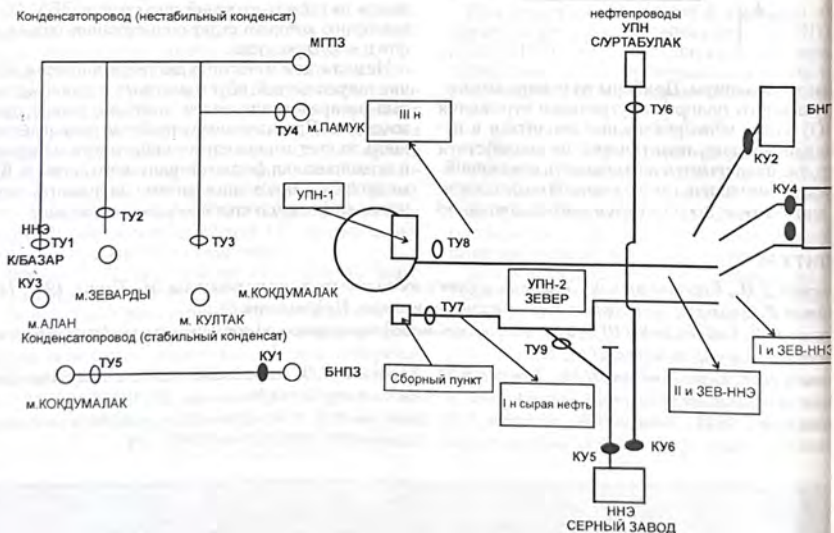
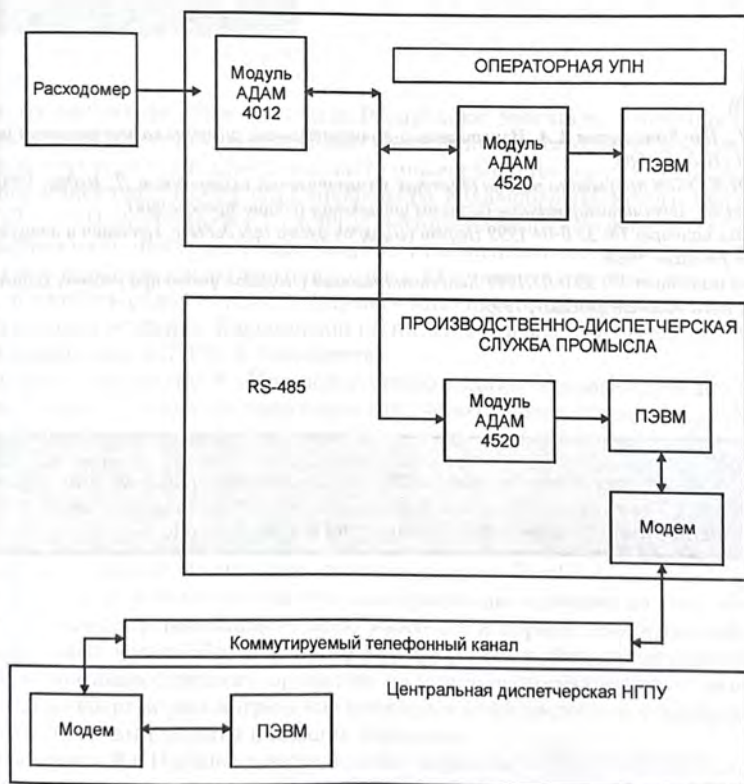


Рис.1. Схема размещения узлов учета

третьей нитке — с УПН-1 после насосов
нефтепровода — на выходе из месторож-
Зеварды на нефтеналивную эстакаду
«ТУ9»;
мерческий узел учета стабильного кон-
на конденсатопроводе — на входе в Бу-
НПЗ (КУ1);
мерческий узел учета нефти на нефте-
е — на входе в Бухарский НПЗ (КУ2);
на первой нитке — на входе в нефтена-
эстакаду «Караул-базар» (КУ3);
второй нитке — (КУ4);
ходе в нефтеналивную эстакаду «Серный
из месторождения Зеварды (КУ5);
из месторождения Сев. Урталулак (КУ6).

Для измерения расходов использовали расхо-
домеры фирмы KROHNE как менее дорогостоя-
щие по сравнению с аналогами фирмы Fisher-
Rosemount, в качестве датчика — радиолокацион-
ный уровнемер BM70P фирмы KROHNE,
предназначенный для непрерывного бесконтакт-
ного определения уровня жидкостей, сжиженных
газов в металлических аппаратах и хранилищах.
Он обеспечивает точность с погрешностью ± 1 мм
при расстоянии от монтажного фланца до поверх-
ности продукта 1-10 м и $\pm 0,01\%$ — более 10 м;
предельная высота жидкости до 35 м; надежен в
широком диапазоне температур и давлений. Кро-
ме того, энергоэкономичен, обладает высокой по-
мехоустойчивостью, имеет взрывозащитное ис-
полнение, прост в установке и эксплуатации.



Структурная схема комплекса технических средств АСУ технологического и коммерческого учета нефти и газоконденсата на НГПУ «Мубарекнефтегаз»

Для аварийной сигнализации верхнего и нижнего уровней нити и конденсата в товарных резервуарах использовали вибрационный сигнализатор LS3000/RO/05/A/AI/BR.X фирмы KROHNE, работающий с точностью 1 мм с помощью нормально замкнутого или разомкнутого контакта (на выбор) и имеющий взрывозащитное исполнение.

Структурная схема комплекса технических средств АСУ ТП (рис. 2) функционирует следующим образом.

Сигнал от расходомера 4-20 мА принимается модуль аналогового ввода АДАМ-4012 (количество их одинаково). Информация из поступает через модуль преобразователя интерфейса на ПЭВМ, осуществляющие расчет расхода. Запросу расположенной в центральной диспетчерской НГПУ данные с предприятия поступают сюда по коммутируемому телефону.

Изложенный подход к разработке АСУ прошел апробацию на месторождении Кокдумлак и может успешно использоваться.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев Т.М., Тер-Хачатуров А.А. Измерительно-вычислительные системы количественного учета нефтепродуктов. М.: Недра, 1984.
2. Васильев Н.К. Учет природного газа на объектах магистральных газопроводов. Л.: Недра, 1990.
3. ГОСТ 24.104-85 Автоматизированные системы управления (общие требования).
4. Отраслевой стандарт ТСт 39.0-04:1999 Нефть (Порядок учета при добыче, хранении и отпуске). Ташкент: НКХ «Узбекнефтегаз», 1999.
5. Отраслевой стандарт ТСт 39.0-03:1999 Конденсат газовый (Порядок учета при добыче, хранении и отпуске). Ташкент: НКХ «Узбекнефтегаз», 1999.

ANNOTATION

A practice of automated-control system (ACS) creation to control oil tank farm of Kokdumlak field is reported. The structure of control stations situation, their logical system of situation, ACS components interaction, selection of equipment are described too.



К 60-летию со дня рождения Юлдашбая ИРГАСЕВА

2002 г. геологическая общественность Республики Узбекистан отметила 60-летие со дня рождения и 37-летие научно-производственной и педагогической деятельности видного ученого, крупного специалиста в области инженерной геологии и гидрогеологии доктора геолого-минералогических наук профессора Юлдашбая Иргашева. Он родился 25 мая 1942 г. в г. Пскенте. В 1966 г. окончил геолого-разведочный факультет Ташкентского политехнического института (ныне ТашГТУ) по специальности «Гидрогеология и инженерная геология», после чего был направлен в Каршинскую гидрогеологическую экспедицию на должность рядового, затем старшего инженера и далее начальника партии. За активное участие в освоении Каршинской степи Ю. Иргашев неоднократно награждался почетными грамотами МГ РУз и Хакимията.

После окончания аспирантуры Ю. Иргашев успешно защитил кандидатскую диссертацию на тему «Инженерно-геологическая характеристика четвертичных отложений северной части Каршинской степи в связи с ее ирригационным освоением». Здесь он впервые обосновал закономерности распространения, залегания, строения, состава и свойств различных геологических типов четвертичных пород.

В 1972 г. Ю. Иргашев занимается педагогической деятельностью. Большой производственный опыт и знания позволили ему за короткий срок стать одним из ведущих преподавателей кафедры «Гидрогеология и инженерная геология» ТашГТУ.

В 1994 г. Ю. Иргашев успешно защитил докторскую диссертацию на тему «Инженерно-геологические основы рационального использования и охраны геологической среды (на примере орошаемых земель Юго-Западного Узбекистана)», в которой детально описал факторы воздействия искусственного орошения на природную обстановку и геологическую среду. Последняя впервые рассмотрена как многоуровневая система, что позволило выявить взаимосвязь с системами высших и низших порядков.

По инициативе Ю. Иргашева сотрудниками кафедры и ГИДРОИНГЕО подготовлена и издана Гидрогеологическая карта листов J-41-X11, J-42-XV масштаба 1:200000.

Ю. Иргашев — автор более 70 научных работ, в том числе 4 монографий, 8 методических указаний.

пособий и руководств, гидрогеологических карт, карты прогноза просадочности пород Узбекистана, 2 учебников (на государственном языке), а также 25 производственных и научно-производственных проектов и отчетов. Им подготовлен один кандидат наук, стоящее время он научный руководитель двух аспирантов.

С 1996 г. Ю. Иргашев работает в Лаборатории изучения земной коры и верхней мантии ОАО «УзЛТИнефтьгаз», совместно с ее сотрудниками участвует в геодинамических исследованиях нефтегазоносных регионов Узбекистана, специализируясь на разработке терминологической базы. Он — соавтор русско-узбекского толкового словаря по геологии нефти и газа, вышедшего в свет в 2000 г.

Ю. Иргашев — ученый секретарь Специализированного совета по защите докторских диссертаций по специальности 04.00.17 Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Долгие годы являлся членом Специализированного совета по специальностям 04.00.06, 04.00.07 Гидрогеология, инженерная геология, грунтоведение и мерзловедение, также членом Экспертного совета по наукам о Земле ВАК РУз.

За добросовестную работу Юлдашбай Иргашев неоднократно награждался Почетными грамотами ТашПИ, ТАСИ, Министерства высшего и специального образования РУз. Его честность и доброжелательность, личное обаяние, скромность и порядочность снискали ему авторитет и уважение коллег и учеников.

Поздравляем юбиляра, желаем ему крепкого здоровья, семейного благополучия, долгих лет жизни и дальнейших творческих успехов.

А.А.Абидов, У.С.Назаров, К.П. Пулатов, А.А. Арсланов, И.У. Атабеков, А.М. Худойбергашев, М.Ш. Шерматов, М.М. Ситдиков, Ф.Г. Долгополов, М.Х. Кадыров, А.И. Ходжимов, А.А. Поликарпов, У.А. Камолходжаев, И.Е. Ешбаев

Информация

б организации Специализированного совета К.126.01.01

специализированный совет К.126.01.01 организован на основании приказов Высшей аттестационной комиссии при Ученом Совете Республики Узбекистан №302-С от 26 мая 1994 г. и Национальной корпорации нефтяной и газовой промышленности «Узбекнефтегаз» №66 от 16 июня 1994 г. при НПО «Нефтегазнаука», НК «Узбекнефтегаз» и Ученом Совете была утверждена в количестве 13 человек. На нем принимаются работы по защите диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальностям: 05.15.10 — Бурение скважин; 05.15.06 — Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Специализированный совет имеет возможности (по согласованию с ВАК РУз) организовывать разовые работы по рассмотрению диссертаций на соискание ученой степени доктора технических наук по вышеуказанным специальностям, а также диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора технических наук по специальности 05.15.14 — Технология и техника геологоразведочных работ. За прошедший период работы на заседаниях Специализированного совета К.126.01.01 защищены 16 диссертаций, в том числе две на соискание ученой степени доктора технических наук.

Защищены диссертации...

Салиева К.Г.

Разработка и совершенствование методики повышения эффективности буровых долот с использованием ЭВМ.

Ученый руководитель:

д.т.н. Б.Л. Степанов

исполнена и защищена в Узбекнефтегазовом научно-исследовательском институте нефти и газа (ИНПИНефтегаз), 09.06.1995 г. в результате проведенных исследований;

построен и реализован на ЭВМ алгоритм вычисления кинетических характеристик для дисково-шаровых долот со смещенными вращением шарошек в плане, в результате чего завершено построение графиков всей гаммы классов существующих конструкций буровых долот шарошечного типа;

- построен и реализован на ЭВМ алгоритм вычисления кинетических характеристик долот режущего-истирающего типа для режима вращения их вокруг двух параллельных осей. В результате этих исследований стало возможным выйти на получение закономерности затрат мощности от сил сопротивления движению и объяснить природу многогранного формообразования поперечных сечений скважин при бурении различными конструкциями долот;

- разработан алгоритм вычисления кинетических характеристик буровых шарошечных долот для роторно-турбинного способа бурения;

- завершено построение автоматизированного каталога буровых долот на базе ПЭВМ и доказана эффективность его использования при решении оптимизационных задач, в частности, при выборе и отработке буровых долот в заданных геолого-технических условиях.

Разработанная методика автоматизированной подготовки исходных данных для вычисления кинетических характеристик является в настоящее время неотъемлемой частью в алгоритмах всех основных классов буровых долот, повышает оперативность и надежность соответствующих расчетов.

Ахманов Х.Х.

Оптимизация параметров очистных агентов при бурении геологоразведочных скважин.

Ученый руководитель:

д.т.н. профессор А.А. Абдумажитов. Исполнена в Научно-исследовательском институте минеральных ресурсов (ИМР) и защищена в Узбекнефтегазовом научно-исследовательском институте нефти и газа (ИНПИНефтегаз), НПО «Нефтегазнаука» 09.06.1995 г.

диссертационной работе: впервые на основе принципа комплексности с учетом комплекса геологических, технических и технологических факторов разработана математическая модель промыски скважины, позволяющая оптимизировать параметры очистных агентов при бурении геологоразведочных скважин;

оптимальное соотношение количества образуемого плама и потребляемой промывочной жидкости

даст возможность объективно сочетать критерии максимума механической скорости бурения и углубления скважины без осложнений;

- предложена методика вычисления коэффициента сложности, по значению которого геологические условия разделены на четыре группы: благоприятные ($K=0$); нормальные ($K=0,01-0,20$); сложные ($K=0,21-0,50$) и очень сложные ($K>0,50$);

- предложена формула для определения расхода промывочной жидкости, которая позволяет повысить точность вычислений и принять оптимальные решения в геологических условиях с любой степенью сложности;

- применительно к механическому колонковому бурению разрабо-

тана технология улучшения низкотермических глин, что позволило расширить сырьевую базу; при этом оптимальное количество циклов гидроакустической обработки промывочных жидкостей составляет для глин: алмазской и мурунтауской 2-4; даунтауской 4-6; кызылтепской 1-3;

- составлен программный комплекс, на основе которого выданы практические рекомендации по применению рациональных видов очистных агентов в конкретных геолого-технических условиях;

- с применением эмульсионно-малоглинистого раствора, обработанного гидроакустическим диспергатором, в Кызылкумской ГРЭ получен экономический эффект в размере 181 120 руб. за 1990 год.

Сидикходжаев Р.К.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ ПОДГАЗОВЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОГО УЗБЕКИСТАНА

Выполнена и защищена в Узбекском научно-исследовательском и проектно-институте нефти и газа (УзбекНИПИнефтегаз) НПО «Нефтегазнаука» 25.12.1996г.

В результате проведенных исследований:

- предложено в существующую классификацию запасов нефти, относящихся к категории мелких, внести следующие подкатегории: небольшие – с запасами от 5 до 10 млн.т; малые – от 1 до 5 млн.т; осо-

бо мелкие – от 0,1 до 1,0 млн.т; незначительные – до 0,1 млн.т;

- на базе теоретических исследований Стянина-Телкова (в рамках теории Маскета-Чарного) создан новый усовершенствованный метод оценки оптимального дебита при наличии АВПД; разработана методика расчета динамики оптимального дебита и выбора наивыгоднейшего интервала перфорации скважин, эксплуатирующих подгазовые нефтяные залежи с подошвенной водой;

- разработан метод прогнозирования технологических параметров разработки подгазовых нефтяных залежей при наличии АВПД;
- предложена номенклатура установления технологических параметров работы скважин, которая с достаточной точностью определяет основные технические параметры работы скважин;

Агзамов А.Х.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАУЧНО ОБОСНОВАННОЙ КОНЦЕПЦИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СРЕДНЕЙ АЗИИ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ.

Выполнена и защищена в Узбекском научно-исследовательском институте нефти и газа (УзбекНИПИнефтегаз) НПО «Нефтегазнаука» 16.06.1995 г.

По результатам исследований:

- впервые разработана научно обоснованная классификация залежей нефти Средней Азии, приуроченных к карбонатным коллекторам, с целью выделения групп объектов, близких по условиям разработки;
- предложены зависимости для достоверной оценки активных балансовых запасов нефти выделенных групп объектов на основе использования постоянных коэффициентов характеристик вытеснения нефти водой, которые в отличие от известных можно использовать в случаях недостаточной информации о емкостных параметрах пластов для оценки балансовых запасов нефти объемным методом;
- впервые в результате обработки фактических показателей разра-

ботки методом многофакторного корреляционного анализа для выделенных групп объектов получены уравнения регрессии для оценки ожидаемого конечного коэффициента извлечения нефти;

- установлены общие закономерности процесса вытеснения нефти водой, которые позволяют оценить влияние на его эффективность различных факторов;

- изучение статической связи темпов отбора жидкости и нефти показало, что для объектов прибортовых зон верхним пределом формирования дебитов являются величины 10-12 % от начальных извлекаемых запасов;

- установленные зависимости конечного коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин, полученные в результате обобщения фактических данных по длительно разрабатываемым месторождениям, позволяют выбирать количество скважин, обес-

печивающее достижение заданных степеней нефтеизвлечения, что особенно важно в условиях сложной экономической конъюнктуры;

- впервые сформулирован лекс научно обоснованных мероприятий по повышению эффективности извлечения пластов;

- усовершенствован способ выбора оптимальных интервалов перфорации подгазовых нефтяных залежей на основе учета мер переходных зон «нефть» и «нефть-газ»;

- предложен новый способ метода увеличения коэффициента извлечения нефти в поздней разработке залежей, основанный на использовании характеристик вытеснения. В этом способе, в отличие от используемых ранее карт тангенциальности извлекаемых и балансовых запасов, дифференцированы типы залежей по неоднородности коэф. и показатели работы разрабатываемых скважин.

...Доктор



Редакция "Узбекского журнала нефти и газа" предлагает свои услуги по редактированию и выпуску Инструкций, Положений, Справочников, Пособий, Руководств и другой печатной продукции.

Качество гарантируем.

Ждем Ваших предложений.

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»
O'ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI
УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

Зав. Редакцией — Р.Б. Якубович

Редактор — Д.М. Захаровская

Тех. редактор — Г.С. Мясников

Компьютерный набор — Е.А. Балужева

Адрес Редакции: 700029, Ташкент, ул. Т. Шевченко, 2. Тел. 566727

Отпечатано на полиграфбазе Издательского дома "Мир экономики и права"
Формат 60х84 1/8. Усл. печ. л. — 6,0. Уч.-изд. л. — 6,5. Тираж 1000.